

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ACTUALIZACIÓN DEL MAPA DE PRESIONES DE LA ARENISCA
U DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN
DE PRUEBAS DE PRESIÓN (BUILD UP)**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS
OPCIÓN: TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

DAYSI PAULINA FARINANGO ANDRADE
daysi.1209@hotmail.es

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

Quito, marzo 2019

DECLARACIÓN

Yo Daysi Paulina Farinango Andrade declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Daysi Paulina Farinango Andrade

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Daysi Paulina Farinango Andrade, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia T, MSc
Director del Trabajo de Titulación

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme dado la inteligencia y fuerza para seguir la ruta correcta para así alcanzar mis metas.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, a todos los docentes que compartieron conmigo sus conocimientos y amor por la carrera.

Agradezco a la empresa estatal Petroamazonas EP por permitirme realizar el proyecto, en especial a la ingeniera Johanna Carrión, por brindarme su conocimiento tiempo y ayuda incondicional.

A los ingenieros que conforman el Activo Shushufindi por brindarme su tiempo y responder a cada una de mis dudas, gracias por ayudarme a cumplir este objetivo.

Al ingeniero Raúl Valencia director del proyecto, por su valiosa colaboración que contribuyo de manera significativa para el desarrollo del presente proyecto.

A mis padres Paúl y Elena por su amor incondicional, por ser ese sustento y luz que me han guiado a lo largo de mi camino. Papis gracias porque ustedes han sido un gran ejemplo para mis hermanos y para mí, por todo su esfuerzo, paciencia y apoyo para poder cumplir cada una de mis metas y sueños.

A mis hermanos Lorena y Jhair con quienes Dios me ha dado el privilegio de poder crecer, compartir y aprender muchas cosas juntos.

A Carlitos G, le agradezco por ser ese amigo incondicional con quien he tenido el gusto de compartir muchos momentos agradables que los atesoro en mi corazón. Gracias Carlitos por tu paciencia, apoyo y colaboración para realizar este proyecto, porque cuando sentía que no podía tú estabas ahí para darme ánimos.

A todos mis amigos leales que conseguí a lo largo de mi vida: Masiel M, Nixon A, Anita L, Erick N y Luchito S, Jhoseth M con quienes compartí gratos momentos en nuestra formación profesional, gracias por su ayuda y cariño.

Todo esto fue posible por ustedes.

Farinango (2019)

DEDICATORIA

A mi abuelita María Luisa,
A mis padres, Paúl y Elena
A mis hermanos Lorena y Jhair

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
RESUMEN	XIV
INTRODUCCIÓN	XV
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	1
1.3 RESEÑA HISTÓRICA	2
1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO	4
1.4.1 Distribución estructural.....	4
1.4.1.1 Arenisca U	4
1.5 ESTRUCTURA	5
1.5.1 Mapa estructural.....	6
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO	7
1.6.1 Estado actual de los pozos	7
1.6.2 Análisis PVT	8
1.6.3 Propiedades petrofísicas.....	10
CAPÍTULO 2	15
CONCEPTOS GENERALES, PRUEBAS DE POZOS Y MÉTODOS DE ANÁLISIS	15
2.1. TIPO DE FLUIDOS	15
2.1.1 Fluidos incompresibles:.....	15
2.1.2 Fluidos ligeramente compresibles:.....	16
2.1.3 Fluidos compresibles:.....	16
2.2 REGÍMENES DE FLUJO	17
2.2.1 Estado continuo:.....	17
2.2.2 Estado pseudo continuo.....	17
2.2.3 Estado transitorio	18
2.3 GEOMETRÍA DE FLUJO	19
2.3.1 Flujo radial.....	19
2.3.2 Flujo esférico y hemisférico.....	20
2.3.3 Flujo lineal	20

2.3.4 Flujo bilineal	21
2.4 PRUEBAS DE POZOS.....	22
2.4.1 Pruebas transientes de presión.....	22
2.4.2 Tipos de pruebas de presión.....	24
2.4.2.1 Pruebas de declinación de presión (Draw down).....	24
2.4.2.2 Pruebas de Inyección	25
2.4.2.3 Pruebas de Interferencia	25
2.4.2.4 Prueba de restauración de presión (Build up)	25
2.5 MÉTODO DE ANÁLISIS	27
2.5.1 Método de la curva tipo derivada o Método de Bourdet.....	27
2.5.2 Método de horner	31
CAPÍTULO 3	33
ASPECTOS TEÓRICOS DE LOS MODELOS DE POZO, RESERVORIO Y LÍMITES PARA LA INTEPRETACION DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIAS	33
3.1 IDENTIFICACIÓN DEL MODELO	33
3.1.1 Región de tiempo temprano (etr).....	35
3.1.1.1 Almacenamiento del pozo (well storage)	35
3.1.1.1.1 Efecto de almacenamiento puro en un pozo:	36
3.1.1.1.2 Efecto de almacenamiento variable de un pozo:.....	37
3.1.1.2 Modelo del pozo (well model)	38
3.1.1.2.1 Pozos fracturados	38
3.1.1.2.1.1 Fractura de alta o infinita conductividad	39
3.1.1.2.1.2 Fractura de conductividad finita.....	40
3.1.1.2.3 Pozos con entrada limitada	41
3.1.2 Región de tiempo medio (MTR)	42
3.1.2.1 Yacimientos homogéneos / Flujo radial infinito (IARF)	42
3.1.2.2 Yacimientos con doble porosidad	43
3.1.2.3 Yacimientos con doble permeabilidad	45
3.1.2.4 Radial compuesto	46
3.1.3 Región de tiempo tardío (LTR).....	48
3.1.3.1 Límites sin flujo	49
3.1.3.1.1 Falla de sellado simple (Single Fault)	50
3.1.3.1.2 Fallas de intersección (Intersecting Faults)	50
3.1.3.1.3 Limite de fallas paralelas (channel).....	52
3.1.3.1.4 Sistemas cerrados	53
3.1.3.2 Limite de presión constante.....	54
CAPÍTULO 4.....	56
METODOLOGÍA, PROCESAMIENTO Y RESULTADOS.....	56
4.1 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO	66
4.2 MAPAS ISOBÁRICOS	69
4.2.1 Mapa Isobarico de la arenisca ul.....	71
4.3 MAPA DE PERMEABILIDADES.....	72
4.3.1 Mapa de permeabilidades de la arenisca UI	74
CAPÍTULO 5.....	75

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
5.1 CONCLUSIONES	75
5.2 RECOMENDACIONES.....	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXOS	80

ÍNDICE DE FIGURAS

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
Figura 1:	Ubicación del Campo Shushufindi.....	2
Figura 2:	Estado de pozos @ junio 2018	3
Figura 3:	Mapa estructural del Campo Shushufindi.....	6
Figura 4:	Sectorización del campo Shushufindi.....	9
Figura 5:	Viscosidades del crudo- Campo Shushufindi	9
Figura 6:	Gravedad API-Campo Shushufindi	10
Figura 7:	Regímenes de flujo.....	18
Figura 8:	Representación del flujo radial	19
Figura 9:	Representación del flujo esférico y hemisférico	20
Figura 10:	Representación de flujo lineal (pozo fracturado)	21
Figura 11:	Representación de flujo bilineal (pozo fracturado)	21
Figura 12:	Representación de una prueba de restauración de presión ideal	26
Figura 13:	Curva tipo para un pozo con almacenamiento constante y efectos de daño en reservorio con comportamiento homogéneo.	28
Figura 14:	Coincidencia de curva tipo de un conjunto de datos donde no exhibe flujo radial	29
Figura 15:	Gráfica de Horner para ejemplo de prueba de Build-up	31
Figura 16:	Regímenes de tiempo para una prueba de restauración de presión..	34
Figura 17:	Herramienta de Identificación de regímenes de flujo.....	35
Figura 18:	Comportamiento del efecto de almacenamiento puro del pozo	37
Figura 19:	Comportamiento del efecto de almacenamiento variable de un pozo	38
Figura 20:	Comportamiento de la derivada en un pozo con fractura de alta conductividad	39
Figura 21:	Representación del Modelo de un pozo con fractura de conductividad finita.....	40
Figura 22:	Comportamiento de la derivada en un pozo con penetración parcial.	41
Figura 23:	Respuesta de la derivada para un reservorio homogéneo.....	43
Figura 24:	Modelo del Yacimiento con doble porosidad	44
Figura 25:	Respuesta de la derivada en yacimientos con doble porosidad.....	44
Figura 26:	Modelo de un reservorio con doble permeabilidad.....	45
Figura 27:	Variación S1	46
Figura 28:	Variación S2.....	46
Figura 29:	Reservorio radial compuesto y reservorio lineal compuesto.	47
Figura 30:	Repuesta en Figura logarítmico de un reservorio compuesto radial. .	48
Figura 31:	Perfil cerca de un límite sin flujo.....	49
Figura 32:	Comportamiento de la derivada para un límite simple sellante	50
Figura 33:	Representación de un límite intersecante	51

Figura 34: Comportamiento de la derivada para un pozo con limite intersecante.....	51
Figura 35: Modelo de limite de fallas paralelas.....	52
Figura 36: Comportamiento de la derivada para un pozo con límite de fallas paralelas.....	53
Figura 37: Representación del sistema cerrado (a) circular / (b) rectangular	53
Figura 38: Representación gráfica logarítmica para sistemas cerrados	54
Figura 39: Representación gráfica semilogarítmica para límite de presión constante.....	55
Figura 40: Representación gráfica logarítmica para límites de presión constante.....	55
Figura 41: Flujo de trabajo para interpretación de BUP y creación del mapa isobárico	60
Figura 42: Pozo SHS-079/ Análisis no valido, problemas operativos en toma de BUP, sin presencia de flujo radial.....	61
Figura 43: Pozo SHS-063/ Análisis no valido, datos con esparcimiento.	62
Figura 44: Pozo SHSN-030/ Análisis no valido, efecto de almacenamiento domina la prueba.....	62
Figura 45: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Centro- Norte	67
Figura 46: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Centro-Sur	67
Figura 47: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Sur-Oeste	68
Figura 48: Mapa isobárico de la arenisca Ui del campo Shushufindi	71
Figura 49: Mapa de permeabilidades de la Arenisca Ui del Campo Shushufindi.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
Tabla 1:	Estado Actual de los pozos del Campo Shushufindi @ junio del 2018	7
Tabla 2:	Análisis PVT de la arena “U” del Campo Shushufindi.....	8
Tabla 3:	Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona sur Oeste	10
Tabla 4:	Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona norte.....	11
Tabla 5:	Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona Centro	12
Tabla 6:	Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona Sur Oeste.....	13
Tabla 7:	Base de Datos, Activo Shushufindi	56
Tabla 8:	Resultados de las interpretaciones de las pruebas de presión del Campo Shushufindi	63
Tabla 9:	Resultado de las presiones extrapoladas a Enero del 2019/ Arenisca U superior.....	69
Tabla 10:	Resultado de las presiones extrapoladas a Enero del 2019/ Arenisca U inferior.....	70
Tabla 11:	Resultado de permeabilidades de la Arenisca U superior	72
Tabla 12:	Resultado de permeabilidades de la Arenisca U inferior	73

ABREVIATURAS Y SIGLAS

°API:	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
BAPD:	Barriles de agua por día
BFPD:	Barriles de fluido por día
BHP:	Presión de fondo de pozo (Bottomhole Pressure)
BLS:	Barriles
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Contenido de agua y sedimentos (basic sediment and water)
BUP:	Build up
C:	Compresibilidad del fluido
C_D :	Constante de almacenamiento adimensional del pozo
Cp:	Centipoise
ETR:	Región de tiempo temprano (Early time region)
GOR:	Relación gas-petróleo (Gas-oil ratio)
h:	Espesor (h)
IARF:	Flujo radial infinito (Infinite Acting Radial Flow)
Ft:	Pies
k:	Permeabilidad, (md)
Km²:	Kilómetros cuadrados
LTR:	Región de tiempo tardío (Late time region)
mD:	mili-Darcy
MD:	Profundidad Medida (Measure Depth)
MTR:	Región de tiempo medio (Middle time region)
ohm-m	ohm metro
Pb:	Presión de burbuja
Pi:	Presión inicial
P_D :	Presión adimensional
ppm NaCl:	Partes por millón de Cloruro de Sodio
PSI:	Libra por pulgada cuadrada (Pounds per square inch)
PSIa:	Libra por pulgada cuadrada absoluta
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura

QA/QC:	Garantía y control de calidad (Quality Assurance / Quality Control)
r_w :	Radio del pozo (ft)
S:	Factor de daño (skin)
SSFD:	Shushufindi
Sw:	Saturación de agua
TUUS	Arenisca U superior
TLUS	Arenisca U inferior
t:	Tiempo
t_p :	Tiempo de producción previo al cierre
Δt :	Tiempo de cierre. Medido desde el instante de cerrar el pozo
$\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$:	Tiempo de pseudo producción de horner
UI:	U Inferior
US:	U Superior
WBS:	Efecto de almacenamiento (Wellbore storage)
WO:	Workover

RESUMEN

La interpretación de pruebas de presión en el campo Shushufindi para la caracterización del reservorio, inició con la revisión de los informes de las compañías de servicios, así como los informes internos del operador, se encontró que en estas interpretaciones se utilizó una amplia gama de modelos y límites de reservorio. De un total de 111 pruebas revisadas el 33 %, exhibía incertidumbre en el análisis presentado (Anexo 1), la conclusión fue que las interpretaciones anteriores estaban orientadas a la ingeniería de producción y, a menudo, a hacer coincidir los datos por cualquier medio.

Para llevar a cabo este trabajo, se elaboró una base datos con información básica de los pozos; así como también, información geológica, petrofísica, análisis PVT, e historiales de producción / reacondicionamiento, posterior a esto se empleó la herramienta informática Saphir NL para la interpretación de las pruebas de restauración de presión y validación de los resultados.

Dichas interpretaciones fueron llevadas a cabo mediante un flujo de trabajo unificado, donde se revisaron un total de 111 pruebas correspondientes a la Arenisca U, de las cuales 88 fueron consideradas válidas. En cada uno de los pozos analizados, donde las interpretaciones fueron evaluadas bajo criterios de selección altos y medios, se estimó la presión actual (Enero 2019), y se procedió a representar estos valores en un mapa Isobárico con ayuda del software Petrel.

Los resultados obtenidos de las interpretaciones de pruebas de presión y la extrapolación de la presión a enero del 2019, mostraron un decaimiento de presión considerable en el campo tal así que, la presión actual del reservorio se encuentra a un 65 % de la presión original del campo.

INTRODUCCIÓN

Shushufindi como indica Rivadeneira (2002), es uno de los gigantes mundiales, fue descubierto en 1968 y ha estado produciendo a escala comercial desde 1972, a lo largo de la vida productiva del Campo se han perforado 273 pozos de los cuales actualmente el 67% corresponde a pozos productores, el 20% a pozos cerrados y el 13% a pozos esperando abandono. (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

El campo se encuentra en su etapa de madurez tras producir como un reloj perfectamente engranado sobre los 100.000 BPPD hasta abril de 1994, periodo luego del cual tuvo una declinación natural tanto en producción como de presión en sus reservorios, con el fin de monitorear el comportamiento de presión y proveer información de las características del reservorio a lo largo de la vida productiva del campo se han llevado a cabo una gran cantidad de pruebas de presión, cabe mencionar que con el tiempo estos datos no se han validado ni actualizado y se han utilizado sin revisión en diferentes proyectos de simulación y caracterización de reservorios.

Es por ello que el objetivo principal de este estudio es revisar los datos sin procesar y generar nuevas interpretaciones actualizadas, desarrolladas bajo un flujo de trabajo estandarizado y respaldadas por información petrofísica, geológica, historiales de reacondicionamiento, etc.; para posterior a ello representar esta información mediante un mapa de presiones, el cual permitirá una mejor gestión y caracterización de reservorios, y a su vez una mejora de la productividad del campo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1 GENERALIDADES

Shushufindi es el campo petrolero más grande del Ecuador, cuenta con una superficie de 400 km², es manejado por la empresa estatal Petroamazonas EP como empresa operadora y como socio cliente del consorcio CSSFD JV desde el año 2012 (Biedma, y otros, 2014, p.47).

El activo Shushufindi está compuesto por tres campos en actividad productiva: Shushufindi – Aguarico, Drago Norte, Drago Este y Cobra; además de los dos campos en no producción: Aguarico Oeste, Condorazo (Petroamazonas EP, 2017,p.5).

Se han definido como yacimientos productores en el campo Shushufindi-Aguarico (SSFD), a la Arenisca U, Arenisca T y Basal Tena (Petroamazonas EP, 2017,p 5).

1.2 Ubicación geográfica

El campo Shushufindi-Aguarico (SSFD) está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana en el denominado Bloque 57 (Figura 1), se encuentra en la provincia de Sucumbíos a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito y 35 kilómetros al sur de la frontera con Colombia, limita al NE con Libertador, al SO con Sacha y al Sur con Limoncocha (Petroamazonas EP, 2017, p.6).

El campo geográficamente se extiende desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste formando parte del Corredor Central Sacha– Shushufindi (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014).

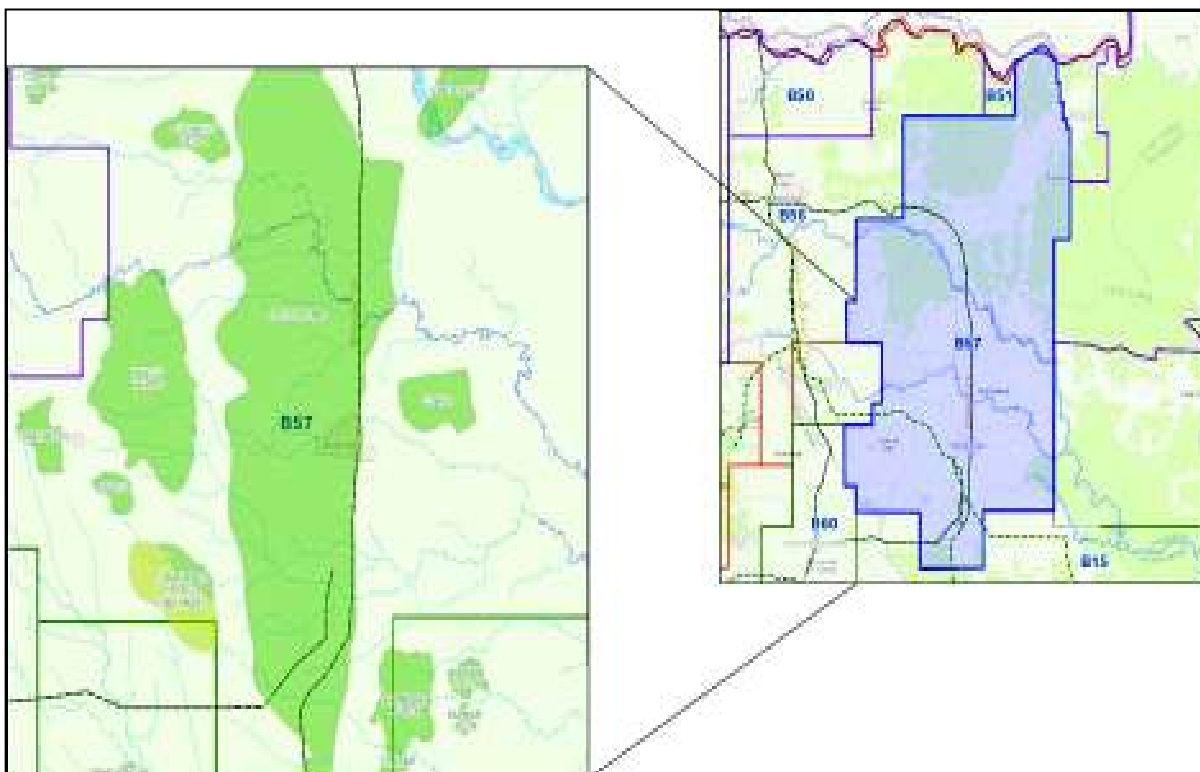


Figura 1: Ubicación del Campo Shushufindi

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017, p.6)

1.3 Reseña histórica

El campo Shushufindi fue descubierto por el Consorcio Texaco-Gulf en 1968 con el pozo Shushufindi-01 perforado en el mismo año, alcanzando una profundidad total de 9772 ft y terminado oficialmente en enero de 1969. Las pruebas iniciales produjeron 2 496 BPPD de 26.6 °API en el reservorio "U" y 2 621 BPPD de 32,5 °API del reservorio "T" (Petroamazonas EP, 2017, p.7).

La producción comercial del campo inició en el año 1972 con 19 200 BPPD sin agua, la primera campaña de perforación se la realizó en los primeros cinco años de producción, alcanzado un total de 120 000 BPPD con bajo corte de agua, seis años después de iniciada la explotación del campo el frente de agua arribó hacia los pozos productores, como es característico en yacimientos con acuífero lateral es así que a partir del año 1978 empezó a incrementarse el corte de agua (Petroamazonas EP, 2017, pp. 7-8).

A partir de esa fecha la producción de fluido se ha mantenido en el orden de 170 000 BFPD con una declinación de la tasa de producción de petróleo proporcional al incremento del corte de agua.

Shushufindi como indican Baby , Rivadeneira , & Barragan (2014), está entre los gigantes mundiales y la perfección de su sistema le ha permitido entregar a Ecuador la mayor riqueza natural, sobrepasando en los primeros meses del año 2002 los 1 000 millones de barriles de producción acumulada, actualmente el campo está ya en su etapa de madurez tras producir como un reloj perfectamente engranado sobre los 100 000 BPPD hasta abril de 1994 (p.344).

La producción promedia de Junio del 2018 fue de 283 669 BFPD con un corte de agua del 80%. Al 30 de junio de 2018, se encuentran perforados 273 pozos en el campo Shushufindi–Aguarico, dentro de los cuales se consideran pozos productores, pozos cerrados y abandonados (Figura 2) (Petroamazonas EP, 2018, p.6).

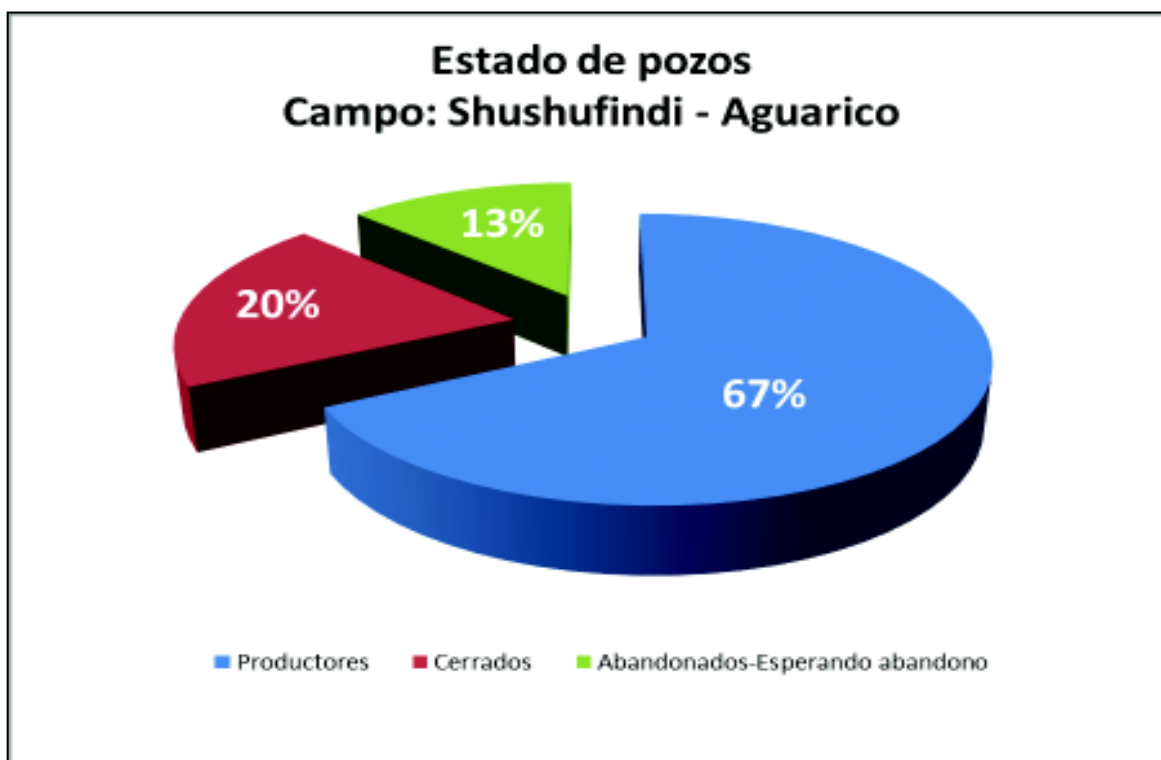


Figura 2: Estado de pozos @ junio 2018

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018, p 7)

1.4 Geología del campo

El Campo Shushufindi-Aguarico forma parte del Dominio Central o Corredor Sacha–Shushufindi, su estructura es un anticlinal asimétrico alargado, mismo que se desarrolló como resultado de la inversión tectónica del Cretácico Tardío esta deformado por megas fallas en transpresión orientadas en sentido NNE.SSO que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, p. 32).

El anticlinal presenta tres altos estructurales principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y un tercero denominado Aguarico, dispuesta en echelón que cambia su dirección a NO-SE (Petroamazonas EP, 2017, p.12).

1.4.1 Distribución estructural

Los principales reservorios hidrocarburíferos en el campo Shushufindi-Aguarico, son: la arenisca T, arenisca U y Basal Tena.

1.4.1.1 Arenisca U

Tradicionalmente en el centro de la cuenca, se ha dividido a esta arenisca en tres miembros conocidos como: U Inferior, U Media y U Superior, sin embargo se considera que en la mayoría de casos es suficiente la división en dos miembros: U Superior y U Inferior (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, p. 301).

Arenisca U inferior: es una arenisca bastante limpia encontrándose únicamente trazas de caolinita, líticos, micas y minerales pesados. Las mejores características de reservorio corresponden a depósitos de canales fluviales, de canales y barras de marea (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, p. 303).

Los análisis realizados en el laboratorio de la Coordinación de Investigación Quito

dan valores de porosidad entre el 10 y 22% y permeabilidades absolutas de 50 mD a 1500 mD presentando valores de salinidad entre un rango de 35.000 ppm a 45.000 ppm NaCl y resistividades de hasta 100 ohm-m (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, p. 303).

Arenisca U superior: cuenta con la presencia de una matriz arcillosa y bioturbaciones que hace que la calidad como reservorio de U Superior disminuya notablemente en comparación con U inferior. La porosidad promedio varía en un rango que va de 10 a 18% y valores de permeabilidades entre 30 y 850 mD (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, p. 305).

Los máximos espesores de arenisca neta sobrepasan los 50 pies adelgazándose en dirección al N y S y acunándose hacia el Oeste (Baby , Rivadeneira , & Barragan, 2014, pp.298-301).

1.5 Estructura

La estructura para la Arenisca U es un anticlinal asimétrico alargado de dirección aproximada N-S, este reservorio tiene varios cierres efectivos los más externos están dados por las curvas: -8425 pies, en el sector norte, -8380 pies en el centro y -8480 pies al sur (Figura 3) (Petroamazonas EP, 2017, p. 13).

De acuerdo con Baby, Rivadeneira & Barragan (2014), el reservorio U inferior, presenta las mejores propiedades petrofísicas asociadas a facies fluviales y estuarinas, bien desarrollados al sur-este (SE) y este de la cuenca respectivamente, disminuyendo paulatinamente su espesor y calidad hacia el centro de la cuenca, hasta desaparecer o estar representados por areniscas glauconíticas - calcáreas de plataforma hacia el oeste, mientras que el reservorio U superior, presenta propiedades petrofísicas pobres que se desarrollan hacia la parte superior de la sección estratigráfica (p.279).

1.5.1 Mapa estructural

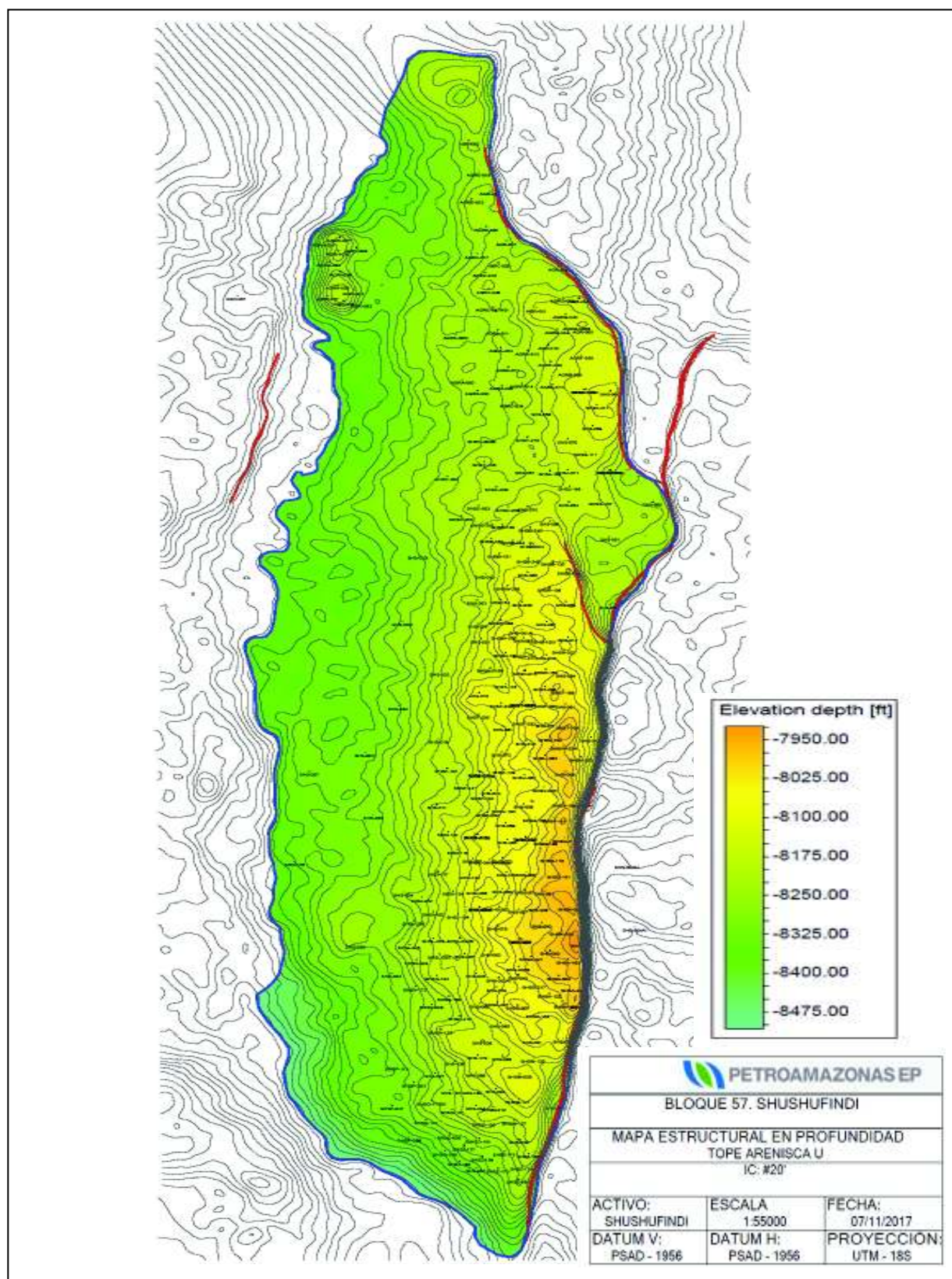


Figura 3: Mapa estructural del Campo Shushufindi

Fuente: Departamento de reservorios, 2018

1.6 Caracterización del reservorio

1.6.1 Estado actual de los pozos

Al 30 de Junio de 2018 se encuentran perforados 273 pozos en el campo Shushufindi–Aguarico, en la tabla 1 se detalla el estado de cada uno de los pozos.

Tabla 1: Estado Actual de los pozos del Campo Shushufindi @ junio del 2018

	ESTACIONES			
	CENTRAL	NORTE	SUR	SUR-OESTE
	POZOS PRODUCTORES			
CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO	SHS-009	SHS-01	SHSA-002	SHS-024
	SHS-011	SHS-036	SHS-020B	SHSM-026
	SHSE-012B	SHS-043	SHS-023	SHS-027
	SHS-042B	SHSR-049	SHS-028	SHS-061
	SHSU-065	SHSC-053	SHS-045B	SHS-069
	SHS-073	SHS-054	SHS-067	SHS-085
	SHS-074	SHST-062B	SHS-068	SHS-094
	SHS-080	SHS-063	SHS-075	SHSO-128
	SHSE-084	SHS-064	SHS-079	SHSO-131
	SHS-089	SHS-066	SHS-082	SHSO-132
	SHSE-096HR1	SHS-070	SHS-091	SHSM-137
	SHSK-106	SHSJ-071	SHS-092	SHSZ-138
	SHSI-119	SHS-072	SHS-095	SHSZ-165
	SHSI-133	SHS-077	SHS-097	SHSO-168
	SHSI-134	SHS-078	SHSA-122	SHSZ-169
	SHSF-139	SHS-081	SHSN-124	SHSZ-170
	SHSF-140	SHS-086	SHS-126	SHSZ-173
	SHSG-159	SHS-087	SHSN-130	SHSZ-174
	SHSG-160	SHSW-088	SHSA-163	SHSO-175S1
	SHS-185	SHST-098	SHS-179	SHSZ-177
	SHS-187	SHS-099	SHSA-183	SHSO-181
	SHSV-190	SHST-109	SHSL-184	SHSO-188
	SHSF-191	SHSB-136	SHSD-217	SHSM-212
	SHSV-192	SHSY-145	SHSL-220	SHSP-293
	SHSI-256	SHSJ-146	SHSA-221	SHS-025I (Reiny)
	SHS-257	SHSB-150	SHS-222	SHS-050I (Reiny)
	SHSV-292	SHSB-151	SHSN-224	SHSP-113I (Reiny)
	SHS-295	SHS-153	SHSL-225	SHSM-127I (Reiny)
	SHSF-003I (Reiny)	SHSH-154	SHSL-226	SHSM-129I (Reiny)
	SHS-005I (Reiny)	SHSH-155	SHS-228	
	SHS-013I (Reiny)	SHST-196	SHSD-267	
	SHSK-021I (Reiny)	SHSW-199	SHS-002I (Reiny)	
	SHSG-118I (Reiny)	SHSH-201	SHS-004I (Reiny)	
	SHSG-161I (Reiny)	SHS-203	SHS-047I (Reiny)	
		SHSW-205	SHSD-104I (Reiny)	
		SHSC-206	SHSN-172I (Reiny)	
		SHSC-208		
		SHST-233		
		SHST-234		
		SHST-235		
		SHSH-238		
		SHSB-245		
		SHST-261		
		AGRD-020		
		AGRD-030		
		AGRD-034		
		SHS-001I (Reiny)		
		SHSB-003I (Iny)		
		SHS-058I (Reiny)		
		SHSR-108I (Reiny)		
		SHSB-244I (Iny)		
		SHSB-246I (Reiny)		
		SHSC-247I (Iny)		

Continuación: Tabla 1

CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO	ESTACIONES			
	CENTRAL	NORTE	SUR	SUR-OESTE
	POZOS CERRADOS			
SHSF-010B	SHS-031	SHS-06B	SHSO-35	
SHS-044	SHS-046	SHSD-07	SHS-101	
SHS-083	SHS-051	SHSN-125	SHS-038I	
SHSV-090	SHSS-111	SHS-180	SHSP-286I	
SHSF-141	SHST-116	SHSA-290		
SHSI-162	SHSB-135			
SHSI-164	SHSJ-149			
SHSG-189	SHSH-202			
SHSI-272	SHS-204			
SHS-020AI (Reiny)	SHSY-209			
SHS-033I (Reiny)	SHSY-210			
SHS-042AI	SHS-032			
	SHS-004A			
	SHS-040			
POZOS ABANDONADOS				
SHS-008	SHS-055	SHS-039	SHS-052	
SHS-010	SHS-062	SHS-041		
SHS-012A	SHS-014			
SHSI-17	SHS-15A			
SHSO-016	SHSH-015B			
SHS-019	SHS-60			
SHS-037				
SHSV-102H				
SHS-105				
SHS.110D				
SHSF-18				

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

1.6.2 Análisis PVT

“Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de producción en un reservorio de petróleo”. Un análisis PVT consiste en una serie de pruebas que se llevan a cabo en el laboratorio con el fin de determinar las propiedades y la variación de presión, de los fluidos en un yacimiento petrolífero (Rodríguez, 2007, p.57).

Tabla 2: Análisis PVT de la arena “U” del campo Shushufindi

PROPIEDADES PVT	ZONA NORTE						ZONA SUR	ZONA SUR-OESTE	
	SHS-059	SHSB-244	SHSB-003	SHS-087	SHS-088	SHS-001	SHS-082	SHS-027	SHS-041
	Us	Ui	Ui	Ui	Ui+Us	Ui	Us	Ui	Ui
Pb(psig)	1240	1540	1264	1240	1190	1310	1140	960	695
Uo (cp)	1.8	1.4	2.15	1.81	1.93	1.6	1925	6.799	10
Bo (vol / vol)	1.23	1.267	1.248	1.308	1.2345	1.203	1.3097	1.1831	-
API	-	26.7	24.2	27.3	25.5	26.6	31.2	17	18.3
GOR (SCF/STB)	190	359	307	319	263	339	320	141	127
Año PVT	2007	2015	1973	1996	1996	1970	1994	1998	1974
Temperatura (F)	237.4	210	215	220	218	215	217	220	215

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

En la tabla 2 se resumen los datos PVT para la arena U del campo Shushufindi, considerando la sectorización del campo (Figura 4) y analizando los datos anteriores se puede observar la presencia de crudo más liviano (valores de viscosidad más bajos y valores °API más altos) hacia el norte- central del campo (Figura 5 y Figura 6) y presencia de crudo más pesado (valores de viscosidad más altos y valores °API más bajos) hacia la parte sur del campo (Figura 5 y Figura 6).

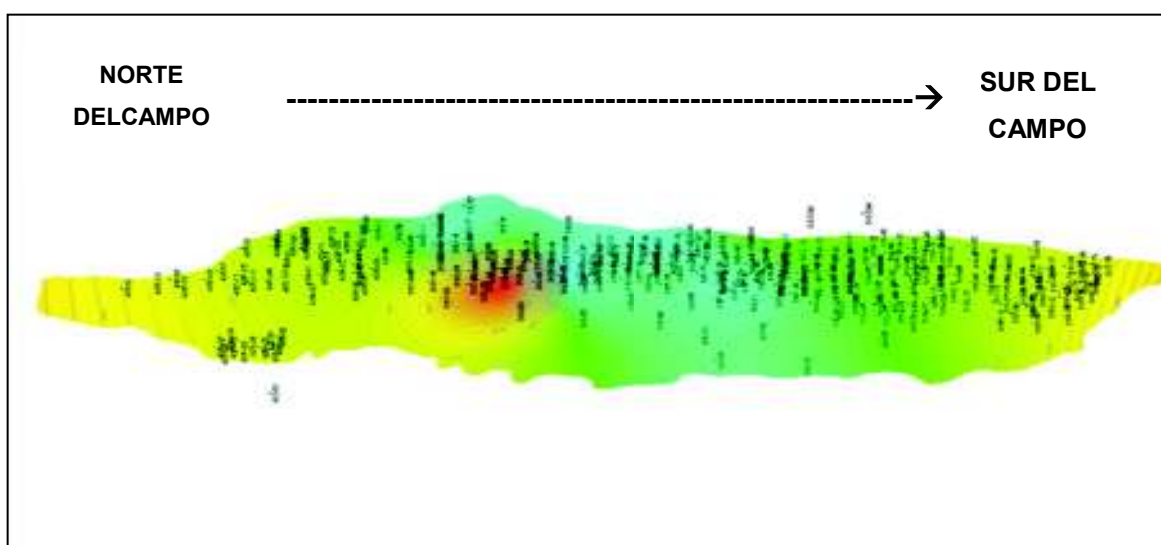


Figura 4: Sectorización del campo Shushufindi
Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)



Figura 5: Viscosidades del crudo- Campo Shushufindi
Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)
Elaboración: Daysi Farinango, 2018



Figura 6: Gravedad API-Campo Shushufindi

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Elaboración: Daysi Farinango

1.6.3 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas definen la capacidad de flujo y almacenamiento en un reservorio (Rosero, 2018, p.15). En las siguientes tablas se detalla las propiedades utilizadas para cada uno de los horizontes productivos del campo Shushufindi.

Tabla 3: Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona sur Oeste

Parámetros Petrofísicos Campo Shushufindi Zona Sur Oeste (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Volumen de Agua
SHS-101	TUUS	9107	9184	0.154	0.173	0.327
SHS-101	TLUS	9184	9273	0.158	0.18	0.178
SHSM-127	TUUS	9523	9611	0.236	0.165	0.395
SHSM-127	TLUS	9611	9714	0.136	0.196	0.133
SHSM-212	TUUS	9931	10017	0.207	0.141	0.468
SHSM-212	TLUS	10017	10118	0.15	0.167	0.213
SHSO-035	TLUS	9241	9335	0.161	0.18	0.167
SHSO-128	TUUS	9772	9856	0.152	0.143	0.384
SHSO-128	TLUS	9856	9954	0.137	0.199	0.116
SHSO-168	TLUS	9708	9799	0.148	0.168	0.14
SHSO-175S1	TUUS	9724	9801	0.289	0.103	0.434
SHSO-175S1	TLUS	9801	9901	0.157	0.155	0.162
SHSP-293	TUUS	9790	9860	0.28	0.151	0.244
SHSP-293	TLUS	9860	9929	0.222	0.142	0.253
SHSZ-138	TLUS	9706	9798	0.179	0.201	0.141
SHSZ-165	TUUS	9773	9855	0.225	0.151	0.32
SHSZ-165	TLUS	9855	9961	0.133	0.186	0.067

Fuente:(Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 4: Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona norte

Parámetros Petrofísicos Campo Shushufindi Zona Norte (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Saturación de Agua
SHS-014	TUUS	8950	9027	0.369	0.084	0.361
SHS-014	TLUS	9027	9103	0.145	0.16	0.212
SHS-036	TUUS	8951	9025	0.283	0.188	0.371
SHS-036	TLUS	9025	9119	0.159	0.184	0.219
SHS-043	TUUS	8917	8996	0.335	0.084	0.336
SHS-043	TLUS	8996	9100	0.215	0.184	0.158
SHS-046	TLUS	9112	9174	0.264	0.172	0.205
SHS-059	TUUS	8986	9086	0.228	0.105	0.231
SHS-059	TLUS	9086	9143	0.16	0.127	0.295
SHS-063	TUUS	8945	9024	0.385	0.101	0.255
SHS-063	TLUS	9024	9114	0.214	0.163	0.187
SHS-066	TUUS	8909	8986	0.31	0.169	0.42
SHS-066	TLUS	8986	9062	0.15	0.156	0.176
SHS-070	TUUS	9027	9104	0.196	0.131	0.348
SHS-070	TLUS	9104	9173	0.107	0.187	0.169
SHS-077	TUUS	8902	8978	0.164	0.155	0.211
SHS-077	TLUS	8978	9068	0.125	0.178	0.134
SHS-099	TUUS	8984	9062	0.067	0.122	0.33
SHS-099	TLUS	9062	9136	0.129	0.142	0.265
SHSB-150	TUUS	9631	9704	0.097	0.127	0.253
SHSB-150	TLUS	9704	9825	0.126	0.151	0.276
SHSB-151	TUUS	9453	9527	0.34	0.177	0.267
SHSB-151	TLUS	9527	9635	0.11	0.174	0.266
SHSB-244	TUUS	9297	9374	0.367	0.232	0.306
SHSB-244	TLUS	9374	9462	0.178	0.16	0.277
SHSC-206	TUUS	9517	9595	0.095	0.113	0.412
SHSC-206	TLUS	9595	9675	0.09	0.195	0.266
SHSC-250	TUUS	9313	9391	0.072	0.13	0.353
SHSC-250	TLUS	9391	9469	0.162	0.141	0.568
SHSH-015B	TUUS	9051	9131	0.201	0.119	0.352
SHSH-015B	TLUS	9131	9226	0.12	0.167	0.257
SHSH-202	TUUS	9727	9805	0.237	0.099	0.352
SHSH-202	TLUS	9805	9888	0.162	0.124	0.328
SHSH-238	TUUS	9220	9297	0.179	0.12	0.265
SHSH-238	TLUS	9297	9371	0.114	0.19	0.227
SHSJ-146	TUUS	9211	9282	0.147	0.109	0.481
SHSJ-146	TLUS	9282	9364	0.168	0.156	0.235
SHSR-049	TLUS	9011	9079	0.132	0.182	0.181
SHSR-108	TUUS	9505	9588	0.248	0.113	0.474
SHSR-108	TLUS	9588	9673	0.124	0.157	0.206
SHSS-052B	TUUS	9076	9153	0.204	0.117	0.334
SHSS-052B	TLUS	9153	9230	0.109	0.177	0.398
SHSS-111	TUUS	9551	9634	0.179	0.11	0.255
SHSS-111	TLUS	9634	9716	0.192	0.136	0.281
SHST-098	TUUS	9366	9444	0.059	0.145	0.198
SHST-098	TLUS	9444	9536	0.152	0.155	0.147
SHST-109	TUUS	10043	10117	0.236	0.138	0.159
SHST-109	TLUS	10117	10214	0.19	0.172	0.142

Continuación: Tabla 4

Parámetros Petrofísicos Campo Shushufindi Zona Norte (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Saturación de Agua
SHST-196	TUUS	9711	9798	0.087	0.141	0.177
SHST-196	TLUS	9798	9897	0.151	0.181	0.127
SHSW-088	TUUS	8977	9054	0.162	0.145	0.435
SHSW-088	TLUS	9054	9134	0.198	0.157	0.195
SHSW-205	TUUS	9668	9754	0.232	0.143	0.312
SHSW-205	TLUS	9754	9845	0.126	0.177	0.246
SHSX-211	TUUS	9685	9781	0.141	0.112	0.34
SHSX-211	TLUS	9781	9883	0.144	0.149	0.421
SHSY-145	TUUS	9622	9704	0.141	0.141	0.389
SHSY-145	TLUS	9704	9774	0.159	0.146	0.27

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 5: Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona Centro

Parametros Petrofísicos Shushufindi Zona Centro (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Saturación de Agua
SHS-019	TLUS	8970	9072	0.138	0.209	0.133
SHS-020B	TUUS	8968	9049	0.237	0.149	0.324
SHS-020B	TLUS	9049	9137	0.114	0.189	0.149
SHS-037	TLUS	9270	9349	0.159	0.206	0.294
SHS-044	TUUS	9007	9085	0.307	0.112	0.564
SHS-044	TLUS	9085	9197	0.218	0.175	0.117
SHS-185	TUUS	9227	9299	0.239	0.123	0.477
SHS-185	TLUS	9299	9386	0.109	0.207	0.116
SHSE-012B	TUUS	9033	9112	0.223	0.135	0.309
SHSE-012B	TLUS	9112	9208	0.221	0.167	0.212
SHSF-010B	TUUS	9089	9165	0.305	0.152	0.39
SHSF-010B	TLUS	9165	9240	0.141	0.167	0.216
SHSF-139	TUUS	9276	9353	0.071	0.23	0.232
SHSF-139	TLUS	9353	9442	0.168	0.155	0.253
SHSF-140	TUUS	9267	9346	0.119	0.15	0.208
SHSF-140	TLUS	9346	9433	0.217	0.15	0.212
SHSF-141	TUUS	9365	9443	0.084	0.14	0.257
SHSF-141	TLUS	9443	9542	0.153	0.164	0.249
SHSG-118	TUUS	9290	9374	0.244	0.104	0.134
SHSG-118	TLUS	9374	9460	0.364	0.101	0.222
SHSG-159	TUUS	9597	9679	0.275	0.136	0.378
SHSG-159	TLUS	9679	9776	0.173	0.184	0.21
SHSG-161	TUUS	9611	9696	0.174	0.131	0.374
SHSG-161	TLUS	9696	9786	0.346	0.157	0.354
SHSG-189	TLUS	9166	9265	0.196	0.146	0.216
SHSI-162	TUUS	10083	10168	0.162	0.168	0.293
SHSI-162	TLUS	10168	10258	0.162	0.173	0.212
SHSI-164	TUUS	9925	9998	0.227	0.133	0.258
SHSI-164	TLUS	9998	10105	0.187	0.169	0.153
SHSI-272	TUUS	9590	9668	0.142	0.145	0.332
SHSI-272	TLUS	9668	9739	0.161	0.163	0.239

Continuación: Tabla 5

Parametros Petrofisicos Shushufindi Zona Centro (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Saturación de Agua
SHSU-065	TUUS	8921	9000	0.254	0.142	0.372
SHSU-065	TLUS	9000	9089	0.232	0.135	0.205
SHSU-083	TLUS	9352	9460	0.209	0.137	0.229
SHSV-090	TUUS	8892	8970	0.187	0.145	0.365
SHSV-090	TLUS	8970	9058	0.213	0.185	0.291
SHSV-110	TLUS	9775	9862	0.217	0.164	0.157
SHSV-190	TUUS	9792	9869	0.213	0.148	0.32
SHSV-190	TLUS	9869	9962	0.14	0.183	0.16
SHSV-192	TUUS	10207	10286	0.156	0.175	0.212
SHSV-192	TLUS	10286	10392	0.235	0.168	0.112
SHSV-292	TUUS	9894	9977	0.25	0.102	0.415
SHSV-292	TLUS	9977	10083	0.14	0.172	0.186

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Tabla 6: Parámetros petrofísicos Campo Shushufindi /Zona Sur Oeste

Parametros Petrofisicos Campo Shushufindi Zona Sur (MD)						
Pozo	Zona	Tope	Base	Volumen de Arcilla	Porosidad	Volumen de Agua
SHS-023	TUUS	8969	9043	0.3	0.134	0.522
SHS-023	TLUS	9043	9126	0.116	0.158	0.163
SHS-068	TUUS	8963	9045	0.11	0.168	0.219
SHS-068	TLUS	9045	9115	0.127	0.181	0.101
SHS-079	TUUS	8948	9034	0.181	0.167	0.298
SHS-079	TLUS	9034	9137	0.193	0.2	0.149
SHS-082	TUUS	8907	8984	0.196	0.179	0.275
SHS-082	TLUS	8984	9052	0.261	0.114	0.135
SHS-092	TUUS	8842	8912	0.248	0.136	0.386
SHS-092	TLUS	8912	8993	0.211	0.161	0.165
SHSD-007	TUUS	8880	8959	0.299	0.118	0.16
SHSD-007	TLUS	8959	9053	0.196	0.153	0.092
SHSD-267	TUUS	9234	9310	0.225	0.145	0.213
SHSD-267	TLUS	9310	9397	0.167	0.165	0.17
SHSL-184	TUUS	9488	9574	0.2	0.129	0.327
SHSL-184	TLUS	9574	9665	0.138	0.166	0.208
SHSL-225	TUUS	9372	9450	0.217	0.155	0.402
SHSL-225	TLUS	9450	9530	0.096	0.185	0.119
SHSL-226	TUUS	9505	9583	0.162	0.135	0.469
SHSL-226	TLUS	9583	9649	0.162	0.138	0.222
SHSN-124	TUUS	9514	9590	0.167	0.129	0.363
SHSN-124	TLUS	9590	9652	0.177	0.156	0.129
SHSN-130	TUUS	9145	9227	0.226	0.124	0.421
SHSN-130	TLUS	9227	9294	0.168	0.161	0.182
SHSN-224	TUUS	9989	10063	0.328	0.132	0.495
SHSN-224	TLUS	10063	10138	0.149	0.181	0.121

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Los datos de porosidad y saturación de agua fueron proporcionados por la Empresa Petroamazonas EP, estos datos se obtuvieron ya organizados y dispuestos para ser adjuntados al análisis, de igual manera se constató dicha información con los registros eléctricos y archivos “.las” para la validación de los mismos.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS GENERALES, PRUEBAS DE POZOS Y MÉTODOS DE ANÁLISIS

2.1. TIPO DE FLUIDOS

De acuerdo con Paris de Ferrer (2009), para identificar los fluidos del reservorio se toma en cuenta el coeficiente de compresibilidad isotérmica; en general, los fluidos se clasifican en tres grupos (p. 343):

2.1.1 Fluidos incompresibles:

Un fluido incompresible es aquel cuyo volumen o densidad no cambia con la presión, matemáticamente se expresa como:

$$\frac{dV}{dP} = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d\rho}{dP} = 0 \quad (2)$$

Donde $\frac{dV}{dP}$ representa el cambio del volumen en función del cambio de presión y $\frac{d\rho}{dP}$ el cambio de la densidad en función del cambio de presión.

Este tipo de fluidos no existen en la realidad; sin embargo, este comportamiento debe ser asumido en algunos casos para simplificar la derivación y la forma final de varias ecuaciones de flujo (Paris de Ferrer M., 2009, p. 344).

2.1.2 Fluidos ligeramente compresibles:

Un fluido ligeramente compresible es aquel cuyo cambio de volumen con respecto a la presión es bastante reducido. Aplica para sistemas de petróleo y agua (Paris de Ferrer, 2009, p. 344).

$$-c \int_{P_i}^P dP = \int_{V_i}^V \frac{V}{V_i} \quad (3)$$

$$e^{c(P_i-P)} = \frac{V}{V_i} \quad (4)$$

$$V = V_i e^{c(P_i-P)} \quad (5)$$

$$V = V_i [1 + c (P_i - P)] \quad (6)$$

Donde P, es la presión (Psi); V, volumen a presión P (ft³); P_i, presión inicial o referencia (psia); V_i, volumen a la presión inicial (ft³); compresibilidad (psia⁻¹).

2.1.3 Fluidos compresibles:

Son aquellos fluidos que experimentan un gran cambio de volumen debido a la presión (Ecuación 7). Todos los gases se consideran fluidos compresibles (Paris de Ferrer, 2009,p. 345).

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{dz}{dP} \right) \quad (7)$$

Donde c_g , es el factor isotérmico de compresibilidad del gas en psia⁻¹; P, presión en psi; z, factor de compresibilidad del gas y $\frac{dz}{dP}$, el cambio del factor de compresibilidad del gas en función del cambio de la presión.

2.2 REGÍMENES DE FLUJO

La diferencia en el comportamiento del flujo de fluido se puede caracterizar en términos de cambios de presión con respecto al tiempo (Paris de Ferrer M. , 2009, p.346).

Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo y se detallan a continuación:

2.2.1 Estado continuo:

El régimen de flujo se identifica como continuo cuando no hay cambio de presión con respecto al tiempo, este régimen de flujo se puede presentar en pozos con empuje por capa de gas o con influencia de acuíferos activos (Bourdet, 2002, p.6).

$$\left(\frac{dP}{dt} \right)_i = 0 \quad (8)$$

La ecuación 8, muestra que la tasa de cambio de la presión (P) con respecto al tiempo (t) en cualquier posición (i) es cero (Ahmed & Mckinney, 2005, p.3).

2.2.2 Estado pseudo continuo

El estado pseudo continuo se caracteriza por una respuesta cerrada del pozo, con una tasa de producción constante; es decir, la caída de presión se mantiene constante por unidad de tiempo (Bourdet, 2002, p. 6).

$$\left(\frac{dP}{dt} \right)_i = \text{constante} \quad (9)$$

La Ecuación 9 muestra matemáticamente que la tasa de cambio de la presión con

respecto al tiempo en cualquier posición es constante. (Ahmed & Mckinney, 2005, p.3)

2.2.3 Estado transitorio

En el estado transitorio se establece que la variación de la presión con respecto al tiempo es función de la geometría del pozo y de las propiedades del reservorio como la permeabilidad y la heterogeneidad (Ecuación 10) (Bourdet, 2002,p. 6).

$$\frac{dP}{dt} = f(x, y, z, t) \quad (10)$$

Bourdet (2002), señala que las respuestas del estado transitorio se observan antes de que se alcancen los efectos de presión constante o de limite y que por lo general la interpretación de la pruebas de pozos se centra en esta respuesta de presión transitoria (p.6). En la figura 7 se muestra un esquema de comparación de la declinación de la presión en función del tiempo para los tres regímenes de flujo.

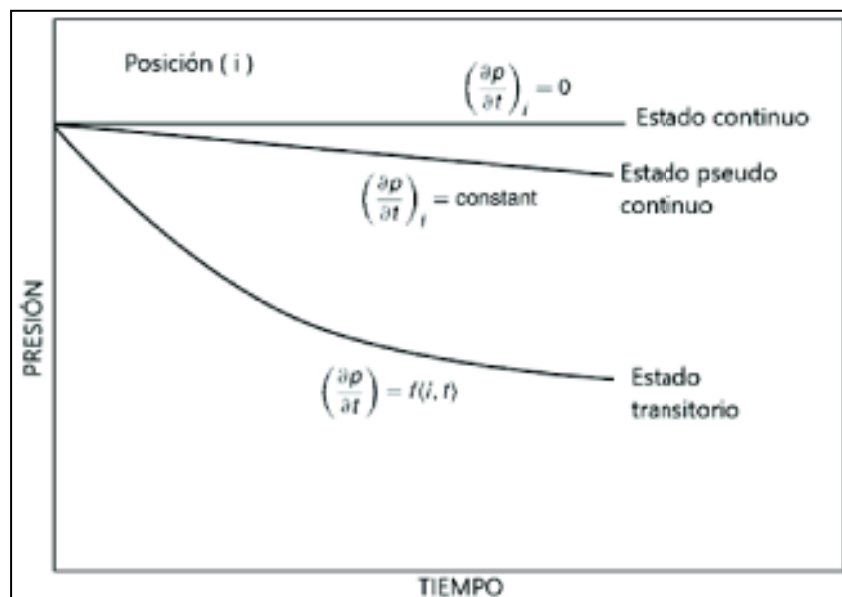


Figura 7: Regímenes de flujo

Fuente: Modificado de Advanced Reservoir Engineering (Ahmed & McKinney, 2005, p. 4)

2.3 GEOMETRÍA DE FLUJO

Según Ramones y Silva (1996), la producción de hidrocarburos de un yacimiento genera patrones de flujo que siguen geometrías diversas (p. 8).

Estas diversas geometrías de flujo son reflejadas en los datos derivados de presión y resultan importantes ya que cada régimen representa una geometría simplificada para el flujo en la formación que se evalúa. Por lo tanto, para cada régimen de flujo identificado existe un conjunto de parámetros de pozo y / o yacimiento que pueden calcularse usando solo la parte de los datos transitorios que exhibe el comportamiento característico del patrón (Schlumberger Wireline & Testing, 1994, p.64).

2.3.1 Flujo radial

La geometría de flujo radial se representa como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular (Figura 8). Este tipo de geometría de flujo es característico en pozos completados en todo el intervalo perforado, también se hace presente en pozos estimulados y en pozos horizontales (Escobar, 2003, p .104).

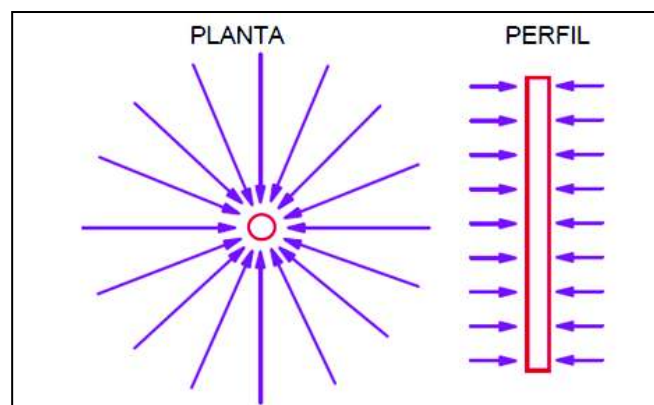


Figura 8: Representación del flujo radial

Fuente: (Escobar, 2003, p.104)

Esta geometría de flujo es la más importante en interpretación de pruebas de presión, bajo la presencia de flujo radial se puede estimar los valores de

permeabilidad y daño. “Cuando el flujo radial toma lugar a tiempos tardíos, se puede estimar la presión extrapolada del yacimiento en pruebas de restauración de presión” (Escobar, 2003, pp. 104-105).

2.3.2 Flujo esférico y hemisférico

El flujo esférico ocurre cuando las líneas de flujo convergen en un mismo punto (Figura 9.a), esta geometría de flujo se presenta en pozos parcialmente perforados y para formaciones parcialmente penetradas, para el caso de completamiento parcial o penetración parcial cerca al tope o la base de la formación, la capa impermeable más cercana impone un flujo hemisférico (Figura 9.b) (Escobar, 2003, p.105).

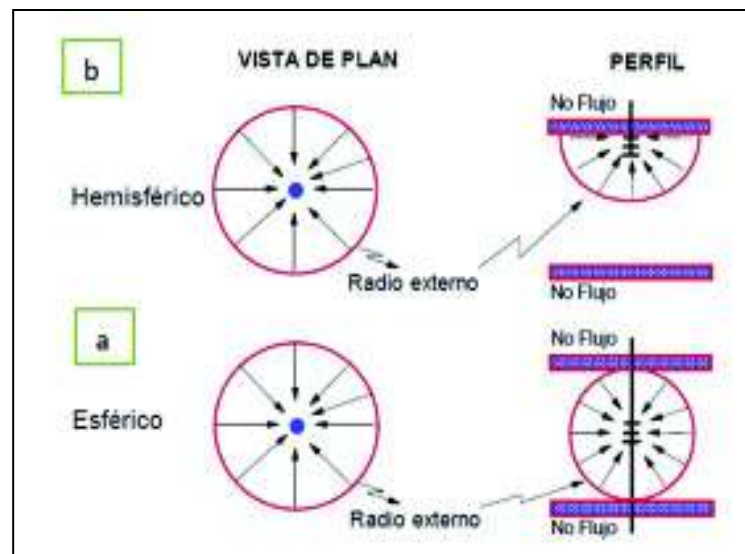


Figura 9: Representación del flujo esférico y hemisférico

Fuente: (Escobar, 2003, p.104)

2.3.3 Flujo lineal

La geometría de flujo lineal es evidente en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y en pozos que producen desde un yacimiento alargado. La geometría del flujo lineal consiste en vectores de flujo estrictamente paralelos

(Figura 10), cuya derivada se exhibe como una tendencia positiva de media pendiente de valor 0.5.

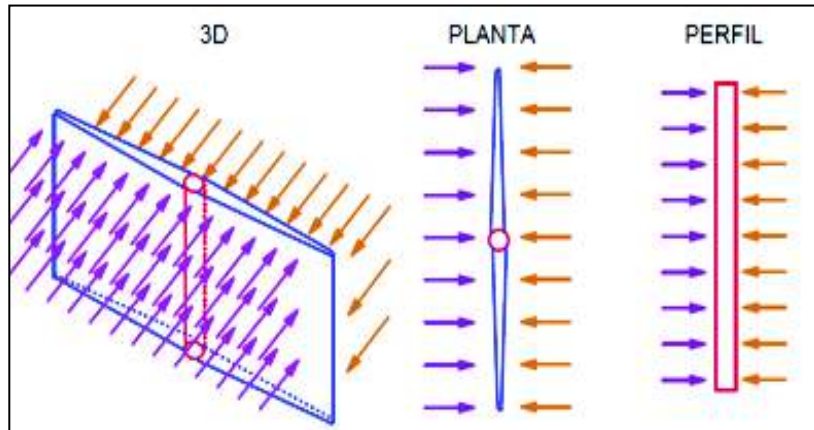


Figura 10: Representación de flujo lineal (pozo fracturado)

Fuente: (Escobar, 2003, p.103)

2.3.4 Flujo bilineal

Los pozos fracturados hidráulicamente o los pozos horizontales pueden presentar flujo bilineal en lugar de, o además de flujo lineal. Este régimen de flujo se produce por una caída de presión en la fractura, las flechas rojas en la figura 11 representan las líneas de corriente paralelas en la fractura mientras que las flechas azules representan las líneas de flujo en la formación (Escobar, 2003, pp. 105-106).

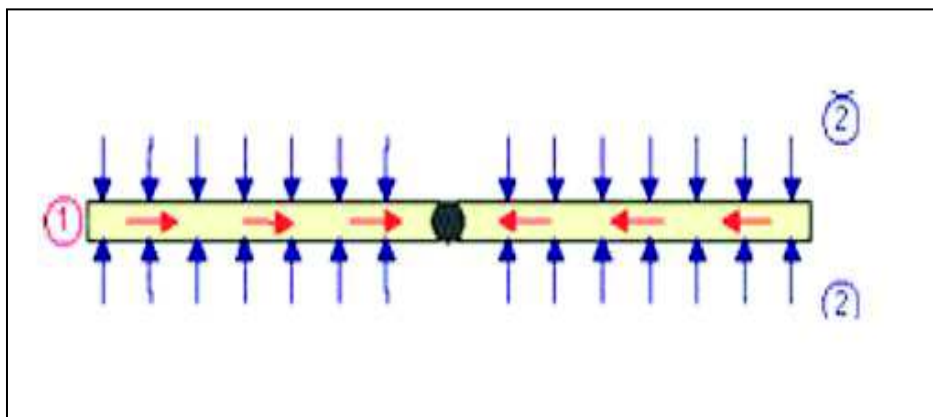


Figura 11: Representación de flujo bilineal (pozo fracturado)

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.151)

Dado que los dos patrones de flujo lineal ocurren simultáneamente en direcciones normales este régimen de flujo se denomina bilineal.

2.4 PRUEBAS DE POZOS

Las pruebas de pozos consisten en la obtención de mediciones mientras se hace fluir fluidos del yacimiento, se efectúan en todas las etapas de la vida productiva del campo es decir desde la fase exploratoria hasta la fase de desarrollo, producción e inyección (Von Flater, 2013, p.58).

Este tipo de pruebas pueden utilizar mediciones de producción o presión, las primeras se aplican en pozos de petróleo y gas para determinar su capacidad de flujo en condiciones específicas del yacimiento y determinar presiones de flujo mientras que las pruebas con mediciones de presión al igual que las de producción se aplican en todos los pozos con la diferencia de que estas nos permiten estimar propiedades del reservorio y evaluarlo (Morales, 2017, p. 17).

Básicamente las pruebas de presión constituyen la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento (PDVSA, 1996, p. 1).

2.4.1 Pruebas transientes de presión

Bourdet (2002), establece que las pruebas de presión representan la respuesta de presión transitoria generada como consecuencia de un cambio temporal en la tasa de producción, esta respuesta es monitoreada durante un tiempo relativamente corto en comparación con el tiempo de vida útil del reservorio (p.1).

El flujo que ocurre en el yacimiento durante este tipo de pruebas involucra cambios de presión con el tiempo ya que el sistema roca-fluido se expande (o

contrae); lo que significa que la presión cambia continuamente en todos los puntos del yacimiento.

Existen dos variables que tienen un efecto importante en la manera como se transmite los cambios de presión en el yacimiento las cuales son:

Transmisibilidad (kh): Es la facilidad con que fluye el fluido en el medio poroso y es proporcional a la permeabilidad y al espesor del yacimiento e inversamente proporcional a la viscosidad, (Ecuación 11) (PDVSA, 1996, p.3).

$$T = \frac{kh}{\mu} \quad (11)$$

Dónde k, es la permeabilidad en md; h, espesor neto de la arena en ft y μ , la viscosidad del fluido en cp.

Coefficiente de difusividad hidráulica (η): se define como la facilidad con que se transmiten los cambios de presión y es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional al producto de la viscosidad, porosidad y compresibilidad total, matemáticamente se la expresa con la siguiente ecuación (PDVSA, 1996, p.3):

$$\eta = \frac{k}{\phi\mu c_t} \quad (12)$$

Dónde k, es la permeabilidad en md; μ , la viscosidad del fluido en cp; ϕ , la porosidad de la roca y c_t , la compresibilidad total de la roca en $psia^{-1}$.

Los objetivos de una prueba de presión en cada etapa van desde la identificación simple de los fluidos producidos y la determinación de la capacidad de entrega del

yacimiento hasta la caracterización de las características del yacimiento complejo (Schlumberger Wireline & Testing, 1994).

En general existen varias aplicaciones para la información obtenida de la interpretación de pruebas de pruebas de presión, las cuales agruparemos en cuatro clases fundamentales (Schlumberger Marketing Communications , 2006, pp. 1-2) :

- Medición de la presión de formación;
- Determinación de la permeabilidad y daño;
- Caracterización del fluido de formación ;
- Caracterización de reservorios.

2.4.2 Tipos de pruebas de presión

2.4.2.1 Pruebas de declinación de presión (Draw down)

La prueba de declinación de presión o también llamada prueba de flujo, consiste en abrir el pozo al cabo de un periodo de cierre específico a fin de obtener la reducción de la presión del fondo del pozo (Von Flatern, 2013, p.59).

Usualmente la información que se obtiene de las interpretaciones en este tipo de prueba incluye: la permeabilidad promedio en el área de drenaje, el factor de daño y el volumen poroso del yacimiento (Escobar, 2003, pp. (2-11)).

Para Escobar (2003), el tiempo necesario para llevar a cabo una prueba de declinación puede ser unas pocas horas o varios días dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación, idealmente el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba, este requisito se consigue en yacimientos nuevos pero a menudo es difícil o impráctico de lograr en yacimientos viejos o desarrollados (p.78).

2.4.2.2 Pruebas de Inyección

Es una prueba similar a la prueba de declinación de presión básicamente, se inyecta fluido en la formación, normalmente agua y se monitorea la presión de fondo del pozo (BHP) la cual se incrementa como resultado de la inyección. Luego de que el pozo se cierre se registra la reducción subsiguiente de la (BHP) (Von Flater, 2013, p.9).

2.4.2.3 Pruebas de Interferencia

Una prueba de interferencia determina los cambios de presión ocasionados en los pozos adyacentes cuando se modifica la tasa de flujo del pozo de prueba, el tiempo requerido para que los cambios del pozo de prueba afecten la presión en el pozo de observación proporciona a los ingenieros una indicación del tamaño del yacimiento y de la comunicación de flujo existente (Von Flater, 2013, p. 59).

La forma más simple de pruebas de interferencia involucra dos pozos; un productor (o inyector) y un pozo de observación, la idea es producir en un pozo y observar la caída de presión en otro (Escobar, 2003, p. 323).

Los parámetros que se pueden obtener con esta prueba son: comunicación entre pozos, comportamiento del tipo de yacimiento, porosidad, permeabilidad inter-pozos, permeabilidad vertical (Escobar, 2003, p.16).

2.4.2.4 Prueba de restauración de presión (Build up)

La prueba de restauración de presión (Build up) ha sido una de las técnicas más populares usada en la industria petrolera (Escobar, 2003, p.185). Varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son:

- a) No requiere supervisión detallada;

- b) Permite estimar la presión, permeabilidad y el factor de daño;
- c) Permite detectar heterogeneidades y fronteras del yacimiento

En la Figura 12, se muestra una representación de una prueba de restauración de presión ideal. En términos generales una prueba de restauración de presión se realiza en pozos productores y consisten en hacer producir el pozo a una tasa constante por cierto periodo de tiempo, para luego cerrarlo, y medir el incremento de la presión de fondo como función el tiempo (Escobar, 2003, pp. 2-4).

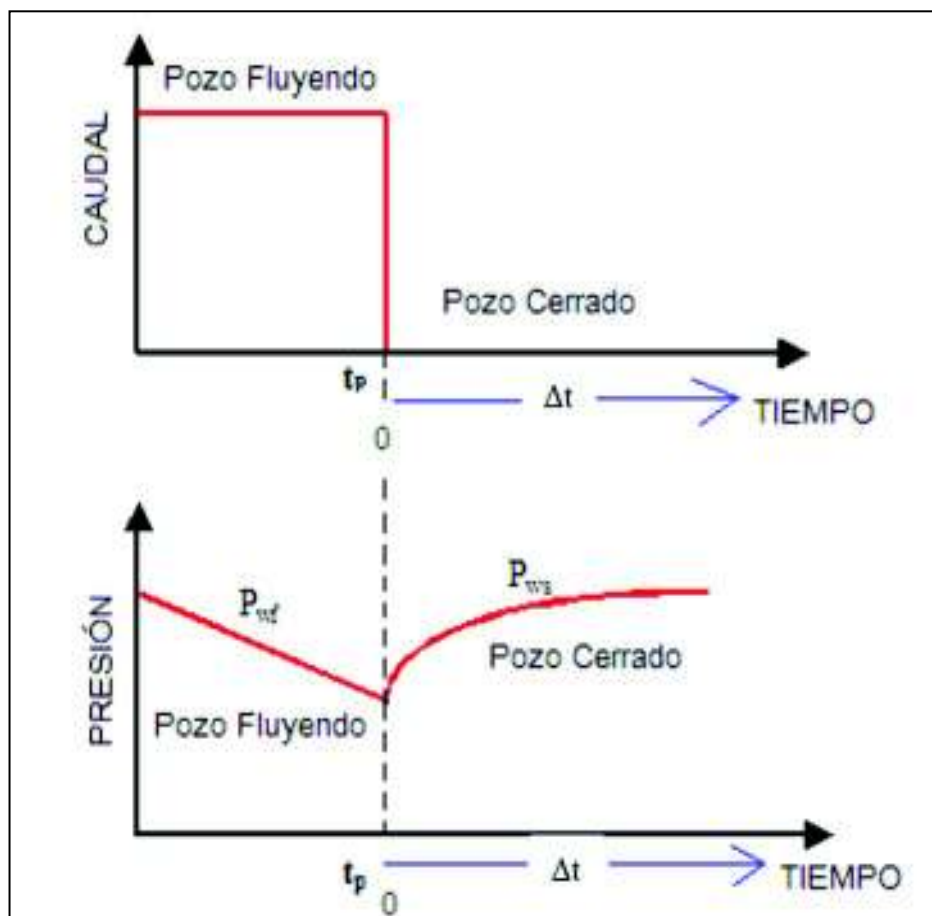


Figura 12: Representación de una prueba de restauración de presión ideal

Fuente: (Valencia, 2008, p.3)

Una vez que el pozo se encuentra cerrado la presión comienza a incrementarse partiendo de la P_{wf} (presión de fondo fluuyente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre Δt , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático P_e (presión estática) (Vergara & Suarez, 2010).

En la industria la principal desventaja de llevar a cabo este tipo de prueba radica en el factor económico ya que el cierre ocasiona pérdida de producción.

2.5 MÉTODO DE ANÁLISIS

Los cambios en la producción generados durante una prueba de pozos inducen perturbaciones de presión en el pozo y la roca circundante, estas perturbaciones de presión se extienden hacia la formación y se ven afectadas de varias maneras por las características de la roca (Schlumberger Wireline & Testing, 1994, p.6).

Un registro de la respuesta de la presión del pozo a lo largo del tiempo produce una curva cuya forma está definida por las características únicas del reservorio, desifrar la información contenida en esta llamada curva de presión transitoria es el objetivo fundamental de la interpretación de la prueba de pozo (Schlumberger Wireline & Testing, 1994, p.7).

2.5.1 Método de la curva tipo derivada o Método de Bourdet

La ecuación de flujo radial de acción infinita constituye un modelo matemático básico para el análisis de pruebas de pozos, esta ecuación expresada en función del almacenamiento del pozo "C" y daño "S" se la puede escribir mediante tres términos adimensionales : (P_D) , $\left(\frac{t_D}{C_D}\right)$ y $(C_D e^{2s})$. (Ecuación 13) (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.7).

$$P_D = 0.5 \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80907 + \ln (C_D e^{2s}) \right] \quad (13)$$

Dónde el coeficiente de almacenamiento se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_D = \frac{0.8937 C}{\phi h c_t r_w^2} \quad (14)$$

La representación gráfica de la presión adimensional (P_D) y su derivada $P_D \left(\frac{t_D}{C_D} \right)$ versus el tiempo transcurrido (t_D / C_D), en un gráfico logarítmico es una de las curvas tipo más utilizadas, ya que amplifica los efectos de las diferentes características del reservorio sobre la respuesta transitoria de presión. La variable adimensional $C_D e^{2s}$ define la condición del pozo varía desde 0,1 para pozos estimulados hasta 10^{30} para pozos muy dañados (Bourdet, 2002, p.28), en la figura 13 se muestra un conjunto de curvas de tipo para diferentes valores de $C_D e^{2s}$, en el momento temprano todas las curvas se fusionan en una línea recta de pendiente unitaria correspondiente al flujo de almacenamiento puro del pozo, en los últimos tiempos todas las curvas derivadas se fusionan en una sola línea horizontal, que representa el flujo radial puro. (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.7)

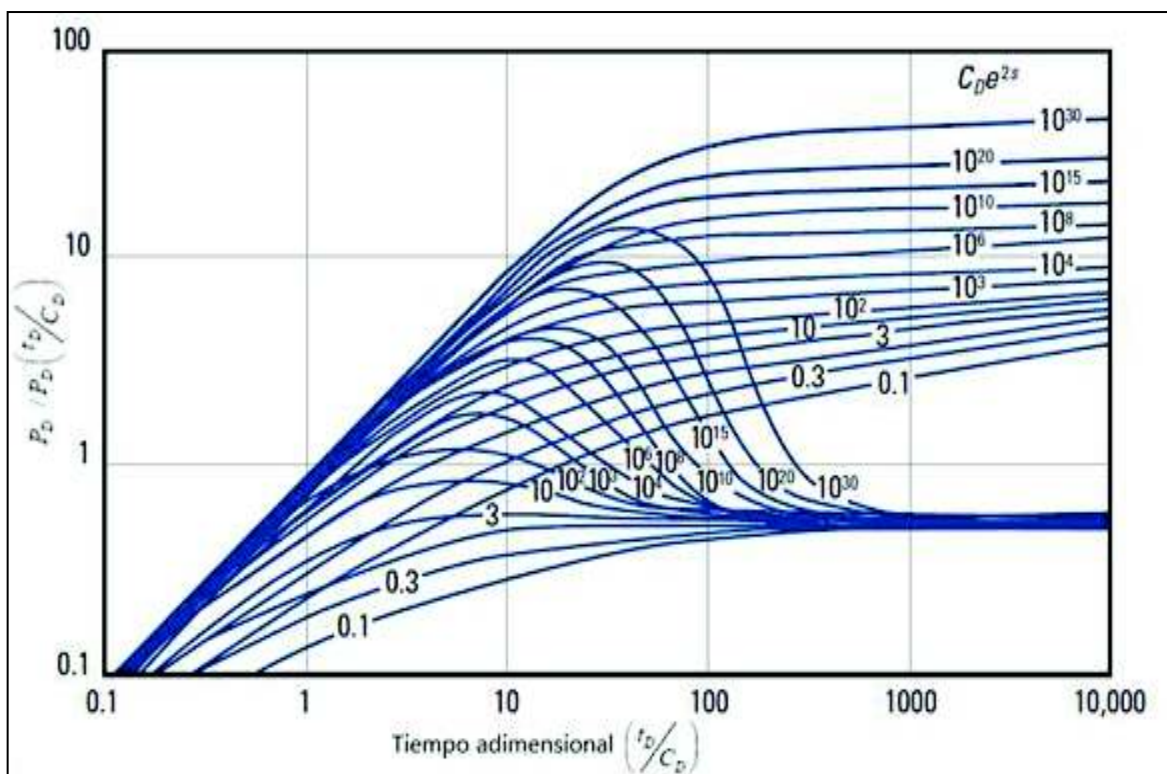


Figura 13: Curva tipo para un pozo con almacenamiento constante y efectos de daño en reservorio con comportamiento homogéneo.

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.7)

Para realizar el análisis los datos de la prueba se representan gráficamente en función de la variación de presión y su derivada versus el tiempo transcurrido, luego se superponen sobre la curva tipo como se muestra en la figura 14, hasta encontrar una coincidencia entre ambas gráficas (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.8).

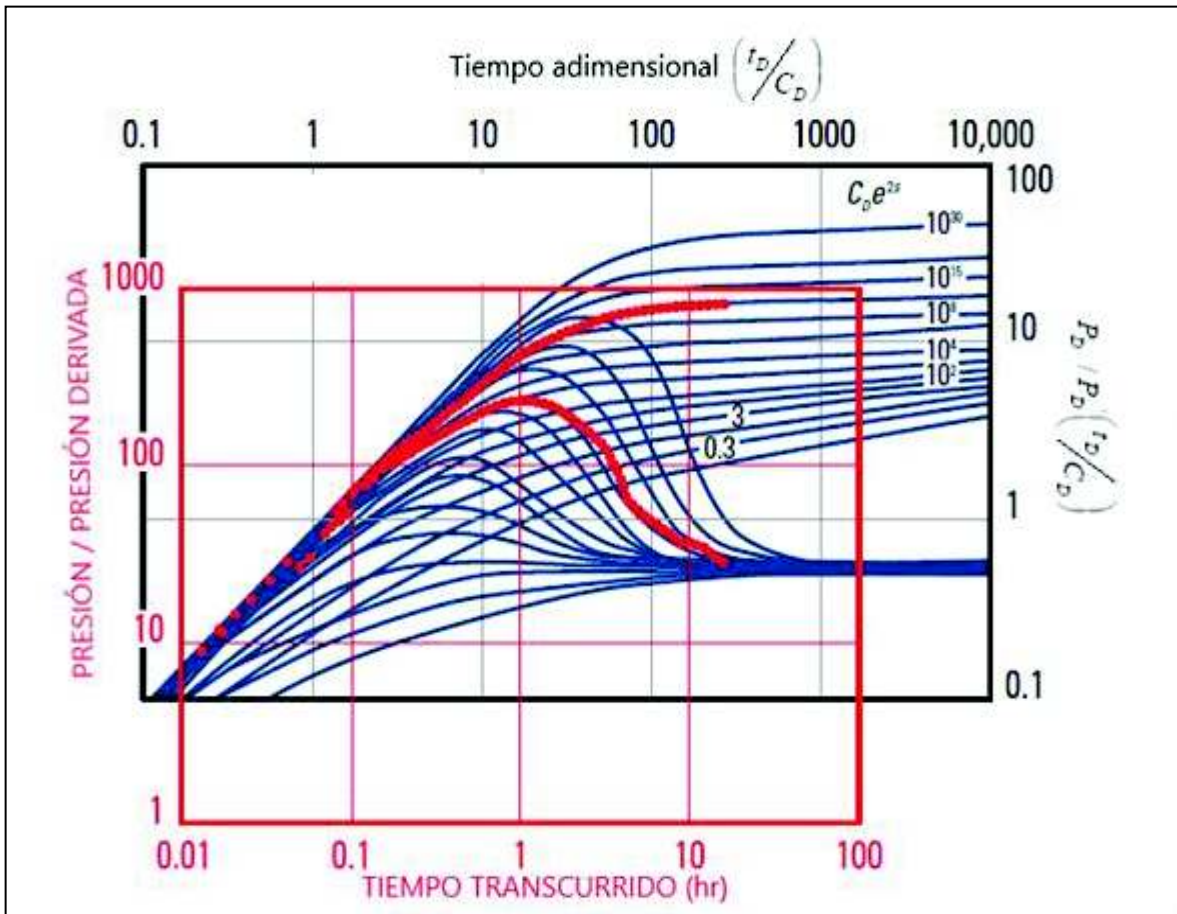


Figura14: Coincidencia de curva tipo de un conjunto de datos donde no exhibe flujo radial

Fuente: Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.7)

Bourdet (2002), define el ajuste de presión como el desplazamiento entre el eje y de los dos diagramas log-log con la siguiente ecuación se puede estimar el producto de espesor y permeabilidad (p.27).

$$kh = 141.2 q^* \beta^* \mu^* \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M \quad (15)$$

Dónde: q , es el caudal al que fluye el pozo; β , el factor de volumen de formación y el subíndice M denota una coincidencia de tipo curva.

El coeficiente de almacenamiento del pozo se deriva de la coincidencia de tiempo como:

$$C = 0,000295 \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{\left(\frac{t_D}{C_D}\right)_M} \quad (16)$$

Y el factor de daño se evalúa a partir del término $C_D e^{2s}$, de la curva seleccionada y la siguiente ecuación:

$$S = 0.5 \ln \frac{C_D * e^{2s_{match}}}{C_D} \quad (17)$$

Bourdet (2002), señala que combinado la pendiente inicial de la unidad de tiempo durante el almacenamiento del pozo con el grupo derivada se obtiene una manera inmediata de definir la presión simplemente al colocar una línea de pendiente unitaria en el régimen de almacenamiento del pozo y al colocar la línea horizontal en el IARF (p.77).

La figura 14 muestra cómo se usa la concordancia de curvas tipo, la curva superior roja representa los cambios de presión asociados con una perturbación abrupta de la tasa de producción, y la curva inferior, denominada curva derivada indica la tasa de cambio de presión con respecto al tiempo en este ejemplo, la prueba se terminó antes del desarrollo del flujo radial completo. Su sensibilidad a las características transitorias que resultan de las geometrías del pozo y del reservorio hace que la curva derivada sea la herramienta de interpretación más efectiva (Schlumberger Wireline & Testing, 1994).

2.5.2 Método de horner

En la gráfica de horner (figura 15), la presión de cierre es graficada como función del $\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$ tal que los datos se trazan hacia atrás, es decir cuando Δt es pequeño al inicio del BUP la función Horner será grande y cuando Δt tiende a infinito tiempo de cierre, el tiempo de Horner tiende a 1 cuyo registro es 0 (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.67).

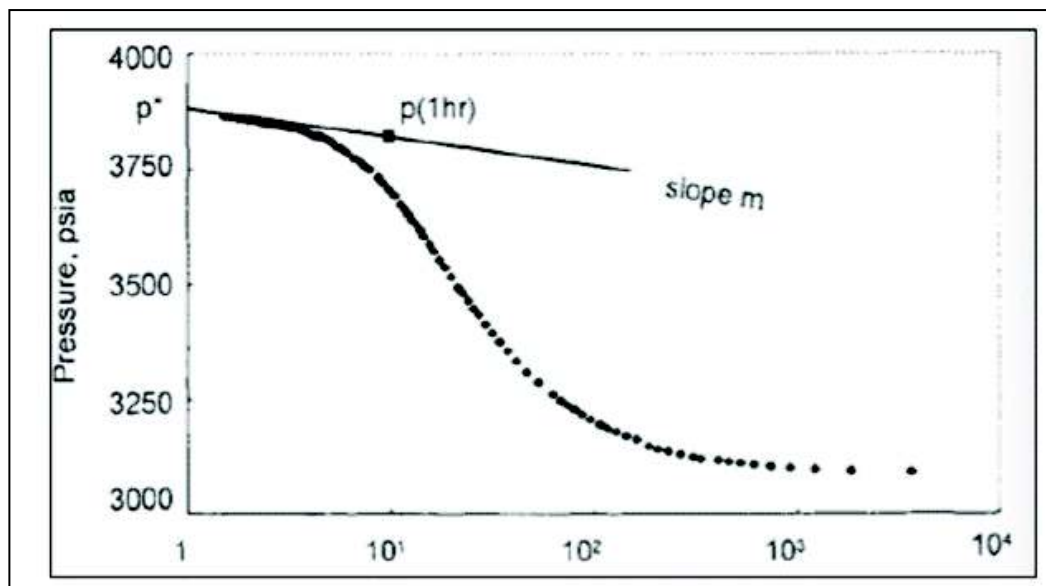


Figura 15: Gráfica de Horner para ejemplo de prueba de build-up

Fuente: (Bourdet, 2002,p.32)

$$P_{BUP} = P_i - \frac{162.6 q B \mu}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (18)$$

De acuerdo con Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), si el reservorio fuera verdaderamente infinito la presión continuaría acumulándose en un flujo radial de acción infinita y eventualmente interceptaría el eje "Y" en la presión inicial "Pi", sin embargo, como ningún depósito es infinito la extrapolación de la línea de flujo radial en un tiempo infinito de cierre se llama P* que es simplemente una presión extrapolada (p.67).

Si el reservorio es infinito: $P_i = P^*$

Bourdet (2002), señala que en un gráfico de Horner para datos de build-up la pendiente en línea recta “m” el valor de la permeabilidad y el daño son estimados mediante las siguientes ecuaciones:

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{mh} \quad (19)$$

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} + \log \left(\frac{tp + 1}{tp} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) \right] + 3.23 \quad (20)$$

Es importante notar que el cálculo de la permeabilidad es válido incluso en el caso de una producción corta antes del cierre mientras que la validez del cálculo del daño está condicionada a un tiempo de producción lo suficientemente largo (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.67).

En general Gringarten (2008), menciona que los resultados que pueden ser obtenidos de las pruebas de pozo están en función del alcance y calidad de datos disponibles de presión y producción, además del enfoque utilizado para el análisis en consecuencia, en un momento dado el alcance y la calidad del análisis estarán limitados por las técnicas de vanguardia tanto en la adquisición de datos como en el enfoque del análisis (p.41).

CAPÍTULO 3

ASPECTOS TEÓRICOS DE LOS MODELOS DE POZO, RESERVORIO Y LÍMITES PARA LA INTEPRETACION DE PRUEBAS DE PRESIÓN

3.1 IDENTIFICACIÓN DEL MODELO

De acuerdo con Ahmed & Mckinney (2005), la selección del modelo correcto de interpretación del yacimiento es un requisito previo y un paso importante antes de analizar los datos de las pruebas de presión y de interpretar los resultados. Con un adecuado diseño y una duración suficiente para que una respuesta sea detectada la mayoría de pruebas transientes pueden proporcionar un indicador cierto de las características del reservorio (p.79).

Cabe señalar que tanto los gráficos semi-logarítmicos y logarítmicos de datos de presión en función del tiempo a menudo son insensibles a los cambios de presión por lo que se pueden usar únicamente como gráficos de diagnóstico, sin embargo la curva tipo derivado de presión es considerada como la curva tipo definitiva para la identificación del modelo de interpretación adecuado (Ahmed & Mckinney, 2005,p.79). El enfoque derivado de la presión se ha aplicado con gran éxito como herramienta de diagnóstico por los siguientes motivos:

- Magnifica pequeños cambios de presión ;
- Se diferencia claramente entre las respuestas de varios modelos de reservorio;
- Mejora la exactitud de la interpretación de la prueba;
- Provee una estimación precisa de parámetros relevantes del reservorio.

Gringarten (1984), señala que cualquier modelo consiste en tres componentes principales que son independientes el uno del otro y dominan a diferentes tiempos durante la prueba y siguen la cronología de la respuesta de presión (Figura 16), estos son:

- i. Límites internos: interpretada en el tiempo temprano de los datos de la prueba, (figura 16 a);
- ii. Comportamiento del reservorio: interpretada en el tiempo medio de los datos de la prueba durante el comportamiento infinito, (figura 16 b);
- iii. Límites externos: interpretada en el tiempo tardío de los datos de la prueba (figura 16 c).

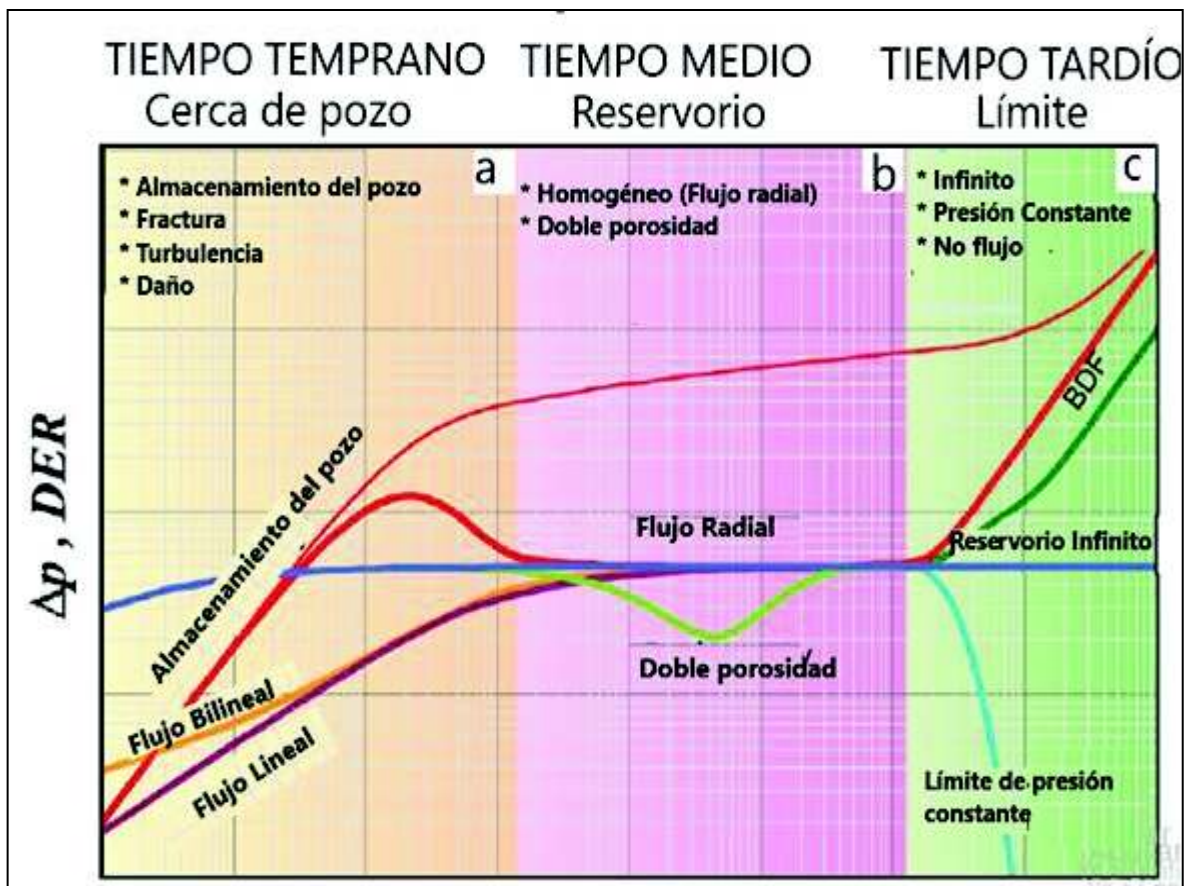


Figura 16: Regímenes de tiempo para una prueba de restauración de presión

Fuente: (Fekete Associates Inc, 2009)

Modificado : Daysi Farinango, 2018

Cada uno de los tres componentes muestra una característica diferente que puede ser identificada por separado (Ahmed & McKinney, 2005, p.81), dependiendo del régimen de flujo presente en la prueba.

Para Escobar (2003), los regímenes de flujo comúnmente observados en las pruebas transientes de presión se ilustran en la figura 17, la cual es considerada y

utilizada como una popular herramienta de identificación de regímenes de flujo (p.109).

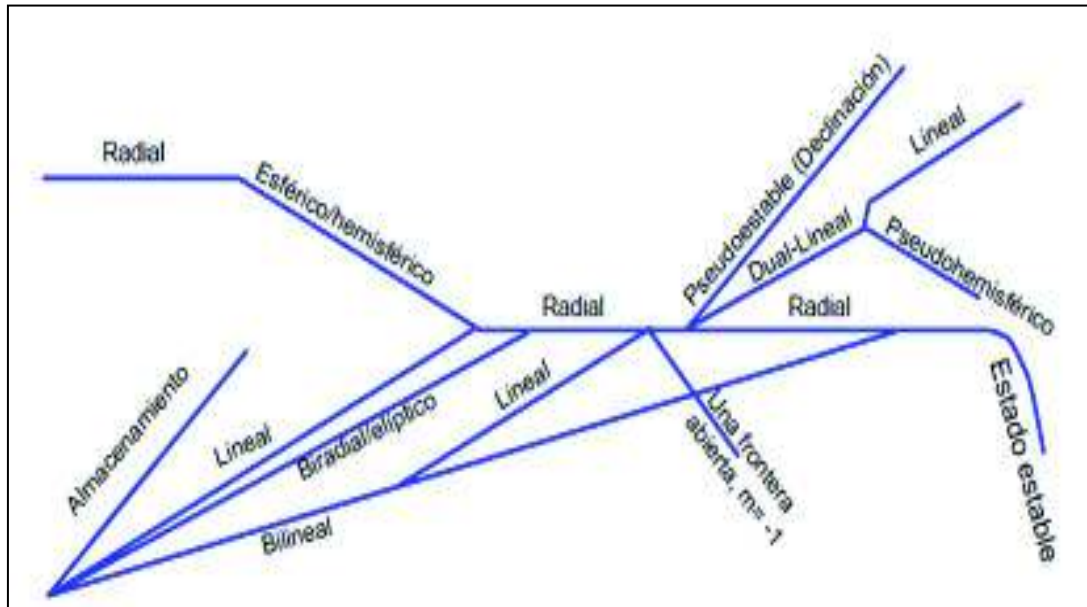


Figura 17: Herramienta de Identificación de regímenes de flujo

Fuente: (Escobar, 2013 p.109)

3.1.1 Región de tiempo temprano (ETR)

Durante la región de tiempo temprano el almacenamiento del pozo, fracturas y otros regímenes de flujo de límites internos son las condiciones de flujo dominantes y muestran un comportamiento distinto entre ellos (Ahmed & Mckinney, 2005, p.81).

3.1.1.1 Almacenamiento del pozo (*well storage*)

Para Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), los parámetros del reservorio y límites que obtenemos de los análisis de presión constituyen información útil para el modelamiento del reservorio, pero por el contrario, los efectos del pozo en general representan una molestia con la que tenemos que enfrentarnos ya que corrompen la señal y enmascaran la presencia de flujo radial (p. 135).

Básicamente los efectos del pozo son lo que queremos reducir en los procesos operacionales, por lo general a un alto costo utilizando herramientas de cierre de pozos para obtener un mejor y más rápido análisis obligándonos a exponer equipos costosos a las condiciones de la cara de arena en lugar de monitorear silenciosamente la presión en la superficie. En otras palabras, no hay un valor agregado para evaluar los efectos del pozo excepto que tenemos que calificar y cuantificarlos para deshacernos de ellos (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p. 135).

3.1.1.1.1 Efecto de almacenamiento puro en un pozo:

El almacenamiento puro del pozo asume que la diferencia entre la tasa de flujo de la cara de arena y la tasa de flujo de la superficie es proporcional a la velocidad del cambio de presión (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.135):

$$q_{sf} = q B + 24 C \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (21)$$

Dónde: q , es el caudal al que fluye el pozo; β , el factor de volumen de formación; C , compresibilidad del fluido y $\frac{dP_{wf}}{dt}$, la variación de la presión de fondo fluyente con respecto a la variación del tiempo.

En el gráfico log-log durante el tiempo que domina el almacenamiento puro del pozo, ΔP y su derivada $\Delta P'$ producen una línea recta de 45° , la transición del almacenamiento del pozo al flujo radial de acción infinita proporciona una "joroba" con un máximo que indica daño en el pozo (daño positivo) y por el contrario la ausencia indica un pozo no dañado o estimulado (Figura 18) (Ahmed & Mckinney, 2005, p.81).

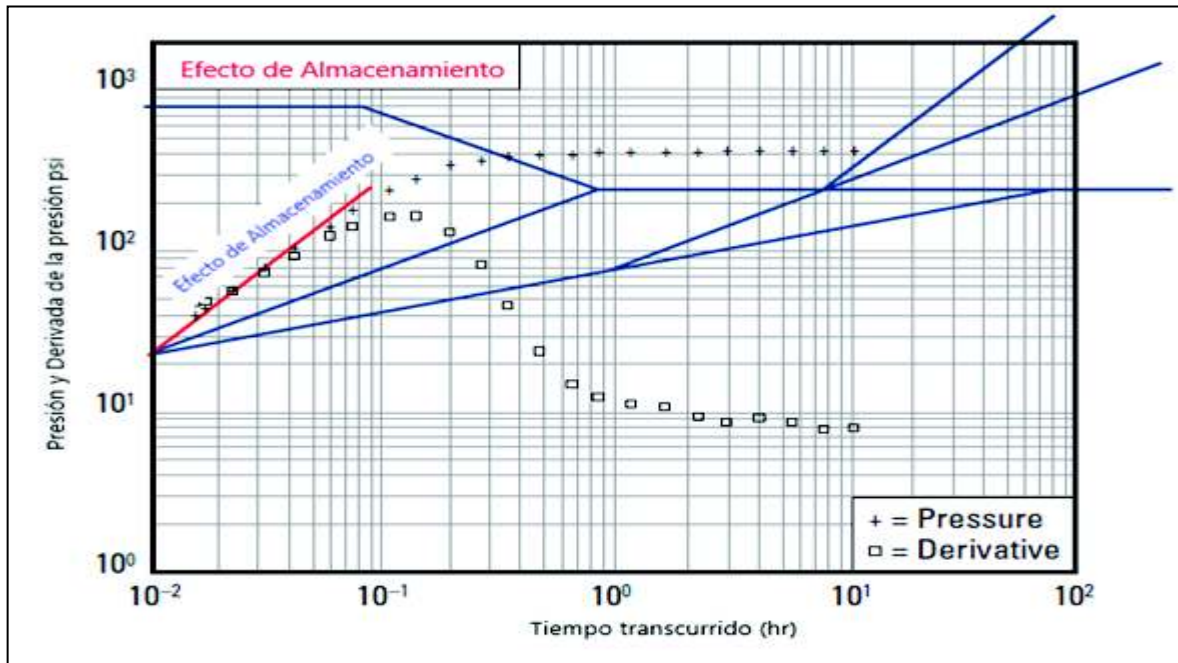


Figura 18: Comportamiento del efecto de almacenamiento puro del pozo

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.30)

Modificado: Daysi Farinango

3.1.1.1.2 Efecto de almacenamiento variable de un pozo:

El almacenamiento del pozo puede variar, este es el caso cuando la compresibilidad del fluido varía en el pozo durante la operación de prueba, un ejemplo típico son los reservorios con capa de gas donde la caída de presión en el pozo será considerable y la compresibilidad variará durante los períodos de producción y de cierre (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p. 137).

Otro ejemplo, es un pozo de petróleo que fluye por encima del punto de burbuja, al alcanzar dicho punto se puede observar que sale gas de la solución del pozo por debajo de la presión del punto de burbujeo, inicialmente la compresibilidad del aceite dominaría y esto cambiaría gradualmente a gas a medida que se produce más y más gas en el pozo (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.137).

En estas situaciones, añadiendo el efecto de almacenamiento variable al modelo de reservorio como se observa en la figura 19, se puede mejorar el modelamiento y ajuste de curvas.

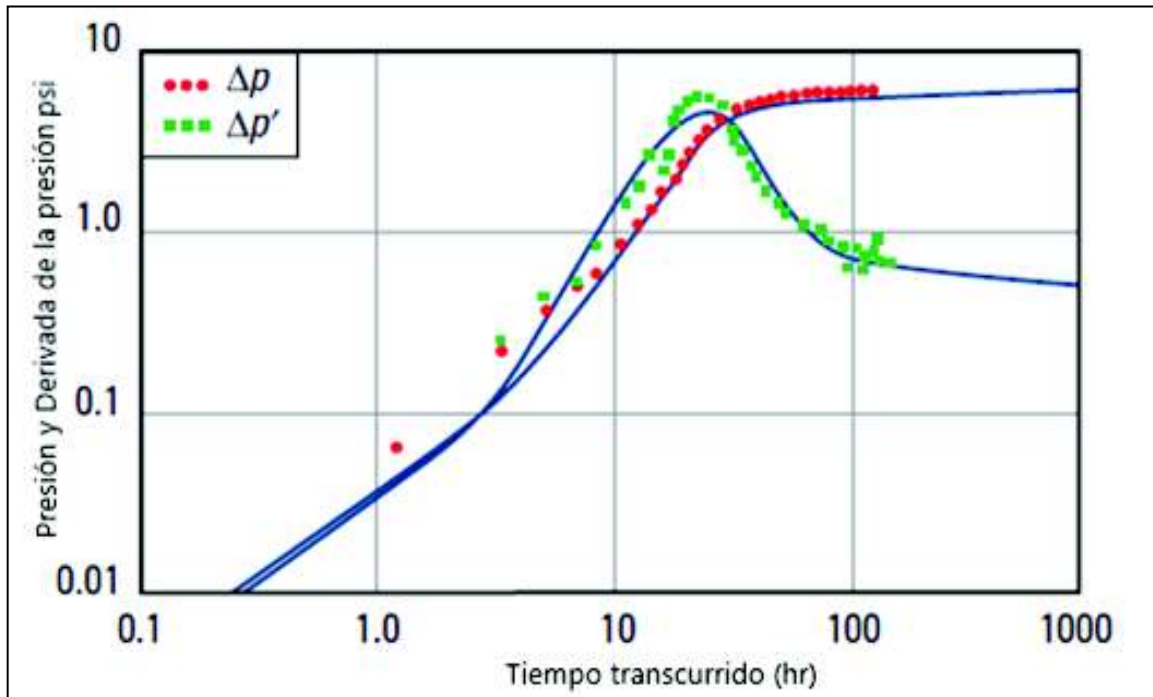


Figura 19: Comportamiento del efecto de almacenamiento variable de un pozo

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.11)

3.1.1.2 Modelo del pozo (well model)

Las geometrías de pozo generalmente se evalúan en la primera parte de la respuesta de la prueba de presión después de que los efectos del pozo se hayan desvanecido. Los regímenes de flujo específicos relacionados con la geometría del pozo nos pueden permitir evaluar los parámetros del reservorio (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008).

3.1.1.2.1 Pozos fracturados

Según Kushtanova (2015), un método de estimulación común para un pozo es crear una fractura vertical hidráulica desde el pozo hasta la formación, para poder modelar el comportamiento de pozos bajo estas circunstancias existe dos tipos principales de comportamiento: fractura de conductividad infinita y fractura de continuidad finita (p.11).

3.1.1.2.1.1 Fractura de alta o infinita conductividad

Con el modelo de fractura de conductividad infinita se supone que el fluido fluye a lo largo de la fractura sin ninguna caída de presión (Kushtanova, 2015, p.11).

Por definición, en el caso de una fractura infinita la velocidad será uniforme en los primeros momentos pero en el último momento la mayor parte del flujo vendrá desde la extremidad de la fractura, tiene sentido físicamente ya que las partes extremas de la fractura están "enfrentando" la mayor parte del volumen del reservorio (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.149).

En la figura 20 se muestra una gráfica log-log con la respuesta a este modelo, el cual se manifiesta por la presencia de flujo lineal que se caracteriza por una pendiente de + 0.5 unidades en la curva de presión y su derivada (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.150).

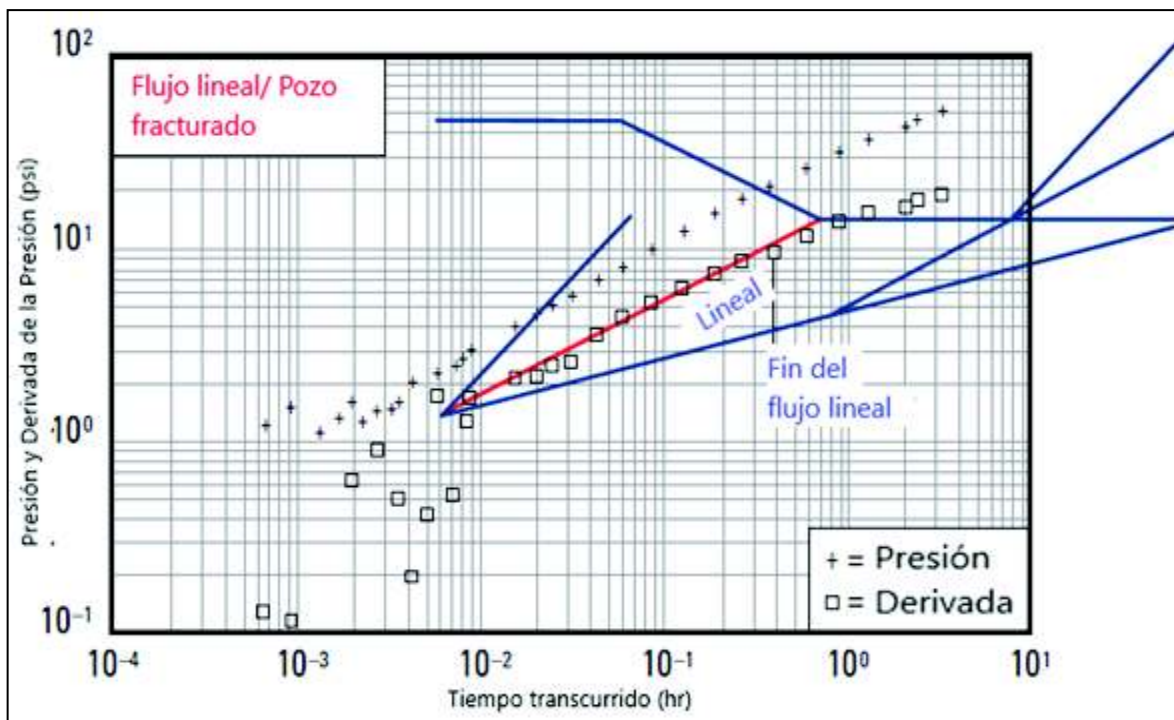


Figura 20: Comportamiento de la derivada en un pozo con fractura de alta conductividad

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.35)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

3.1.1.2.1.2 Fractura de conductividad finita

La geometría de flujo para una fractura de conductividad finita es la misma que la de los modelos de alta conductividad, pero ahora se supone que hay un gradiente de presión significativo a lo largo de la fractura (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.153).

En ausencia de almacenamiento el primer régimen de flujo es el flujo lineal a lo largo del eje de fractura (flechas rojas/Figura 21), que simultáneamente inducen un flujo lineal ortogonal (flechas azules/Figura 21), es decir hay un flujo no uniforme hacia la fractura, este régimen de flujo bi-lineal con flujo lineal a lo largo de los dos ejes da lugar a una respuesta de presión proporcional a la cuarta raíz del tiempo.

Tanto el gráfico log-log como los gráficos derivados muestran un cuarto de pendiente durante el flujo bilineal. El flujo bilineal es seguido por el flujo lineal usualmente, caracterizado por una pendiente de 0.5 unidades en la gráfica log-log (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008,p.153).

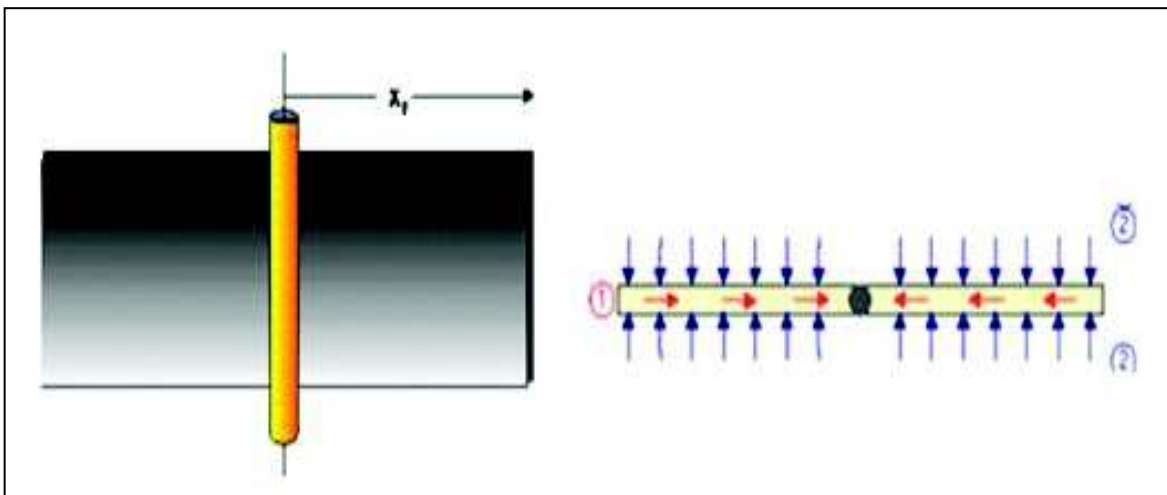


Figura 21: Representación del Modelo de un pozo con fractura de conductividad finita

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.151)

Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), señalan que el régimen de flujo bi-lineal usualmente ocurre en un momento muy temprano y no siempre se ve, incluso

cuando no hay un efecto de almacenamiento los datos a veces no muestran una pendiente de $\frac{1}{4}$ y pueden combinarse directamente con un modelo de fractura de alta conductividad (p.151).

Es por ello que para ambos modelos después del final del almacenamiento del pozo y, a menos que la longitud de la fractura sea demasiado pequeña el comportamiento está dominado por un flujo lineal y uniforme desde el reservorio hacia la fractura y ortogonalmente hacia el plano de la fractura (figura 20) (p. 149).

3.1.1.2.3 Pozos con entrada limitada

Según Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), en este modelo se asume que el pozo produce desde un intervalo perforado menor que el intervalo productor, en teoría la permeabilidad vertical como consecuencia de la anisotropía del reservorio generará una contribución vertical al flujo (p.153).

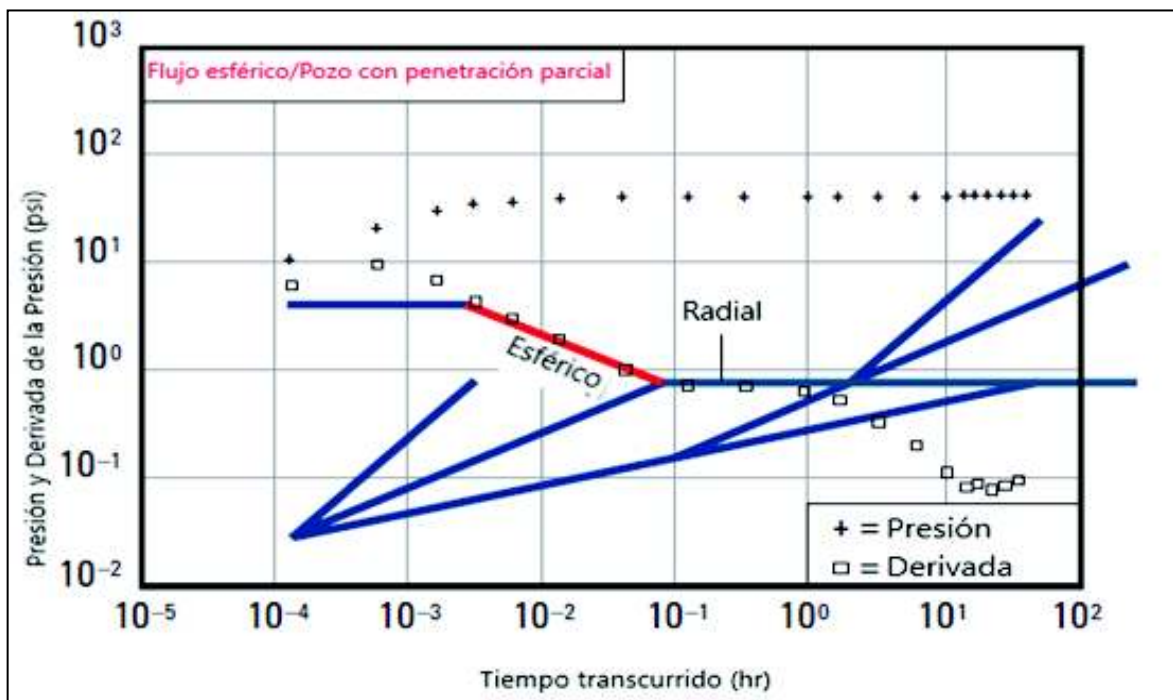


Figura 22: Comportamiento de la derivada en un pozo con penetración parcial

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.32)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

Si el intervalo perforado es lo suficientemente pequeño se puede desarrollar una línea recta de pendiente $-0,5$ (media pendiente negativa) en la derivada de Bourdet correspondiente al flujo esférico como se observa en la figura 22 (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.153).

Sin embargo, con una permeabilidad vertical lo suficientemente alta el flujo esférico puede no verse en absoluto, pero esto también depende de la relación de la fracción del intervalo productor hw / h , ya que a medida que k_v disminuye, la derivada negativa del flujo esférico de media pendiente se hace cada vez más evidente. El daño total también aumenta como se muestra por la separación del log-log y las curvas derivadas (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p. 154).

3.1.2 REGIÓN DE TIEMPO MEDIO (MTR)

En esta región, la transiente de presión se ha alejado de la cara del pozo hacia la formación. Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), señalan que en el análisis de presión transitoria las características del reservorio se detectan generalmente después de que los efectos y el comportamiento del pozo hayan cesado y antes de que se detecten los efectos del límite (p.169).

Los parámetros principales que buscamos cuantificar son: la movilidad del fluido en el reservorio, k/u ; la capacidad de almacenamiento del fluido ϕc_{th} y finalmente se busca caracterizar las heterogeneidades del yacimiento.

3.1.2.1 Yacimientos homogéneos / Flujo radial infinito (IARF)

El yacimiento homogéneo es el modelo más simple posible ya que se asume que en todas partes la misma porosidad, permeabilidad y espesor. La permeabilidad se supone isotrópica, es decir, la misma en todas las direcciones (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.170).

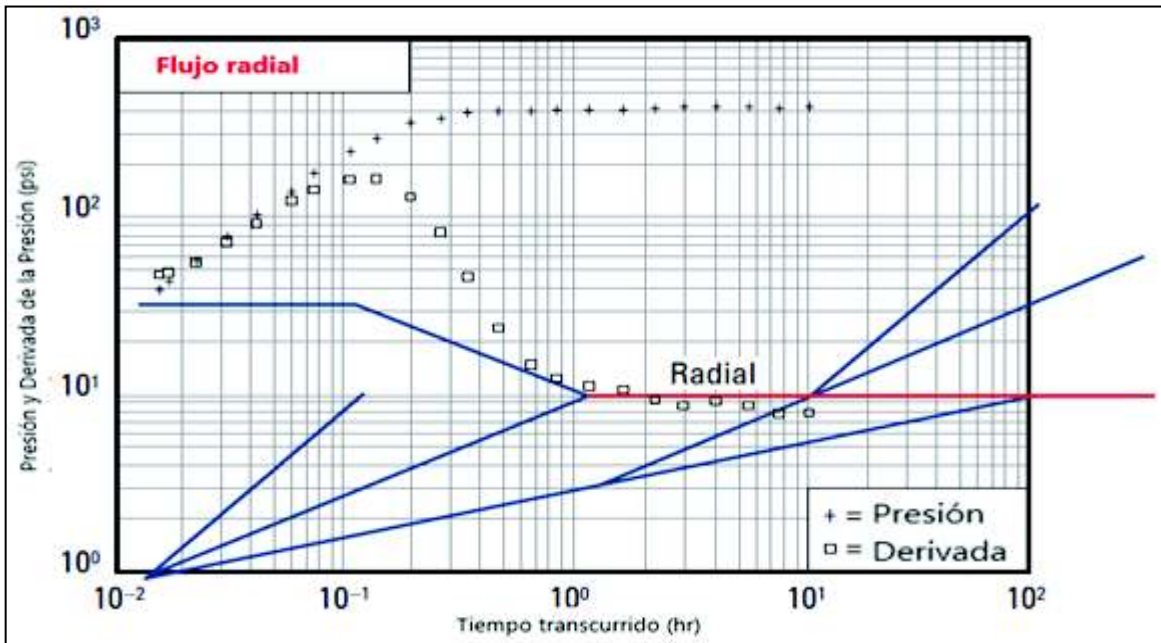


Figura 23: Respuesta de la derivada para un reservorio homogéneo

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.30)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

La respuesta de un reservorio homogéneo se reconoce por una extensión o tren plano en la derivada (Figura 23) y es característico en pozos completados en todo el intervalo perforado, en formaciones parcialmente penetradas, en pozos estimulados y en pozos horizontales (Escobar, 2003, pp. 104-105).

3.1.2.2 Yacimientos con doble porosidad

Los modelos de doble porosidad (2Φ) suponen que el reservorio no es homogéneo sino que está formado por bloques de matriz rocosa (Figura 24), con alta capacidad de almacenamiento y baja permeabilidad los cuales se conectan por fisuras naturales de baja capacidad de almacenamiento y alta permeabilidad (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p. 171).

Los ejemplos son formaciones naturalmente fracturadas o altamente laminadas, cuando el pozo se pone en producción por primera vez el primer régimen de flujo que se desarrolla es el flujo radial del sistema de fisuras, es decir, el sistema fisurado está produciendo como si este sistema estuviera solo y no existiera cambio en la presión dentro de los bloques de matriz este primer régimen de flujo

por lo general se termina rápidamente y con frecuencia se enmascara con el almacenamiento del pozo (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.171).

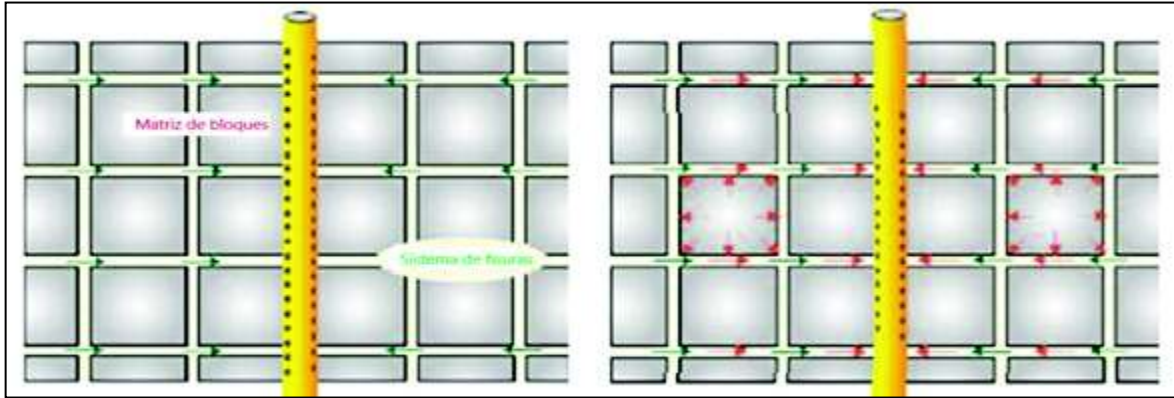


Figura 24: Modelo del Yacimiento con doble porosidad

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p 172)

De acuerdo con Houzé, Viturat, & Fjaere (2008) , una vez que el sistema de fisura ha comenzado a producir se establece una diferencia de presión entre los bloques de la matriz (P_i) y las fisuras (P_{wf}) creándose una caída transitoria en la derivada llamado por algunos el valle derivado de doble porosidad (Figura 25), posterior a esto se observa la respuesta de flujo radial homogéneo como resultado de una diferencia entre la presión en los bloques de la matriz y el sistema de fisuras (p. 171).

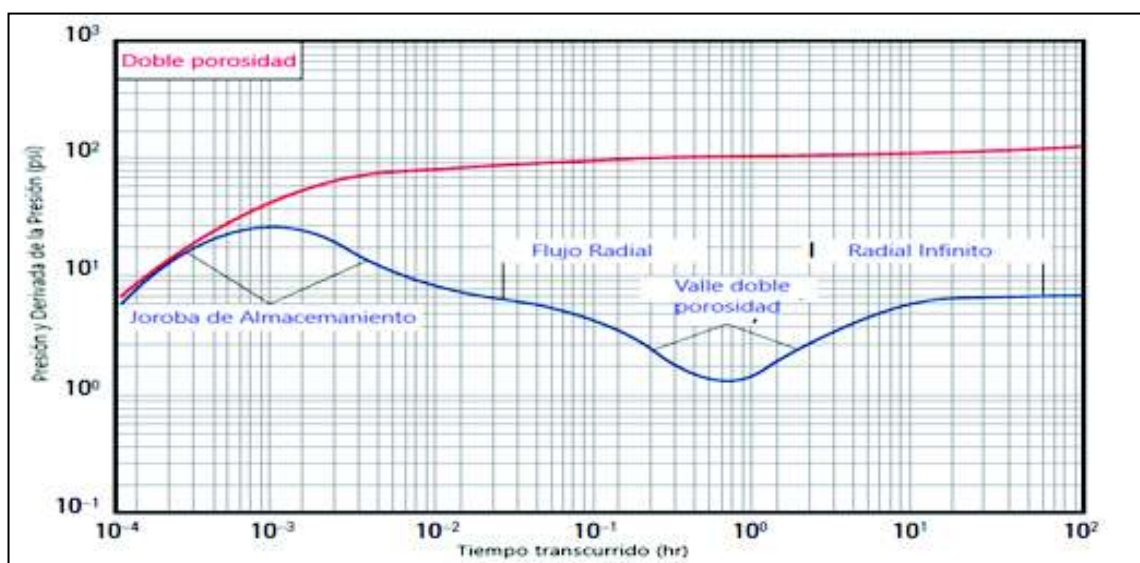


Figura 25: Respuesta de la derivada en yacimientos con doble porosidad

Fuente: Well Test Interpretation (Schlumberger Wireline & Testing, 2002, p.30)

3.1.2.3 Yacimientos con doble permeabilidad

Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), señalan que en el modelo de doble permeabilidad (2K), el reservorio consta de dos capas de permeabilidades diferentes como se ilustra en la figura 26, las cuales pueden o no estar perforadas, generando flujo cruzado proporcional a la diferencia de presión existente entre las dos capas (p.178).

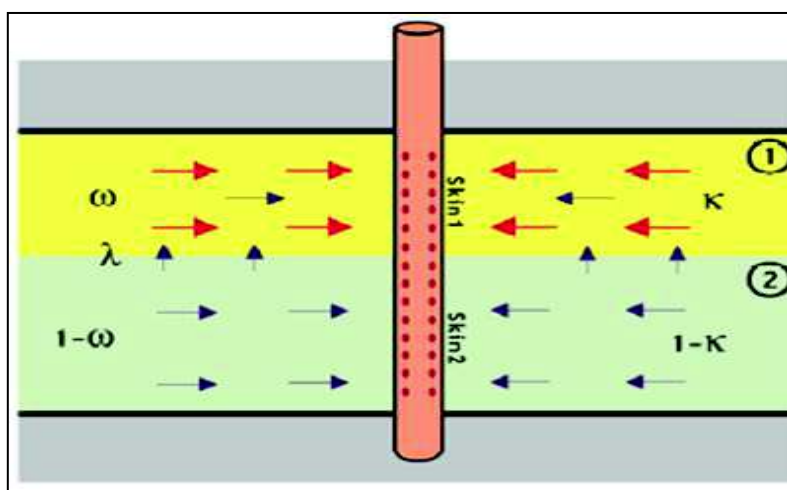


Figura 26: Modelo de un reservorio con doble permeabilidad

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.178)

En los primeros tiempos no hay diferencia de presión entre las capas, es decir, el sistema se comporta como 2 capas homogéneas sin flujo cruzado en flujo radial de acción infinita, como la capa más permeable (capa 1) produce más rápidamente que la capa menos permeable (capa 2), se desarrolla un Δp entre las capas y comienza a producirse un flujo cruzado. Finalmente, el sistema se comporta nuevamente como un depósito homogéneo, con el k total y la capacidad de almacenamiento de las 2 capas (Houzé, Viturat, & Fjaere, p.178).

El efecto del daño de la cara del pozo en cada una de las capas del reservorio afectará a la respuesta del modelo de manera diferente, por ejemplo la variación del daño en la capa mas permeable establece un escenario similar al de entrada limitada o penetración parcial, con un flujo esférico no desarrollado del todo (Figura 27) , mientras que un variación en el daño de la capa menos permeable tendra poco impacto en el comportamiento del modelo, (Figura 28).

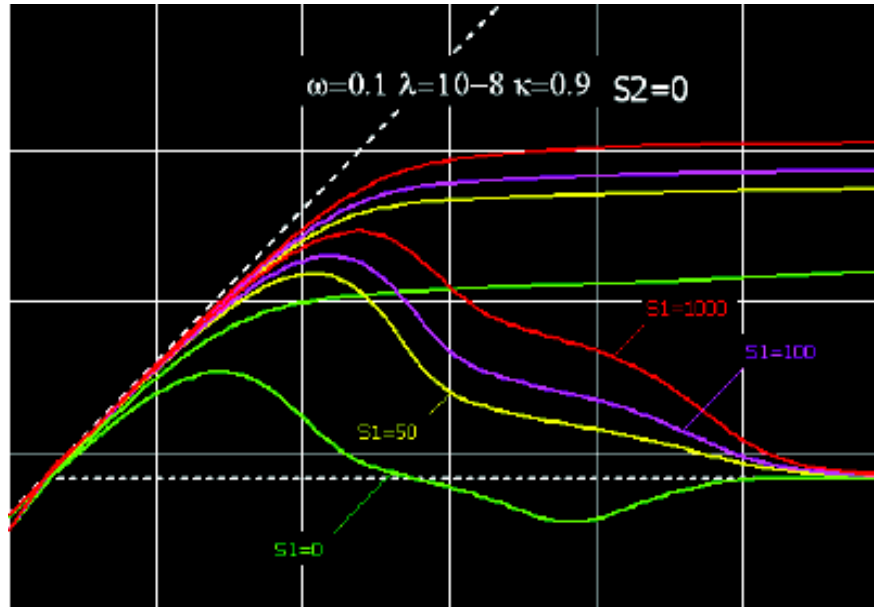


Figura 27: Variación S1

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.180)

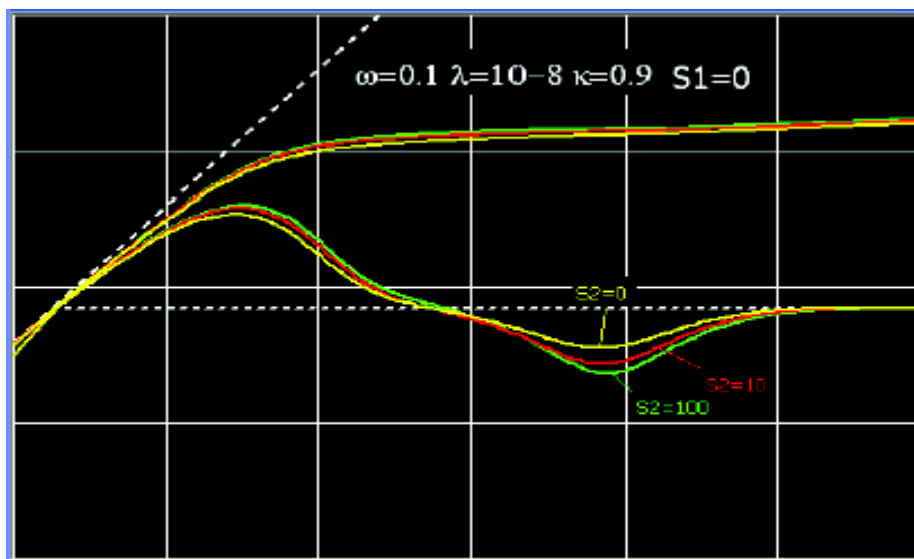


Figura 28: Variación S2

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.180)

3.1.2.4 Radial compuesto

Hasta este punto las suposiciones de los modelos eran uniformes con saturaciones constantes, movilidad y permeabilidad efectiva. En la mayoría de los casos, esta suposición es válida dentro de los límites de tiempo de una prueba de

pozo y radio de investigación, sin embargo, en algunos casos será necesario considerar una variación en la movilidad en la dirección lateral (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.183).

Los casos más clásicos en los que se presenta un cambio en la movilidad en el área del yacimiento son:

- Inyección de un fluido diferente al fluido del reservorio;
- Cambio en la saturación debido a un acuífero;
- Cambio en la saturación debido a una capa de gas;
- Cambio en la saturación lateral debido a la producción debajo del punto de burbuja o rocío;
- Cambios de facie;
- Cambios en las características del reservorio

Los modelos compuestos analíticos más comunes son el compuesto radial (Figura 29a) y el compuesto lineal (Figura 29b).

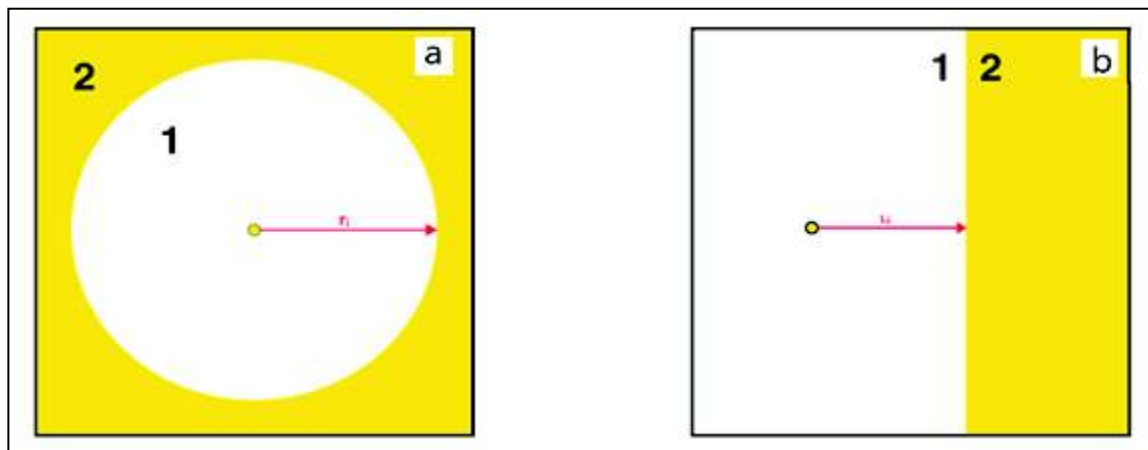


Figura 29: Reservorio radial compuesto y reservorio lineal compuesto.

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.183)

La geometría compuesta radial se centra en el pozo, con r_i como el radio del compartimento interior, mientras que para el yacimiento compuesto lineal (de extensión infinita), el parámetro correspondiente será L_i , la distancia entre el pozo y el límite compuesto lineal.

En la figura 30 se ilustra la respuesta de un pozo típico en un yacimiento compuesto:

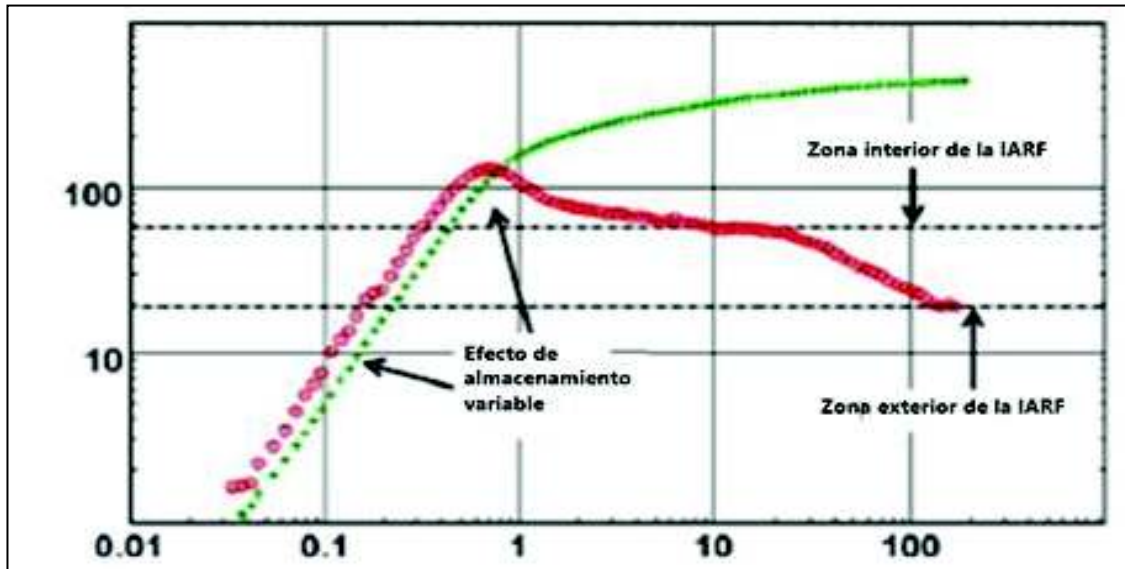


Figura 30: Respuesta en figura logarítmico de un reservorio compuesto radial.

Fuente: (Rosero, 2018)

Modificado: Daysi Farinango, 2018

3.1.3 REGIÓN DE TIEMPO TARDÍO (LTR)

En esta región, la transiente de presión ha alcanzado los límites de drenaje del pozo (Chaudry, 2004, p. 156).

Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), señalan que en la mayoría de casos, pero no siempre, la respuesta de presión en el tiempo medio y tardío esta dominada por el flujo radial infinito donde la movilidad promedio del yacimiento, productividad global del pozo y daño total puede evaluarse. Para pruebas de pozos el análisis se detendrá allí y el IARF será el comportamiento final detectado (p.195).

Sin embargo, si el reservorio es lo suficientemente pequeño, la prueba es lo suficientemente larga y el medidor es lo suficientemente sensible para captar la señal se encontrarán efectos límite durante la prueba. Este encuentro puede ser accidental, deliberado, como en las pruebas de límite de yacimiento, o inevitable

en el caso de los datos de producción a largo plazo (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.195).

Houzé, Viturat, & Fjaere, (2008), definen al límite como una superficie ubicada a una distancia del pozo donde ocurre un cambio en la propiedad fluyente lo que a su vez genera un cambio de presión en la respuesta del reservorio que se evidencia en el comportamiento de la derivada, la misma que tomará diferentes formas dependiendo del tipo y forma del límite. Se consideran dos tipos de límites: no flujo y de presión constante (p. 195).

3.1.3.1 Límites sin flujo

De acuerdo con Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), en un límite sin flujo ningún fluido pasará en ninguna dirección a través del límite (Figura 31), como ya se describió anteriormente una respuesta típica incluirá un comportamiento infinito de tiempo temprano o medio generalmente caracterizado por la estabilización de la derivada, y luego una desviación de esta estabilización cuando se detecta el límite, a continuación de describen los tipos de limite sin flujo que podemos encontrar en una prueba transiente de presión (pp. 196-199).

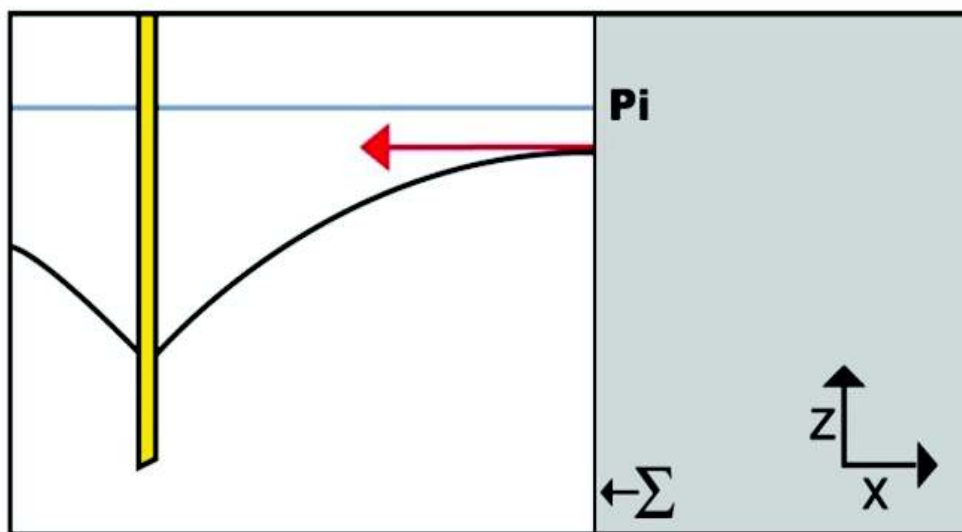


Figura 31: Perfil cerca de un límite sin flujo

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p 197)

3.1.3.1.1 Falla de sellado simple (Single Fault)

El modelo más simple para un límite sin flujo es una falla de sellado simple de extensión infinita. Antes de que se vea el límite, es decir, el efecto del límite sobre la presión medida se registre mediante el indicador de presión, la presión y las respuestas derivadas serán las mismas que para un yacimiento infinito, cuando se detecta el límite la derivada se desvía hacia arriba (Figura 32). Después de un cierto tiempo alrededor de un ciclo de registro luego de la desviación inicial la pendiente semilogarítmica se duplica y la derivada se estabiliza al doble del nivel original, es decir, a una kh aparente de la mitad de la kh real (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.196).

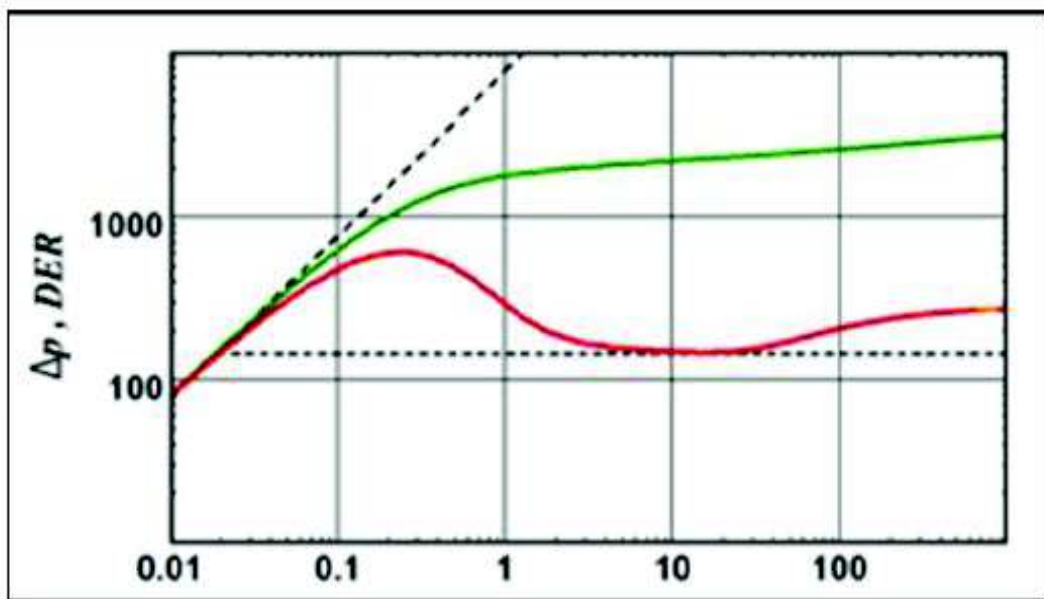


Figura 32: Comportamiento de la derivada para un límite simple sellante

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2013,p.294)

3.1.3.1.2 Fallas de intersección (Intersecting Faults)

Según Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), uno de los principales modelos analíticos usados para modelar sistemas complejos es el modelo de fallas de intersección que se muestra en la figura 33 .

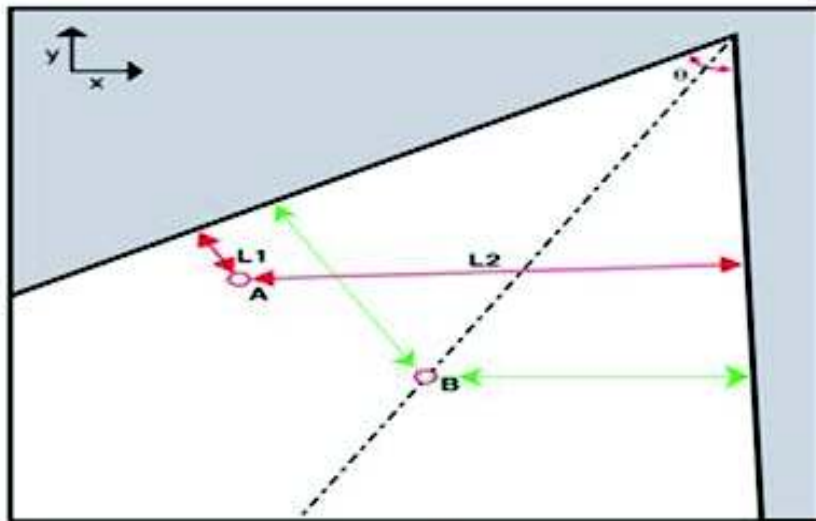


Figura 33: Representación de un límite intersecante

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p. 203)

El pozo "A" está ubicado entre dos límites lineales que se cruzan, θ es el ángulo entre las fallas, $L1$ y $L2$ son las distancias ortogonales entre el pozo y las dos fallas (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.203).

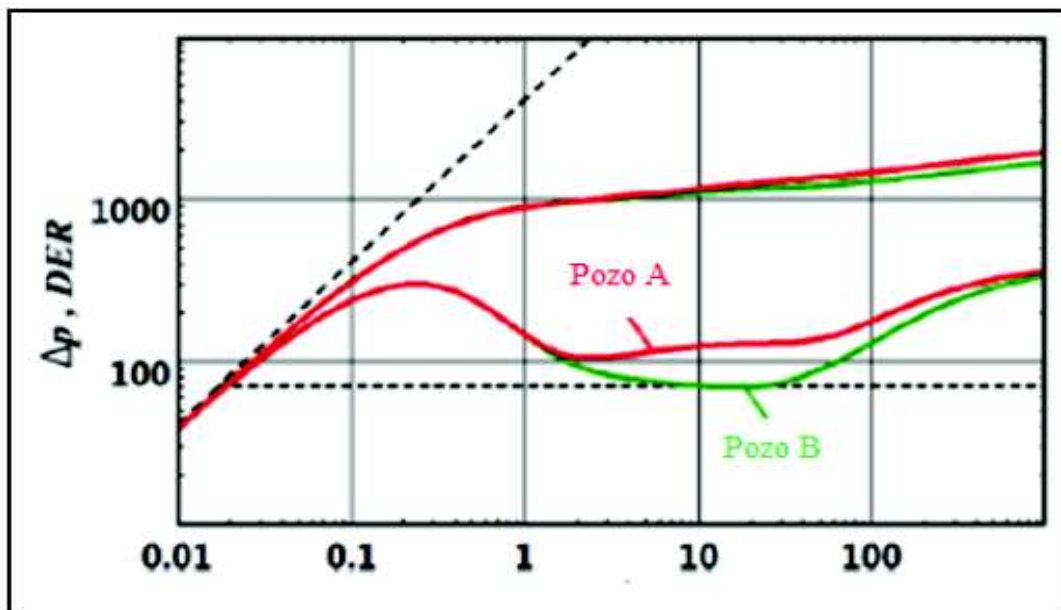


Figura 34: Comportamiento de la derivada para un pozo con límite intersecante

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2013, p. 298)

En el gráfico log-log de la figura 34, la respuesta se caracterizará por una estabilización final de la derivada de presión a un nivel $2\pi / \theta$ veces superior a IARF, en otras palabras, el nivel de estabilización proporcionará una estimación

de los ángulos de falla mientras que el tiempo en el que la derivada se aleja de IARF y eventualmente (punto A) nivela desde la línea de falla de sellado, proporcionará una estimación de las distancias límite (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.205).

3.1.3.1.3 Limite de fallas paralelas (channel)

Esta solución también se la denomina reservorio de canales, para Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), en este modelo el pozo se encuentra ubicado en un canal limitado por dos fallas de sellado paralelas, donde L_1 y L_2 son las distancias ortogonales entre el pozo y los dos límites, $L = L_1 + L_2$ es el ancho del canal. (Figura 35) (p.206).

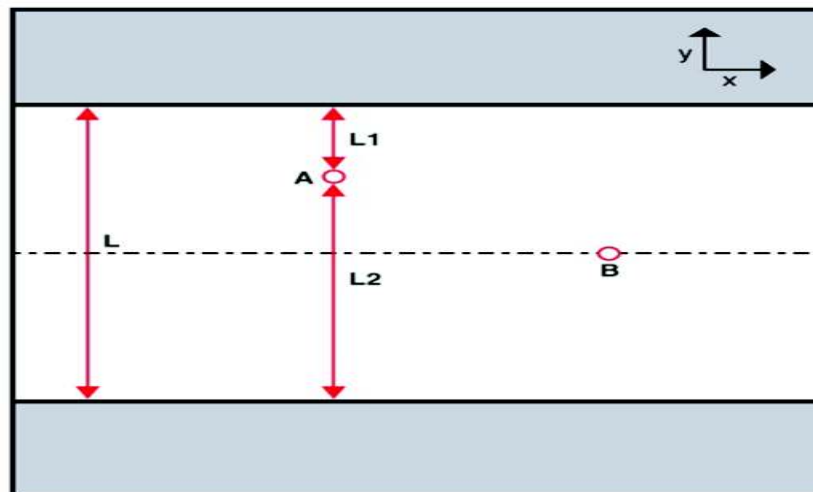


Figura 35: Modelo de límite de fallas paralelas

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.206)

Si consideramos que el pozo está significativamente más cerca de uno de los límites (Figura 35, punto A), el comportamiento inicial será el mismo que el de una respuesta de falla sellante (figura 36, pozo A), cuando se detecta la segunda falla, la respuesta entrará en su comportamiento 'final'.

Si el pozo está bastante equidistante de las dos fallas (figura 35, punto B), la respuesta irá directamente a la IARF (figura 36, pozo B), que será representada como flujo lineal a lo largo del canal (pp. 206-207).

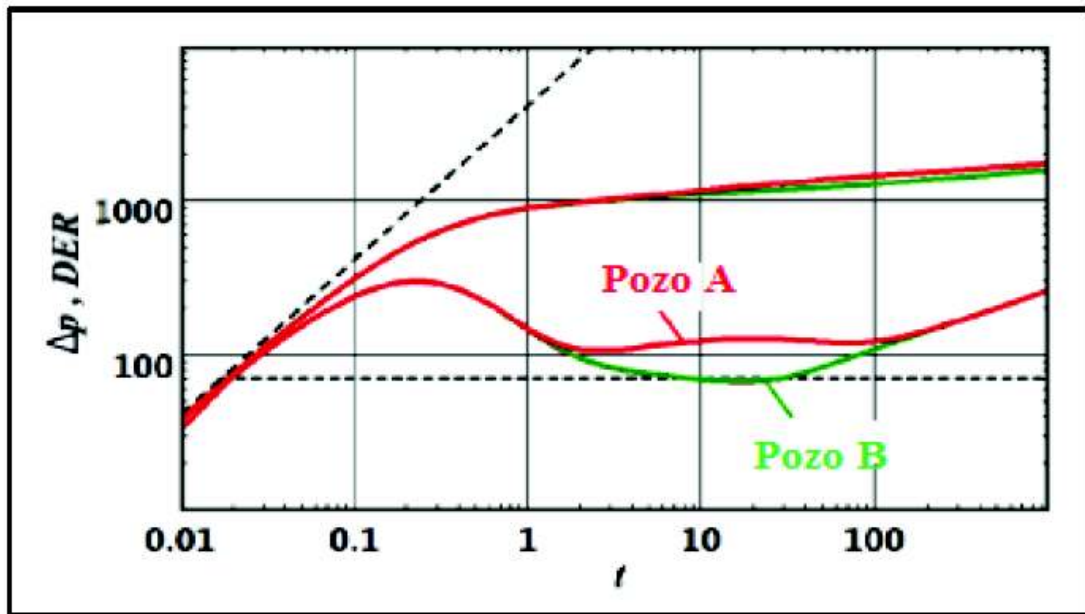


Figura 36: Comportamiento de la derivada para un pozo con límite de fallas paralelas

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2013, p. 301)

3.1.3.1.4 Sistemas cerrados

Para Houzé, Viturat, & Fjaere (2008), se modelará un sistema cerrado cuando la prueba sea lo suficientemente larga o el reservorio sea lo suficientemente pequeño para detectar toda la extensión del reservorio; a su vez, también señalan que la forma más común y fácil de modelar un sistema cerrado es el modelo circular, el cual supone que el pozo probado está ubicado en el centro de un reservorio de forma circular (Figura 37a) (p.211).

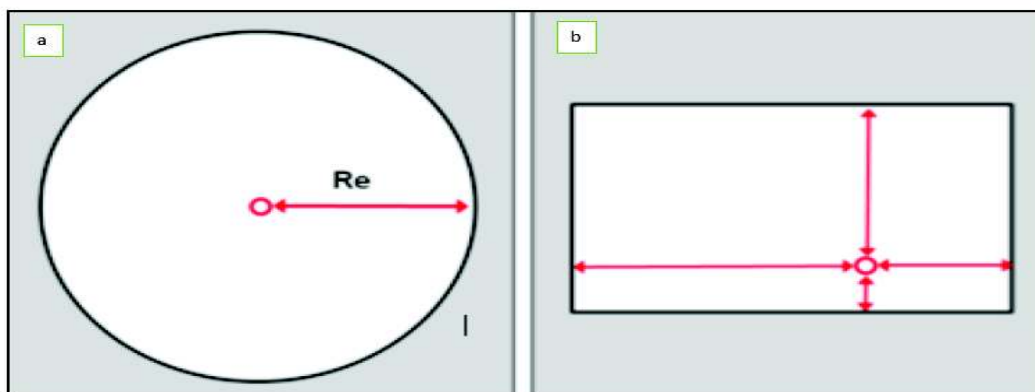


Figura 37: Representación del sistema cerrado (a) circular / (b) rectangular

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017. pp. 301-302)

El segundo modelo de sistema cerrado más popular es el reservorio rectangular, utilizando el principio de pozos de imagen, esta solución nos permite definir una relación de aspecto entre el reservorio y la posición del pozo en cualquier punto del rectángulo (Figura 37 b) (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008,p.212).

En ambos modelos la información de presión se difundirá y alcanzará los límites secuencialmente. Cuando se alcance el último límite, el perfil de presión se estabilizará y luego caerá de manera unifoggrme. Esta fase particular del flujo se llama estado pseudoestable (PSS) y se caracteriza por la linealidad entre la caída de presión y el tiempo como se observa en la figura 38 (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2008, p.212).

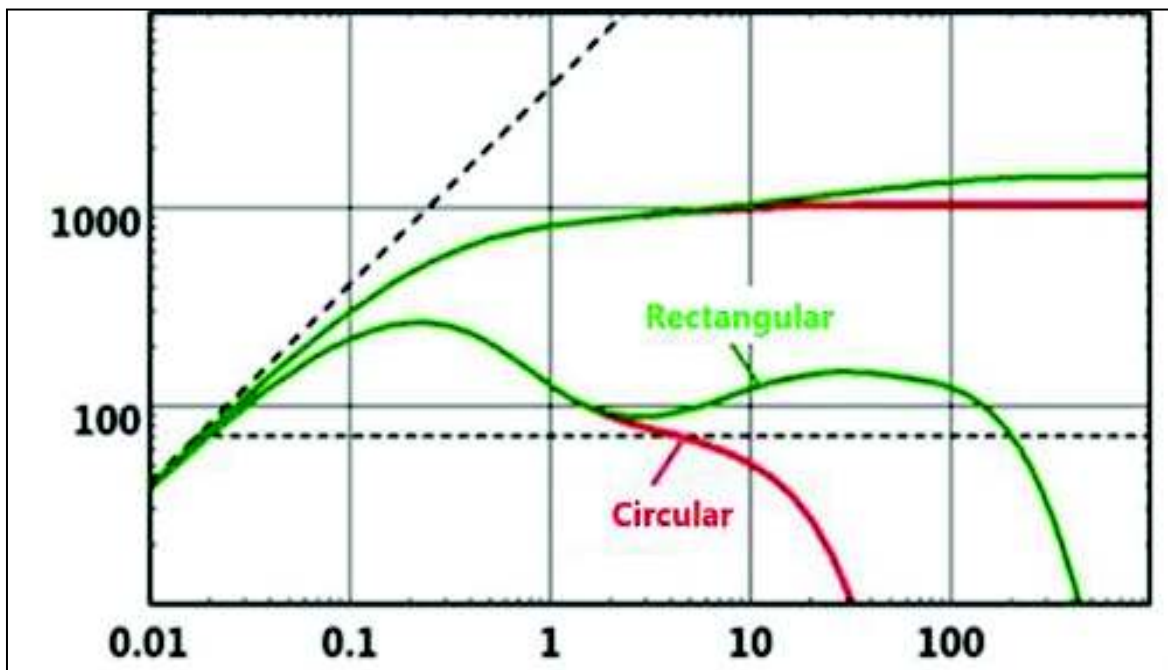


Figura 38: Representación gráfica logarítmica para sistemas cerrados

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017,p.304)

3.1.3.2 Limite de presión constante

Un límite de presión constante es una superficie más allá de la cual existe suficiente soporte de presión para mantener la presión constante en el límite, generalmente a la presión inicial del reservorio (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017, p 284).

Para este tipo de modelos de yacimientos limitados donde el comportamiento final no es un flujo radial durante el periodo de producción, el gráfico semilogarítmico se desviará de IARF (Figura 39) y tenderá a una línea de presión de flujo constante (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017, p. 306).

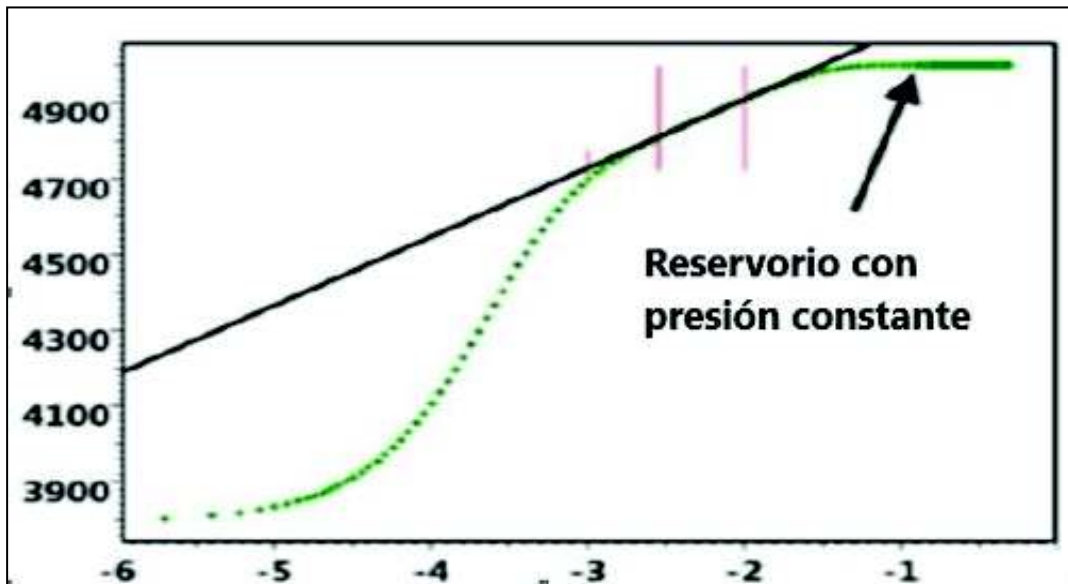


Figura 39: Representación gráfica semi-logarítmica para límite de presión constante
Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

Mientras que en el gráfico logarítmico (figura 40), la derivada para los periodos de cierre de presión dependerá del modelo de límite que sea encontrado.

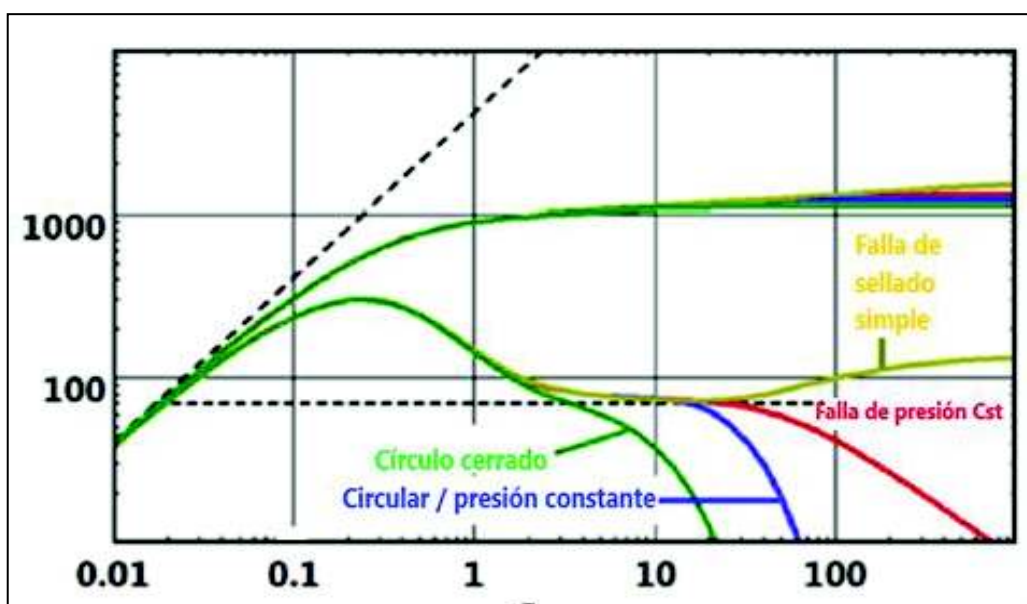


Figura 40: Representación gráfica logarítmica para límites de presión constante
Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaere, 2017)

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA, PROCESAMIENTO Y RESULTADOS.

El presente estudio técnico se desarrolló bajo un flujo de trabajo unificado y estandarizado, la información necesaria fue proporcionada por el Activo Shushufindi perteneciente a Petroamazonas EP.

Información como: pruebas de presión, registros eléctricos e historiales de producción / reacondicionamiento fueron recopilados y organizados en una base de datos interna previo a iniciar con los análisis, mientras que información sobre parámetros petrofísicos y análisis de núcleos se obtuvieron ya organizados y dispuestos para ser adjuntados a la base de datos (Tabla 7).

Tabla 7: Base de Datos, Campo Shushufindi

GENERALIDADES					TVD					Parámetros petrofísicos			Produccion		
POZO	# PRUEBA	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Tipo de archivo	Profundidad Arena (TVD)	Pies perforados	Profundidad NO-GO	WO #	Profundidad de investigación	Porosidad	Saturación de agua	Well radius	Acumulada	Oil	Water
													Qt	Qo	Qw
SHS-014	1	8/8/2010	UI	.XLS	9032-9036 9040-9048 9066-9072 9081-9099	36	8806	D-20	9066	0.154	0.227	0.29	665	658.4	6.7
SHS-019	2	2/7/2007	UI	.GEN	8964-8974 8982-8992 9002-9012 9036-9050	44	8577	16	9016	0.203	0.112	0.29	408	224	184
SHS-020B	3	26/6/2002	UI	.TXT	9080-904	14	8396	CPI	9087	0.163	0.172	0.29	SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		
	4	29/6/2002	UI	.XLS	9080-904	14	8396	CPI	9087				SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		
	5	6/1/2008	US	.XLS	8974-8982	8	8753	3	8978				0.149	0.33	720
SHS-023	6	5/2/2002	UI	.GEN	9103-9115 9115-9118	15	9034	8	9111	0.167	0.171	0.291	720	706	283
SHS-036	7	23/12/2013	UI	.GEN	9066-9094	28	8972	19	9080	0.208	0.171	0.41	360	21	339
	8	18/1/2015	UI	.ARC	9066-9094	28	8865	20	9080				698	21	677
	9	12/11/2015	UI	.ARC	9066-9094	28	9025	21	9080				269	8	261
	10	23/1/2015	UI	.GEN	9066-9094	28	8962	20	9080				FLUYENTE		
	11	29/5/2016	UI	.GEN	9066-9086	20	8915	D-22	9076				FLUYENTE		
SHS-037	12	24/3/2008	UI	.XLS	9280-9288 9335-9340	13	9120	3	9310	0.219	0.588	0.29	624	231	393
SHS-043	13	28/12/2014	UI	.XLS	9000-9015 9026-9051 9061-9100	79	8678	15	9050	0.184	0.162	0.354	312	135	177
SHS-044	14	22/1/2002	UI	.GEN	9084-9110 9128-9148	46	9000	19	9116	0.155	0.13	0.291	SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		
SHS-046	15	28/6/2015	UI	.GEN	9142-9171	29	8976	21	9156	0.174	0.205	0.365	168	94	74
SHS-059	16	15/3/2015	UI	.GEN	9090-9094 9097-9113 9122-9130 9136-9140	32	8885	28	9115	0.111	0.0353	0.29	168	147	21
SHS-063	17	23/5/2009	UI	.XLS	9014-9016 9023-9028 9035-9038 9048-9080 9090-9110	62	8915	7	9062	0.164	0.186	0.365	480	365	115
SHS-066	18	2/2/2009	UI	.XLS	9016-9039 9049-9059	33	9037	D-4	9037.5	0.154	0.185	0.29	850	816	34
	19	19/12/2009	UI	.XLS	9016-9039 9049-9059	33	8920	D-7	9037.5				312	240	72
	20	21/2/2010	UI	.GEN	9016-9039 9049-9059	33	8971	----	9037.5				360	288	72
	21	4/11/2011	UI	.XLS	9016-9039 9049-9059	33	8935	---	9038				360	324	36
	22	3/12/2015	UI	.GEN	9016-9039 9049-9059	33	8944	10	9038				258	65	193

Continuación: tabla 7

GENERALIDADES					TVD					Parámetros petrofísicos			Produccion		
POZO	# PRUEBA	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Tipo de archivo	Profundidad Arena (TVD)	Pies perforados	Profundidad NO-GO	WO #	Profundidad de investigación	Porosidad	Saturación de agua	Well radius	Acumulada	Oil	Water
													Qt	Qo	Qw
SHS-068	23	20/7/2014	Us	.GEN	8978-9001	23	8832	22	8990	0.168	0.239	0.291	1032	237	795
SHS-070	24	11/2/2014	UI	.GEN	9146-9173	27	8885	16	9156	0.187	0.172	0.35	456	228	228
SHS-077	25	14/5/2015	UI	.GEN	8999-9014 9020-9034 9041-9066	54	8606	12	9033	0.165	0.148	0.411	432	103	329
SHS-078	26	29/1/2004	UI	.GEN	9038-9044 9055-9070 9075-9105	51	8934	10	9072	0.159	0.16	0.291	720	561	159
SHS-079	27	23/8/2007	UI	.GEN	9064-9080	16	8856	9	9072	0.198	0.0885	0.291	1152	1060	92
SHS-099	28	15/8/2013	US	.TXT	8987-9023	36	8804	7	9005	0.111	0.365		408	40	368
	29	21/8/2013	US	.TXT	8987-9023	36	8804	7	9005	0.111	0.365	0.291	336	141	195
													480	264	216
	30	30/11/2013	Ui	.GEN	9092-9102 9110-9118	18	8238	8	9105	0.122	0.23		432	216	216
31	25/10/2015	US	.GEN	8320-8340	20	8882	11	8330	0.164	0.277		216	209	7	
SHS-101	32	11/4/2012	UI	.CLI	9207-9216	17	9122	D-9	9212	0.145	0.133		672	255	417
	33	22/3/2014	UI	.GEN	9224-9236	12	9064	11	9230	0.204	0.1021	0.29	456	150.48	305.52
SHSB-150	34	19/7/2013	UI	.TXT	9148-9177	30	8426	1	9163	0.144	0.255	0.291	408	94	314
SHSB-151	35	5/6/2015	UI	.ARC	9105-9112 9120-9129 9139-9169 9092-9100	39	9019	5	9137	0.12	0.488		1344	108	1236
	36	12/3/2016	UI	.TXT	9105-9112 9139-9169	45	8999	6	9131	0.18	0.258	0.3541	SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		
SHSC-206	37	2/10/2014	UI	.TXT	9206-9218	12	9075	CPI	9213	0.195	0.281	0.291	155	152	3
	38	12/9/2015	UI	.GEN	9206-9218	12	8859	1	9213				480	24	456
SHSC-250	39	6/11/2014	US	.XLS	9111-9120	9	8903	1	9116				336	289	47
	40	22/7/2015	US	.ARC	9111-9120	9	9116	3	9116	0.126	0.389	0.291	FLUYENTE		
SHSD-267	41	23/11/2015	Ui	.XLS	9078-9090	12	8859	D-C&PI	9084	0.159	0.094	0.291	1320	1056	264
SHSE-012B	42	16/1/2013	UI	.TXT	9145-9166 9175-9195	41	8918	6	9170				1056	137.28	918.72
	43	25/2/2017	Ui	.XLS	9145-9166 9175-9195	41	9950	D-6	9170	0.149	0.246	0.291	3030	272.7	2757.3
SHSF-010B	44	7/12/2010	Ui	.GEN	9127-9156	29	8880	C&PI	9097	0.168	0.2424		672	383	289
	45	15/10/2014	Ui	.GEN	9112-9120 9127-9156	37	8970	D-7	9097	0.159	0.264	0.291	164	77.08	86.92
SHSF-139	46	24/10/2012	Ui	.TXT	9035-9037 9045-9047 9055-9057 9067-9071	10	8890	C&PI	9053	0.1154	0.3834		384	326	58
	47	31/5/2013	Ui	.GEN	9036-9037 9046-9050 9056-9060 9069-9074	16	8804	1	9055	0.119	0.385	144	109	35	
															48
SHSF-140	49	14/8/2011	Ui	.GEN	9086-9106 9126-9145	41	8951	C&PI	9117	0.177	0.173	0.291	FLUYENTE		
SHSF-141	50	24/1/2013	Ui	.TXT	9134-9139 9142-9147 9153-9159 9175-9196	37	8940	C&PI	9166	0.154	0.291		257	240	17
	52	18/2/2013	Ui	.TXT	9175-9196	22	9064	C&PI	9185	0.166	0.2797	0.291	216	0	216
	54	15/5/2014	Us	.TXT	9116-9126	10	8899	2	9065	0.136	0.288		360	306	54

Continuación: tabla 7

GENERALIDADES					TVD					Parámetros petrofísicos			Producción		
POZO	# PRUEBA	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Tipo de archivo	Profundidad Arena (TVD)	Pies perforados	Profundidad NO-GO	WO #	Profundidad de investigación	Porosidad	Saturación de agua	Well radius	Acumulada	Oil	Water
													Qt	Qo	Qw
SHSG-118	55	13/5/2011	Ui	.Arc	8930-8944 8962-8972	24	8489	1	8689	0.093	0.155	0.29	600	588	2
	56	26/11/2012	Ui	.CLI	8930-8944 8962-8972	29	8483	2	8692	0.0954	0.147		552	353	199
SHSG-159	57	25/2/2017	Ui	.XLS	9029-9034 9047-9070	29	8490	D-1	9049	0.198	0.122	0.291	FLUYENTE		
SHSG-161	58	16/8/2014	Us	.TXT	8870-8898	28	8729	C&PI	8884	0.117	0.481	0.291	720	475.2	244.8
SHSH-015B	59	11/11/2014	Us	.TXT	9074-9084	10	8955	13	9079	0.261	0.2	0.229	96	30	66
SHSH-155	60	10/1/2014	Ui	.TXT	8659-8668 8707-8732	34	8474	C&PI	8696	0.193	0.113	0.291	384	215.04	168.96
SHSH-202	61	29/4/2013	Ui	.TXT	9047-9060 9068-9072	18	8963	C&PI	9059	0.101	0.344		192	118	74
	62	2/5/2013	Us	.TXT	9026-9034	8	8921	C&PI	9031	0.074	0.483		216	162	54
	63	22/8/2013	Ui	.TXT	9047-9060 9068-9072	18	8900	2	9059	0.101	0.344	0.29	192	144	48
	64	1/11/2013	Ui	.GEN	9047-9060 9068-9072	18	8900	D-2	9060	0.101	0.344		336	191	145
	65	27/1/2014	Ui	.TXT	9109-9119	10	9037	3	9114	0.121	0.413		216	209.52	6.48
	66	23/3/2016	Ui	.GEN	9047-9060 9068-9072	28	8910	D-5	9083	0.109	0.369		240	216	24
SHSH-238	67	8/10/2013	Ui	.TXT	9106-9120 9123-9137	28	8926	1	9123	0.187	0.187	0.35	100	22	78
SHSI-162	68	27/11/2011	Ui	.TXT	9206-9236	30	9011	C&PI	9221				552	121.44	430.56
	69	9/12/2014	Ui	.GEN	9206-9236	30	8911	4	9221	0.169	0.234	0.29	480	230	250
	70	16/12/2014	Ui	.GEN	9206-9236	30	8969	4	9221				192	151.68	40.23
SHSI-272	71	20/8/2015	Ui	.TXT	9208-9221 9231-9250	32	9027	1	9228	0.141	0.293	0.291	288	69.12	218.88
SHSJ-146	72	28/3/2014	Ui	.TXT	9127-9130 9136-9147	32	8693	D-C&PI	9154	0.126	0.292	0.35	253.72	243.52	10.2
SHSL-225	73	16/8/2015	Ui	.Arc	9146-9151 9163-9202	43	9025	2	9174	0.176	0.174	0.291	600	168	432
SHSL-226	74	31/3/2013	Ui	.TXT	9195-9216	21	9072	C&PI	9205	0.0989	0.498	0.291	552	270.48	281.52
SHSM-127	75	19/12/2008	UI	.REC	9115-9139	24	8891	C&PI	9127	0.195	0.06	0.291	1176	1152	24
SHSM-212	76	14/5/2015	UI	.GEN	9147-9171 9178-9201	49	9006	1	9175	0.142	0.176		1008	0	1008
	77	20/5/2015	UI	.GEN	9147-9171	25	9845	1	9159	0.1323	0.18		408	0	408
	78	13/6/2015	UI	.ARC	9147-9171 9178-9201	49	9036	1	9175	0.142	0.176	0.291	FLUYENTE		
	79	14/6/2015	UI	.ARC	9147-9171 9178-9201	49	9072	1	9175	0.142	0.176		FLUYENTE		
SHSN-130	80	25/9/2013	UI	.TXT	8306-8312	6	8246	2	8309	0.176	0.12	0.291	288	146.88	141.12
	81	1/10/2013	UI	.TXT	8267-8292	25	8998	2	9145	0.122	0.151		528	300.96	227.04
SHSO-035	82	13/6/2007	Ui	.GEN	9260-9280 9292-9296	24	8367	26	9278	0.174	0.122	0.29	1080	227	853
SHSO-168	83	22/4/2015	UI	.TXT	9323-9365	42	8896	C&PI	9345	0.19	0.15	0.291	2538	2500	38
SHSO-175S1	84	12/5/2015	UI	.GEN	9244-9249 9258-9263 9268-9276 9285-9304	38	9118	2	9265	0.137	0.268	0.27	456	228	228
SHSP-293	85	19/8/2014	UI	.TXT	9259-9268 9279-9302	33	8849	1	9280	0.143	0.277	0.291	552	270.48	281.52
SHSR-049	86	19/10/2015	UI	.XLS	9024-9030 9050-9060	16	8857	D-23	9042	0.178	0.182	0.291	894	492	402
SHSR-108	87	1/6/2006	UI	.GEN	9071-9091	20	8878	C&PI	9081	0.153	0.196	0.29	456	169	287
	88	22/5/2011	UI	.TXT	9071-9091	20	8960	D-2	9081				15.29	6.74	8.55
SHSS-052B	89	23/5/2014	UI	.TXT	9194-9204	10	8350	3	9199	0.168	0.366	0.291	408	371	37
SHST-098	90	2/3/2006	Ui	.GEN	9040-9068 9085-9115	58	8960	C&PI	9079	0.154	0.152		384	142	242
	91	18/2/2015	UI	.TXT	9040-9070 9086-9118	62	8937	6	9080	0.152	0.157	0.35	360	184	176
SHST-109	92	20/11/2008	UI	.TXT	8975-8981 9012-9051	45	8836	D-4	9013	0.166	0.155	0.291	1015	954	61
	93	26/1/2010	UI	.XLS	8975-8981 9012-9051	45	8733	6	9013				528	180	348
SHST-234	94	1/10/2013	UI	.TXT	9097-9105 9113-9123 9136-9142 9165-9173	32	8882	C&PI	9135	0.171	0.161	0.291	432	48	384
SHSU-065	95	12/8/2007	US	.REC	8934-8938 8949-8953	8	8646	11	8944	0.156	0.314	0.29	576	472	104
	96	19/5/2012	US	.CLI	8934-8938 8949-8953	8	8875	13	8944				504	453.6	50.4
SHSV-090	97	25/4/2012	UI	.CLI	9016-9020 9050-9055	9	8849	15	9036	0.187	0.261	0.291	552	165	386.4

Continuación: tabla 7

GENERALIDADES					TVD					Parámetros petrofísicos			Produccion		
POZO	# PRUEBA	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Tipo de archivo	Profundidad Arena (TVD)	Pies perforados	Profundidad NO-GO	WO #	Profundidad de investigación	Porosidad	Saturación de agua	Well radius	Acumulada Qt	Oil Qo	Water Qw
SHSV-110	98	6/7/2006	UI	.GEN	8961-8974 8983-8992	20	8892	C&PI	8977	0.137	0.262		480	288	192
	99	29/7/2007	UI	.REC	8931- 8973 8945-8949 8965-8974	19	8704	2	8953	0.125	0.504	0.29	480	326	153.6
	100	20/3/2011	UI	.XLS	8931- 8973 8945-8949 8965-8974	19	8630	7	8953				408	195.84	212.16
SHSV-190	101	8/4/2015	UI	.XLS	9018-9023 9041-9049 9078- 9089	26	8907	D-C&PI	9054	0.172	0.123	0.291	1523.4	1346.2	177.2
SHSV-292	102	12/10/2014	UI	.TXT	8989-9009 9019-9022	24	8810	D-C&PI	9006	0.166	0.117	0.29	SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		
	103	29/8/2015	UI	.GEN	8989-9009 9019-9022	24	8897	1	9006				408	159.12	248.9
SHSW-205	104	5/11/2013	UI	.TXT	9083-9088 9126-9154	33	8890	1	9108	0.175	0.233	0.291	576	317	259
	105	24/4/2015	UI	.GEN	9083-9088 9126-9154	33	8773	2	9108	0.175	0.233		Fluyente		
SHSX-211	106	9/9/2013	US	.CLI	9004-9021	15	8785	1	9014	0.104	0.352	0.291	552	442	110
	106	13/9/2013	US	.TXT	9004-9021	15	8785	1	9014	0.104	0.352		1056	655	401
SHSZ-138	108	11/5/2014	UI	.TXT	9293-9305 9323-9331	17	8822	D-C&P	9314	0.198	0.098	0.291	2012.08	1207.248	804.832
													1621.7	973.02	648.68
SHSZ-165	109	15/12/2013	UI	.TXT	9183-9194 9205-9237 9242-9247	48	8983	DSCPI	9214	0.178	0.062	0.291	960	450	510
	110	12/6/2017	US	.CLI	9105-9113	9	8921	2	9109	0.143	0.252		840	563	277
SHSY-145	111	6/11/2014	UI	.XLS	9153-9157 9184- 9194 9207-9226	34	9092	4	9190	0.141	0.324	0.291	SIN DATOS DE PRODUCCIÓN		

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

El universo a tomar fue la totalidad de pozos y pruebas de presión realizadas en la Arenisca U del campo Shushufindi a lo largo de la vida del mismo. De un total de 245 pruebas de presión solo 159 correspondían a la Arenisca U, de las cuales solo el 69.81 % de las pruebas fueron consideradas candidatas para realizar la interpretación, mientras que el resto de datos de pruebas de presión fueron descartadas debido no contaban con información suficiente para el análisis.

En el esquema de la figura 41 se resume la metodología del estudio realizado, iniciando con la recopilación de información, el proceso para la identificación del modelo y la validación del mismo.

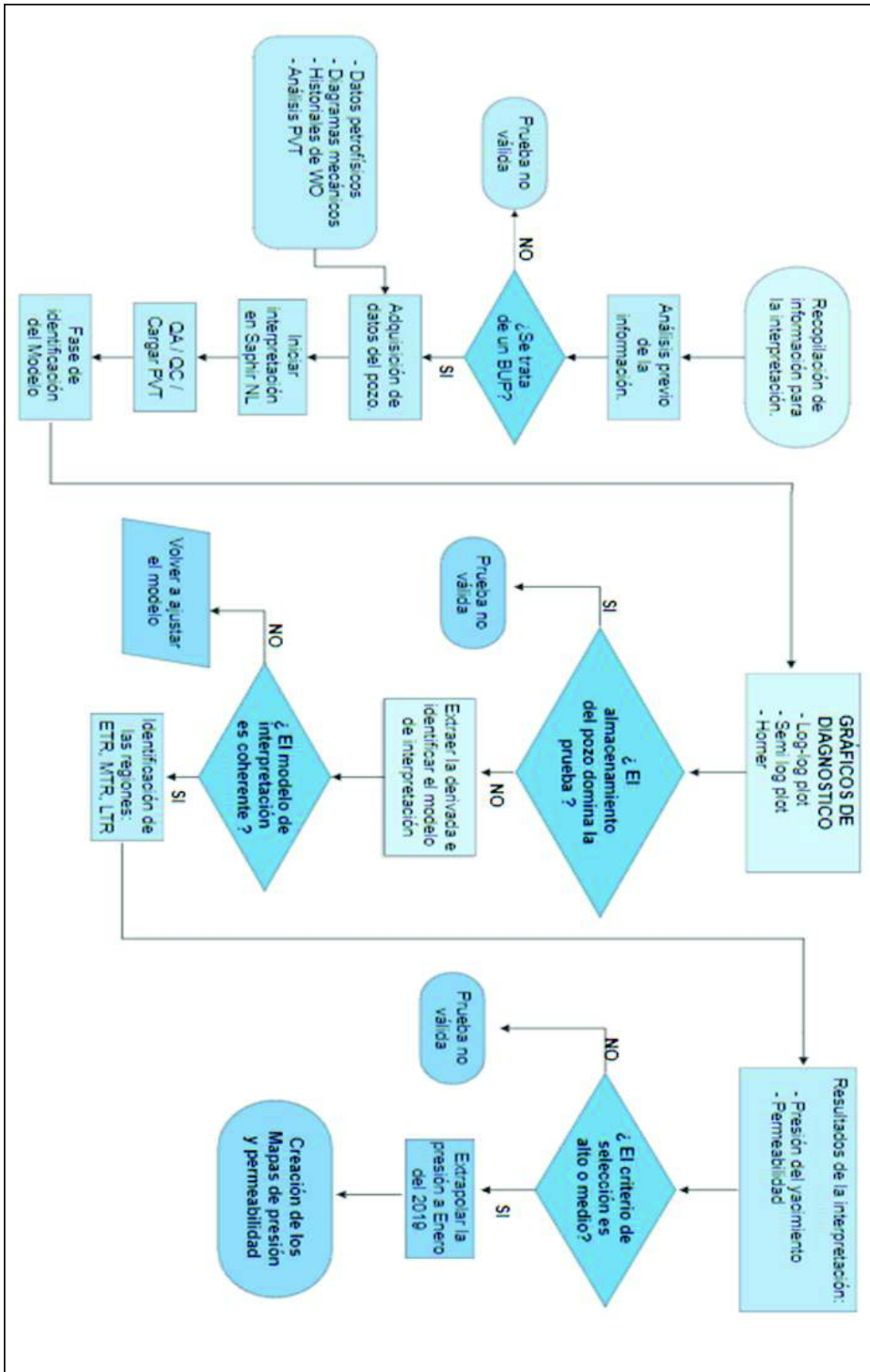


Figura 41: Flujo de trabajo para interpretación de BUP y creación del mapa isobárico

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

Para la validación del modelo de interpretación y resultados se utilizó el criterio expuesto por Izurieta, Davila, Paz, & Petroamazonas EP (2015), quienes clasifican la confiabilidad de las interpretaciones de las pruebas de la siguiente manera:

- ALTO: producción previa estable, modelo válido y límites de yacimiento;
- MEDIO: Producción previa estable o suposición de presión/producción, modelo válido;
- BAJO: Modelo no válido, índice de productividad estimado, no se identifica flujo radial infinito (IARF);
- NO VÁLIDO: Periodo de cierre muy corto, no existe datos de producción, problemas mecánicos, no existe prueba de restauración de presión, producción mezclada, data cruda errónea, etc.

Del total de pruebas analizadas para el Campo Shushufindi, el 57% fue evaluado bajo un criterio de selección “alto”, el 12 % bajo un criterio de selección “medio” y el 28% restante bajo los criterios de selección “bajo” y “no valido”, para estas pruebas no se pudo realizar el análisis debido principalmente a la ausencia de flujo radial (Figura 42), esparcimiento en los valores de la derivada (Figura 43), además, de que en aquellas pruebas donde el almacenamiento del pozo domina la prueba (Figura 44), no se consideró representativo el valor de la permeabilidad.

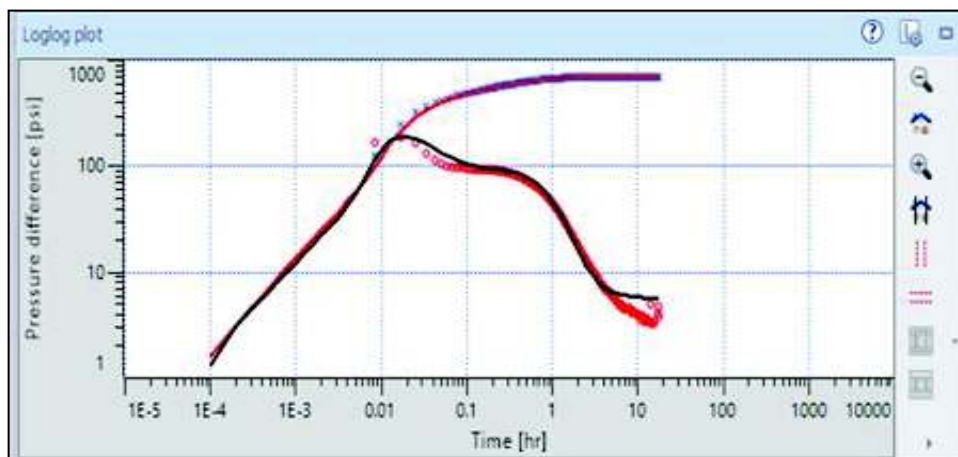


Figura 42: Pozo SHS-079/ Análisis no valido, problemas operativos en toma de BUP, sin presencia de flujo radial.

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

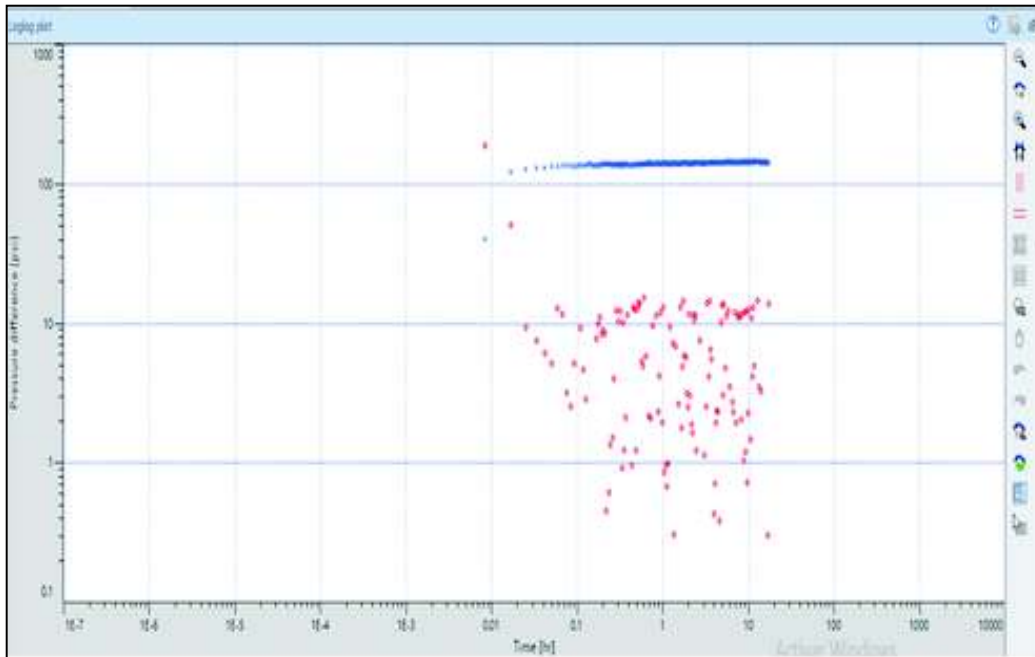


Figura43: Pozo SHS-063/ Análisis no valido, datos con esparcimiento.

Elaboración: Daysi Farinango, 2018



Figura 44: Pozo SHSN-030/ Análisis no valido, efecto de almacenamiento domina la prueba.

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

En la tabla 8 se resumen los resultados obtenidos de cada una de las pruebas analizadas, así como también el modelo de interpretación para cada pozo.

Tabla8: Resultados de las interpretaciones de las pruebas de presión del Campo Shushufindi

Generalidades			Resultados				
POZO	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Pi	k.h	k	Skin	MODELO DE INTERPRETACIÓN
			psia	md.ft	md		
SHS-014	8/8/2010	UI	1443.11	6949.34	193	3.9	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite infinito
SHS-019	2/7/2007	UI	1489.09	18462.9	197	>20	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite rectangular
SHS-020B	6/1/2008	US	2387.73	2212.47	277	-2.7	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de sellado simple
SHS-036	23/12/2013	UI	1233.01	19047.4	180.26	-1.9	Pozo con almacenamiento constante, flujo radial compuesto y límite infinito
	18/1/2015	UI	1219.47	4396	157	-2.5	
	12/11/2015	UI	1332.54	19226.9	187	-2	
SHS-037	24/3/2008	UI	2797.65	1417.48	109	0.7	Pozo con almacenamiento constante, doble porosidad con límite infinito
SHS-043	28/12/2014	UI	1321.29	9085.99	115	-3.5	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de sellado simple
SHS-046	28/6/2015	UI	2243.92	4305	205	1.6	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite infinito
SHS-059	15/3/2015	UI	2031.94	4464	72	0.99	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
SHS-066	2/2/2009	UI	1366	5277.25	159.917	4.1	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
	19/12/2009	UI	1462.42	4927.89	149.33	4.2	
	21/2/2010	UI	1469	2817.48	85.3781	-1.9	
	4/11/2011	UI	1422	2977.31	90.22	-1.3	
	3/12/2015	UI	1468.44	3864.94	157.119	-2.6	
SHS-070	11/2/2014	UI	1759.58	6058.098	224.374	19	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de intersección
SHS-077	14/5/2015	UI	1191.69	11681.1	531	>20	Pozo con almacenamiento constante, doble permeabilidad de límite infinito
SHS-078	29/1/2004	UI	1476.49	10200	200	13.7	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de intersección
SHS-099	15/8/2013	US	2647.93	879	24	2	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo con falla de intersección
	21/8/2013	US	2389.45	2860.99	79	-0.99	
	25/10/2015	US	1425.11	1469.7	73.4852	-0.95	
	30/11/2013	Ui	2553.41	421516	79	-1.5	
SHS-101	11/4/2012	UI	2629	3900	134	18.35	Pozo con almacenamiento constante, entrada limitada, homogéneo de límite infinito
SHS-185	29/1/2015	UI	1927	1430	293	2.9	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite infinito
SHSB-150	19/7/2013	UI	1908.03	4392.33	146.411	0	Pozo con almacenamiento constante, fracturado, homogéneo con límite infinito
SHSB-151	5/6/2015	UI	1925.95	5850	150	2.7	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite rectangular
SHSC-206	12/9/2015	UI	1268	2481	206	1.8	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo con falla de sellado simple
SHSC-250	6/11/2014	US	1715.29	1654.86	183.873	4.2	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo con falla de sellado simple

Continuación: tabla 8

Generalidades			Resultados				
POZO	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Pi	k.h	k	Skin	MODELO DE INTERPRETACIÓN
			psia	md.ft	md		
SHSD-267	23/11/2015	Ui	2250	3660	215	5	Pozo con almacenamiento constant, homogéneo de límite infinito
SHSE-012B	16/1/2013	Ui	2291.2	26887.9	656	20	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	25/2/2017	Ui	1534.51	39393.3	645.729	16.4	
SHSF-010B	7/12/2010	Ui	1862.01	5655	195	1,94	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de sellado simple
	15/10/2014	Ui	1503.5	3871,17	105	>20	
SHSF-139	24/10/2012	Ui	1714.67	1235.73	154	0.6	Pozo con almacenamietno variable, homogéneo con falla de intersección
	31/5/2013	Ui	1536.11	216,815	14	-3,5	
SHSF-141	24/1/2013	Ui	1824,94	847.586	22.9077	5.2	Pozo con almacenamietno variable, homogéneo con límite infinito
	17/2/2013	Ui	2173.42	660	165	0	Pozo con almacenamiento variable, fracturado, homogéneo de límite infinito
	18/2/2013	Ui	2381.47	24.162	164	0	
	15/1/2014	Ui	1423.5	252	6.82	0	Pozo sin efecto de almacenamiento, fracturado, homogéneo de límite infinito
15/5/2014	Us	1337.06	1660.87	166	0		
SHSG-118	13/5/2011	Ui	2219.71	2855.2	118. 967	7.4	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de intersección
	26/11/2012	Ui	2302.64	1856.51	64. 0174	6.8	
SHSH-155	10/1/2014	Ui	1235.4	46159.5	1357.63	8.6	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
SHSH-202	2/5/2013	Us	2756.34	523.389	65.4236	6.8	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	29/4/2013	Ui	1300.36	2217.38	173.188	6.9	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	22/8/2013	Ui	1286.93	1751.98	97.3325	5.8	
	1/11/2013	Ui	1233	1093.61	60.7563	6.1	Pozo con almacenamiento variable, fracturado, homogéneo de límite infinito
	27/1/2014	Ui	1222.89	1093.81	98.522	-0.8	
23/3/2016	Ui	1138.76	117.625	4.60002	-2		
SHSI-162	27/11/2011	Ui	2497.18	1456.46	49	1. 8	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de sellado simple
	16/12/2014	Ui	1973.66	662	22	2. 1	
SHSI-272	20/8/2015	Ui	2219.27	175	5. 47902	0	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
SHSJ-146	28/3/2014	Ui	1939.35	1247.87	41.5955	1.8	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
SHSL-225	16/8/2015	Ui	1912.93	17200	400	17.15	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con falla de sellado simple
SHSL-226	31/3/2013	Ui	2237.91	7688.9	366.138	-0.04	Pozo con almacenamiento variable, radial compuesto de límite infinito
SHSM-127	19/12/2008	Ui	2716	10600	241	3	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite rectangular

Continuación tabla 8

Generalidades			Resultados				
POZO	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Pi	k.h	k	Skin	MODELO DE INTERPRETACIÓN
			psia	md.ft	md		
SHSM-212	14/5/2015	UI	2510	8291.55	169	0	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo con límite de fallas paralelas
	20/5/2015	UI	1733.78	5948.13	238	6.9	
SHSN-130	25/9/2013	UI	2449	2700	108	2.6	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
	1/10/2013	UI	1560	5000	200	-1.9	
SHSO-035	13/6/2007	Ui	2181.58	6769.36	282	0.2	Pozo con almacenamiento constante, omogéneo con falla simple de sellado
SHSO-168	22/4/2015	UI	2600	9530.01	227	-1.12	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
SHSO-175S1	12/5/2015	UI	2403.75	3725.19	98.0314	1.6	Pozo con almacenamiento variable, omogéneo de límite infito
SHSP-293	19/8/2014	UI	1956.97	3236.89	98	0	Pozo con almacenamiento variable, fracturado con límite infinito
SHSR-049	19/10/2015	UI	1539.83	14990.3	936.891	1.9	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite infinito
SHSR-108	1/6/2006	UI	1999.92	3620.41	181.0205	.3,43	Pozo sin efecto de almacenamiento, homogéneo con falla de intersección
SHSS-052B	23/5/2014	UI	1856.98	4264.66	424.55	>20	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
SHST-098	2/3/2006	Ui	1399	12738.1	219.622	9.4	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con límite circular
	18/2/2015	UI	1130.35	6874.19	229.14	6.11	
SHST-109	20/11/2008	UI	1422	59470.9	1321.58	9.89	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con intersección de fallas
	26/1/2010	UI	1446	48102	1068	>20	
SHST-234	1/10/2013	UI	1233.5	6024.8	188.275	7.5	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con límite infinito
SHSU-065	12/8/2007	US	2498.87	7139.3	89.2413	>20	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo con límite rectangular
	19/5/2012	US	2254	4822,73	60.2841	-0.7	
SHSV-090	25/4/2012	UI	1602.1	3610	88.2	10	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo con límite infinito
SHSV-110	6/7/2006	UI	2003.65	5044.62	252	12.3	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	29/7/2007	UI	1889.79	1889.78	103	1.0	
	20/3/2011	UI	1911.47	1935.67	102	8	
SHSV-190	8/4/2015	UI	1174.93	2487.86	96	-2.23	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
SHSV-292	29/8/2015	UI	1279.9	2351.4	98	-1,16	Pozo con almacenamiento variable, radial compuesto de límite infinito
SHSW-205	5/11/2013	UI	1331.53	34351.4	104.95	1.88	Pozo con almacenamiento constante, homogéneo de límite infinito
SHSX-211	9/9/2013	US	2865.45	2532.23	168.815	8.1	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	13/9/2013	US	2841.24	2656.51	177.1	0	

Continuación: tabla 8

Generalidades			Resultados				
POZO	FECHA DE PRUEBA	ARENA	Pi	k.h	k	Skin	MODELO DE INTERPRETACIÓN
			psia	md.ft	md		
SHSZ-138	11/5/2014	UI	2750	5670	315	-0.46	Efecto de Almacenamiento domina la prueba
SHSZ-165	15/12/2013	UI	2659	8200	134	-2.58	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito
	12/6/2017	US	2465	2010	224	-1.04	Pozo con almacenamiento variable, homogéneo de límite infinito

Fuente: (Petroamazonas EP. Departamento de reservorios, 2018)

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

4.1 Estimación de la presión actual del yacimiento

La presión del yacimiento es la fuerza que induce al movimiento de los fluidos desde los límites del yacimiento hacia el pozo y desde el fondo de éste hacia la superficie. A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión en el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general (Rivera, S.A, p.107).

Cada uno de los horizontes productivos en el campo Shushufindi define su capacidad de aporte mediante el correspondiente mecanismo de producción, que ayuda a la permanencia de presión en el tiempo tanto como sea posible (Rosero, 2018, p. 69).

En el caso de la arenisca U el mecanismo de producción corresponde a la intrusión de agua, cabe destacar que a pesar de que la arena es continua a través del campo exhibe una variación estratigráfica (Biedma, y otros, 2014,p.51), razón por la cual, el estudio de la arena se lo ha realizado en 3 sectores: centro norte, centro sur, y sur oeste, estableciéndose tres diferentes tendencias de decaimiento de presión.

En las figuras 45,46 y 47 correspondientes a los sectores, centro norte, centro sur y sur oeste se puede observar la tendencia de decaimiento de presión con respecto al factor de recobro (líneas rojas).

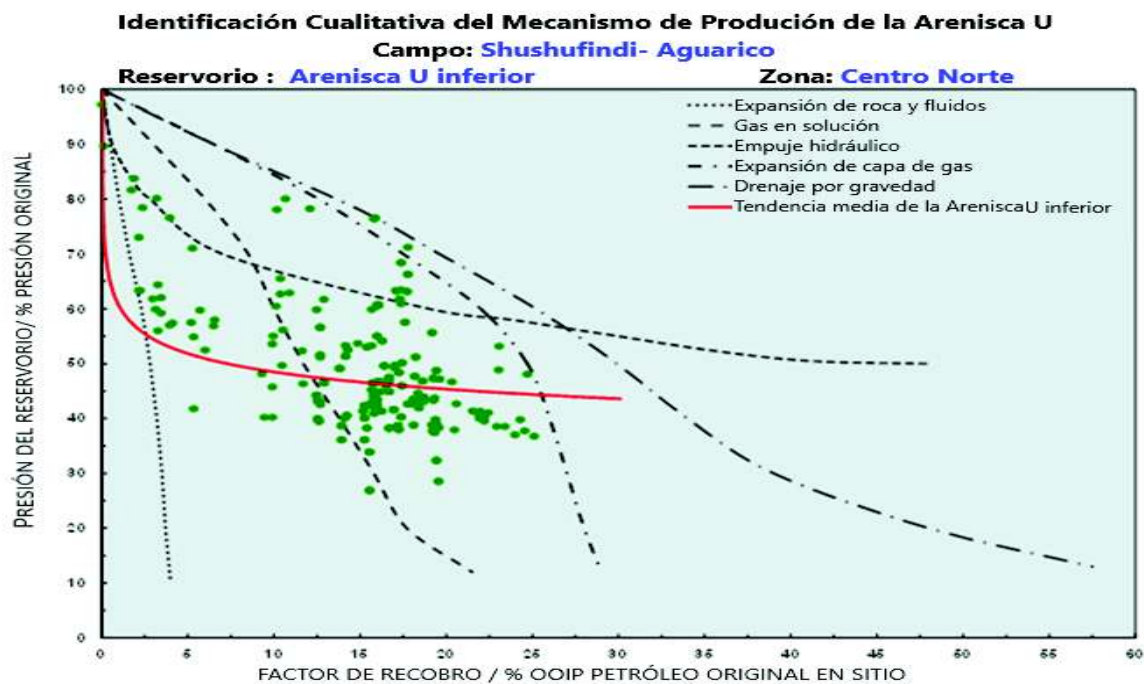


Figura 45: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Centro-Norte

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Elaboración: Johana Carrión

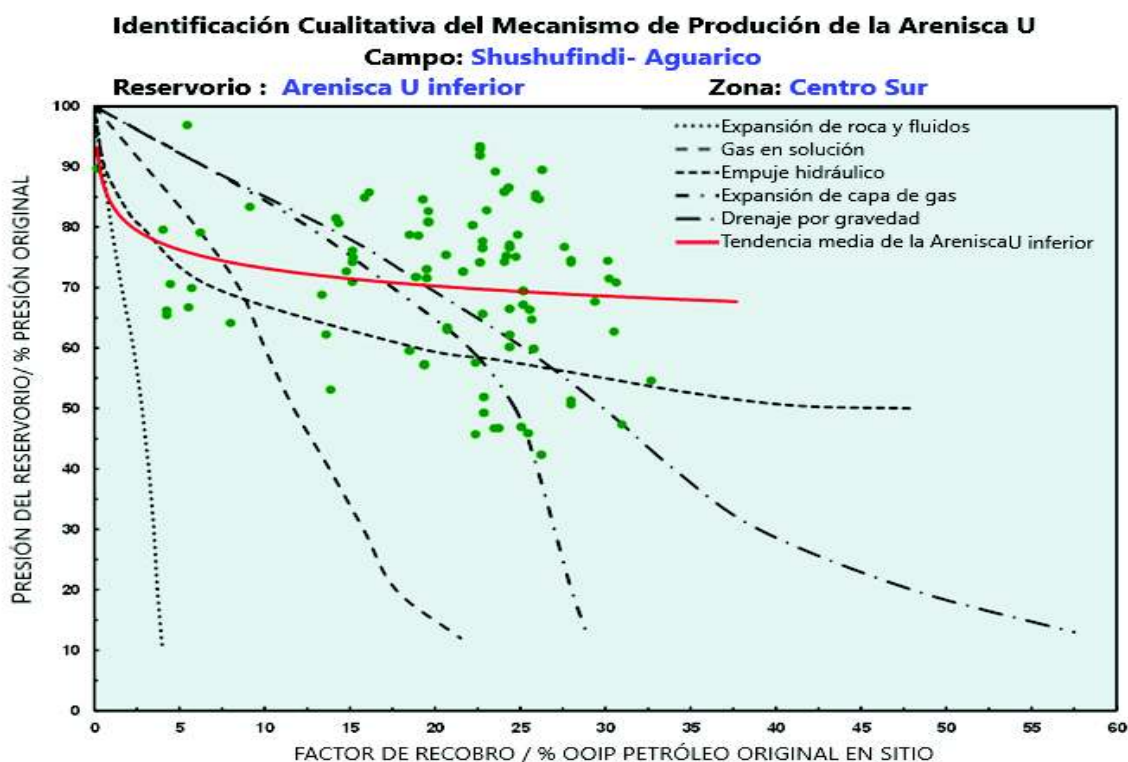


Figura 46: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Centro-Sur

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Elaboración: Johana Carrión

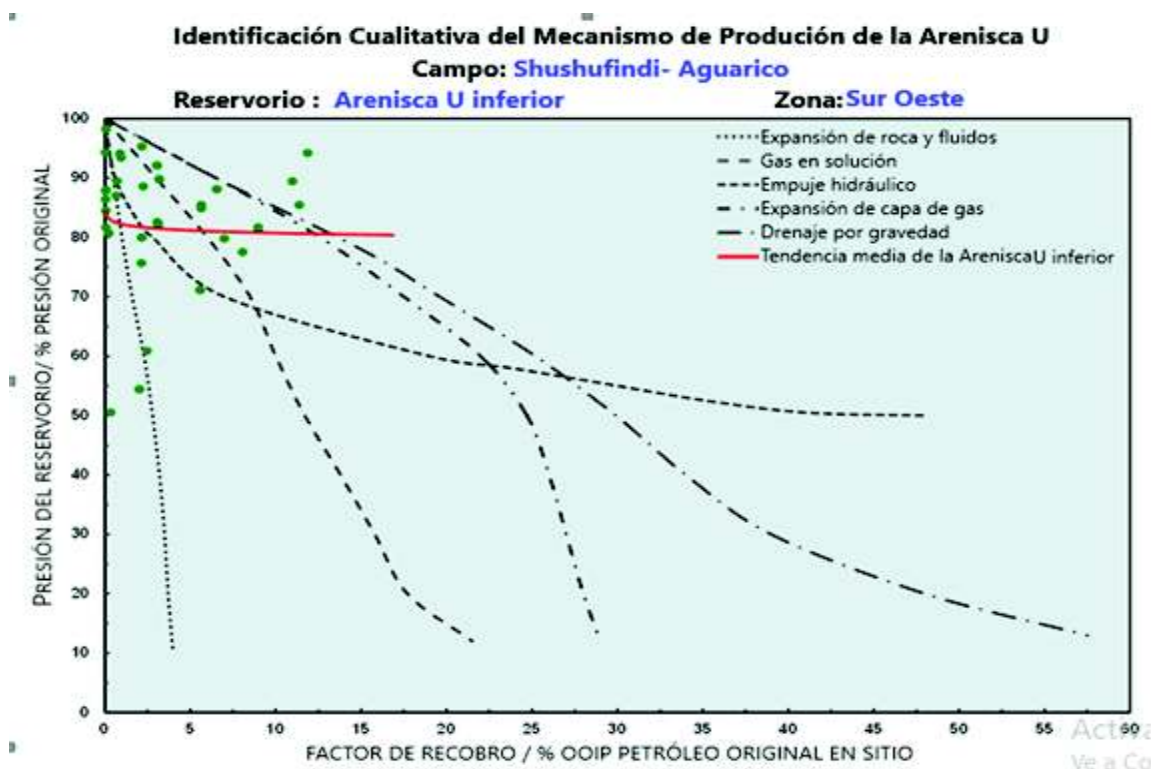


Figura 47: Identificación cualitativa del mecanismo de producción de la Arenisca U / Zona: Sur-Oeste

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Elaboración: Johana Carrión

La tendencia de caída de presión en los tres sectores en el que fue dividido el campo (centro norte, centro sur y Sur-Oeste), se pueden expresar matemáticamente empleando los valores del porcentaje de presión vs el porcentaje del factor de recobro en cada una de las figuras anteriores.

Con las respectivas ecuaciones del comportamiento de presión para cada sector y los valores de presión obtenidos en cada una de las interpretaciones de las pruebas realizadas en el campo Shushufindi (tabla 8), se obtuvo tres ecuaciones de extrapolación para obtener así la presión a enero del 2019, estos resultados son presentados en las tablas 9 y 10, y fueron utilizados para la creación del mapa isobárico de la Arenisca U.

En las figuras 45, 46 y 47 se puede observar que en el sector centro norte la presión se encuentra a un 65% de la presión original, mientras que para el sector centro sur y sur oeste en un 75% y 82% respectivamente.

4.2 Mapas Isobáricos

Culminada la interpretación de las pruebas de presión de la arenisca U en el campo Shushufindi y extrapolada la presión a la fecha actual (enero 2019), se procedió a clasificar la información por cada zona del reservorio, es decir Arenisca U superior y Arenisca U inferior.

De los resultados mostrados en la tabla 10 se obtuvo un mapa isobárico correspondiente a la Arenisca Ui (Figura 48), para la arenisca Us, arena de menores espesores y baja producción existieron un total de 9 interpretaciones de pruebas de presión calificadas como válidas, sin embargo, considerando la extensión del campo, esta cantidad de pruebas no resultó significativa para poder correlacionar la totalidad de la arena, no obstante se detalla el valor de presión al año 2019 en la tabla 9.

En la tabla 10 se muestra los resultados obtenidos en la extrapolación de la presión para la Arenisca U inferior, los cuales fueron utilizados para la elaboración de los mapas, junto con la ayuda de software Petrel e información adicional como el contorno del campo y las fallas estructurales.

Tabla 9: Resultado de las presiones extrapoladas a Enero del 2019/ Arenisca U superior

Reservorio	N°	Pozo	Coordenadas		Presión (Psi)
			X	Y	
U s	1	SHS-020B	315597.39	9975110.1	2289.31
	2	SHS-099	317256.12	9986665	2341.71
	3	SHSC-250	315151.03	9986805.6	1600.00
	4	SHSF-141	315256.86	9978761.1	1177.38
	5	SHSG-161	317474.97	9976141.9	2544.93
	6	SHSH-202	317548.17	9982810.1	1551.00
	7	SHSU-065	316648.3	9979073	2424.15
	8	SHSX-211	318342.67	9990176.3	2640.14
	9	SHSZ-165	316722.19	9967761.5	2474.00

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

Tabla 10: Resultado de las presiones extrapoladas a Enero del 2019/ Arenisca U inferior

Reservorio	N°	Pozo	Coordenadas		Presión (Psi)
			X	Y	
UI	1	SHS-014	317682.7	9983191.6	1159.49
	2	SHS-019	316685.33	9980099.4	1093.02
	3	SHS-036	316599.53	9984242.8	1207.41
	4	SHS-037	311571	9979178	1743.00
	5	SHS-043	318225.82	9980190.5	1162.68
	6	SHS-046	315719.08	9985077.5	2243.92
	7	SHS-059	318258.17	9989515.5	1967.87
	8	SHS-066	317633.22	9984254	1358.23
	9	SHS-070	316732.63	9987100.1	1648.00
	10	SHS-077	317149.47	9980622.2	1054.04
	11	SHS-078	317160.23	9982656.2	1009.31
	12	SHS-099	317256.12	9986665	2528.00
	13	SHS-101	314919.4	9969650	2593.00
	14	SHS-185	316227.31	9976166.7	1854.85
	15	SHSB-150	315888.57	9986142	1918.00
	16	SHSB-151	316064.67	9985696.9	1925.00
	17	SHSC-206	315982.45	9987679.1	2706.00
	18	SHSD-267	316002	9972284.3	2195.00
	19	SHSE-012B	315537.24	9977283.2	1482.20
	20	SHSF-010B	315654.13	9979115	1365.90
	21	SHSF-139	316175.35	9979227.1	1347.38
	22	SHSF-141	315256.9	9978761.3	1178.66
	23	SHSG-118	317310.35	9976596.1	2231.16
	24	SHSH-155	317159.92	9982225.3	1066.82
	25	SHSH-202	317553.8	9982812.8	1036.00
	26	SHSI-162	314506.73	9975042.4	1887.99
	27	SHSI-272	314244.3	9975407.4	2173.01
	28	SHSJ-146	317722.24	9987698.8	1850.29
	29	SHSL-225	313932.97	9973998.1	1925.00
	30	SHSL-226	314047.93	9974689.6	2152.46
	31	SHSM-127	316496.56	9969377	2681.00
	32	SHSM-212	315951.92	9969157	2476.53
	33	SHSN-130	314871.91	9972450	2394.95
	34	SHSO-035	314874.75	9968308.3	2357.95
	35	SHSO-168	314769.78	9967807.5	2577.84
	36	SHSO-175S1	314460.16	9969299.1	2364.18
	37	SHSP-293	314016.63	9969844	1874.00
	38	SHSR-049	317704.47	9985198.8	1430.70
	39	SHSR-108	317243.78	9984674.9	1737.82
	40	SHSS-052B	318667.36	9988186	1737.82
	41	SHST-098	317129.4	9981715	1002.92
	42	SHST-109	317680.73	9980581.2	1162.68
	43	SHST-234	316098.22	9981221.8	1028.48
	44	SHSV-090	317125.02	9978692.9	1499.45
	45	SHSV-110	314919.4	9969650	1422.79
	46	SHSV-190	316196.23	9978086.8	1037.44
	47	SHSV-292	317951.01	9979582.5	1149.90
	48	SHSW-205	316249.7	9984694.4	1028.48
	49	SHSZ-138	315652.76	9967651.8	2740.33
	50	SHSZ-165	316726.42	9967759.5	2634.00

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

4.2.1 MAPA ISOBARICO DE LA ARENISCA UI

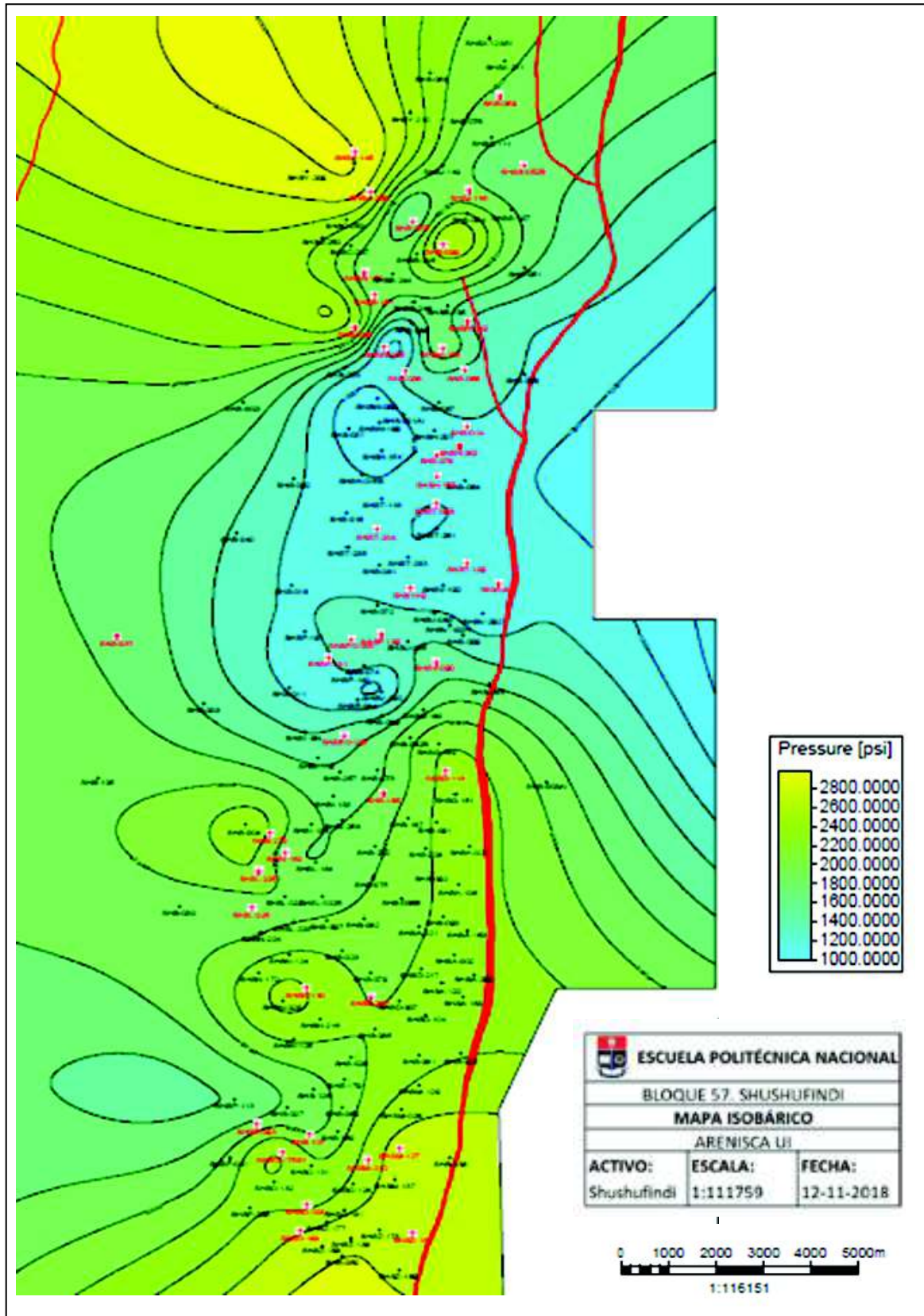


Figura 48: Mapa isobárico de la arenisca Ui del campo Shushufindi
Elaboración: Daysi Farinango, 2018

4.3 Mapa de permeabilidades

Las pruebas de pozos proveen un medio confiable para estimar la permeabilidad del yacimiento, cuando un pozo es puesto bajo un esquema de producción o inyección, se cambia su caudal o se cierra, el yacimiento reacciona con un comportamiento de presión que se relaciona directamente a su potencial de flujo y por lo tanto a su permeabilidad (Castillo & Ortega, 2016, p.42).

Los mapas de permeabilidad fueron creados a partir de los resultados obtenidos en el análisis de pruebas de presión. Siendo la permeabilidad una propiedad física intrínseca de la roca, no varía su naturaleza, si no existe un medio externo que pueda hacerlo tal es el caso de pozos fracturados o estimulados, en los cuales se tomó el valor de permeabilidad de análisis más reciente para poder hacer una caracterización actual del reservorio.

En la tabla 11 y 12 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de la interpretación de pruebas de presión en la Arenisca Us y Arenisca Ui respectivamente, con estos resultados mostrados se obtuvo solo un mapa de permeabilidades correspondiente a la Arenisca U inferior, no se pudo realizar el mapa de la Arenisca Us, ya que no se podía considerar representativo de toda la arena debido a la poca información de la arena antes mencionada, sin embargo se detalla el valor de permeabilidad de los pozos analizados.

Tabla 11: Resultado de permeabilidades de la Arenisca U superior

Reservorio	Pozo	Coordenadas		Permeabilidad (md)
		X	Y	
us	SHS-020B	315597.4	9975110	277
	SHS-099	317256.1	9986665	75
	SHSC-250	315151	9986806	184
	SHSF-141	315256.9	9978761	166
	SHSG-161	317475	9976142	213
	SHSH-202	317548.2	9982810	65
	SHSU-065	316648.3	9979073	89
	SHSX-211	318342.7	9990176	168
	SHSZ-165	316722.2	9967762	224

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

Tabla 12: Resultado de permeabilidades de la Arenisca U inferior

Reservorio	Pozo	Coordenadas		Permeabilidad (md)
		X	Y	
UI	SHS-014	317682.7	9983192	193
	SHS-019	316685.3	9980099	197
	SHS-036	316599.5	9984243	157
	SHS-037	311571	9979178	109
	SHS-043	318225.8	9980190	115
	SHS-046	315719.1	9985078	205
	SHS-059	318258.2	9989515	72
	SHS-066	317633.2	9984254	157
	SHS-070	316732.6	9987100	224
	SHS-078	317160.2	9982656	200
	SHS-099	317256.1	9986665	79
	SHS-101	314919.4	9969650	134
	SHS-185	316227.3	9976167	293
	SHSB-150	315888.6	9986142	147
	SHSB-151	316064.7	9985697	150
	SHSC-206	315982.5	9987679	207
	SHSD-267	316002	9972284	215
	SHSF-010B	315654.1	9979115	195
	SHSF-139	316175.4	9979227	154
	SHSF-141	315256.9	9978761	167
	SHSG-118	317310.4	9976596	118
	SHSH-202	317553.8	9982813	173
	SHSJ-146	317722.2	9987699	91
	SHSL-225	313933	9973998	400
	SHSL-226	314047.9	9974690	367
	SHSM-127	316496.6	9969377	241
	SHSM-212	315951.9	9969157	237
	SHSN-130	314871.9	9972450	200
	SHSO-035	314874.8	9968308	283
	SHSO-168	314769.8	9967808	227
	SHSP-293	314016.6	9969844	98
	SHSR-108	317243.8	9984675	182
	SHST-098	317129.4	9981715	198
	SHST-234	316098.2	9981222	188
SHSV-090	317125	9978693	88	
SHSV-110	314919.4	9969650	102	
SHSV-190	316196.2	9978087	96	
SHSV-292	317951	9979582	98	
SHSZ-138	315652.8	9967652	315	
SHSZ-165	316726.4	9967760	134	

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

4.3.1 MAPA DE PERMEABILIDADES DE LA ARENISCA UI

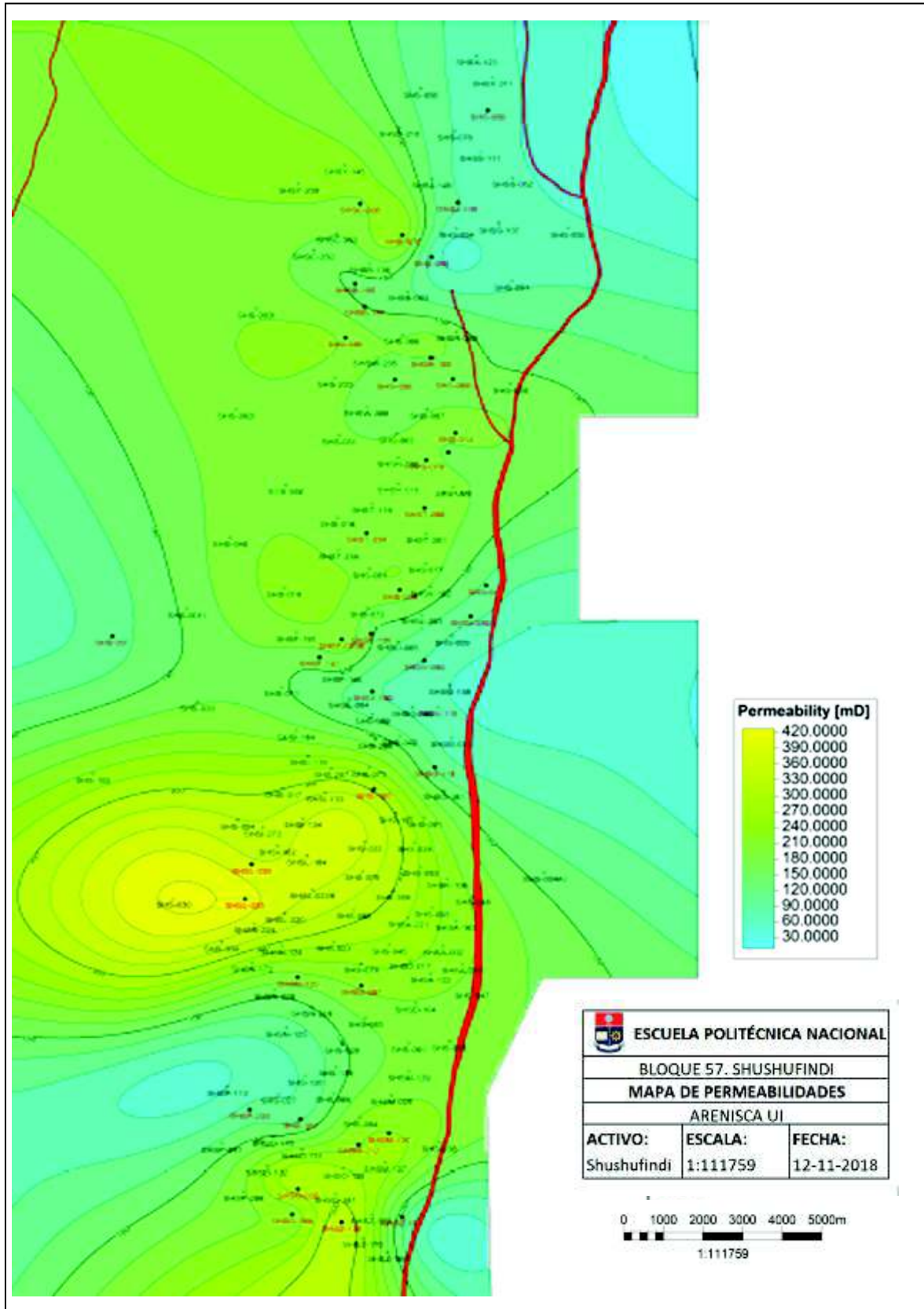


Figura 49: Mapa de permeabilidades de la Arenisca Ui del Campo Shushufindi

Elaboración: Daysi Farinango, 2018

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La interpretación integral de los datos adquiridos contribuye al desarrollo y la gestión eficiente del reservorio al proporcionar una representación confiable de la respuesta dinámica del reservorio, con base a los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- De un total de 111 pruebas de presión solo 88.28% de las pruebas fueron consideradas válidas para la interpretación y elaboración del mapa de presiones, el resto de pruebas fue descartado debido a la ausencia de archivos físicos para la interpretación, además de no contar con datos de producción antes del cierre de cada prueba.
- Para las pruebas de presión realizadas con un cierre de pozo con tiempo de estabilización y sin comunicación anular, la interpretación del modelo respondía a un reservorio homogéneo, con almacenamiento constante y sin presencia de límites, sin embargo para pruebas de presión con comunicación anular, la respuesta del reservorio estaba dominada por el almacenamiento del pozo, donde valores como la permeabilidad no resultaban representativos del reservorio.
- La mayor cantidad de pruebas de presión tomadas a lo largo de la vida productiva del campo hasta la actualidad se realizaron en el sector centro norte del campo, donde se puede apreciar un mayor decaimiento de presión de 3867 psi, presión inicial del campo a un rango del 65% de su presión original a enero del 2019.
- A pesar de que la arenisca U del campo Shushufindi es continua a través del campo exhibe una variación estratigráfica, por lo cual se dividió al campo en 3 sectores, en los cuales se estima el siguiente comportamiento de presión: En el sector Centro Norte: se estima un rango de presión de

reservorio de 1000 psi a 1500 psi, con la tendencia actual de mantenimiento de presión por los acuíferos, en el sector Centro Sur: se estima un rango de presión de reservorio de 1400 psi a 1900 psi y en Sector Sur Oeste: se estima un rango de presión de reservorio de 2000 psi a 2500 psi, con la tendencia actual de mantenimiento de presión por los acuíferos.

- En la arenisca U del campo Shushufindi el mecanismo de producción primario corresponde al empuje hidráulico de los acuíferos laterales asociados a la arena, dicho mecanismo a contribuido con la permanencia de presión en el tiempo, con mayor fuerza en el sector centro sur y sur oeste del campo.
- La variación estratigráfica presente en el campo se la puede apreciar en los valores de permeabilidad, las mejores condiciones de permeabilidad del campo las encontramos en la región sur oeste con valores de superiores a los 300 md, disminuyendo en la región centro y norte con valores entre 150-300 md. Cabe destacar que la permeabilidad actualizada obtenida de estas pruebas se considera cualitativa, sin embargo sigue siendo un valioso elemento para la caracterización del reservorio.

La aplicación de un flujo de trabajo estandarizado, redujo la incertidumbre en los parámetros estimados, ayudo a mejorar el análisis de los pozos y lo que es más importante la confianza en esta información.

5.2 RECOMENDACIONES

- Existe una gran cantidad de interpretaciones de pruebas de presión, donde el almacenamiento del pozo domina la prueba, generando datos erróneos por lo cual se recomienda realizar un cierre en fondo antes que en superficie, a su vez programar tiempos de prueba de mayor duración, debemos considerar que Shushufindi, es un campo maduro, por lo que se

necesitan más tiempo para que el sensor pueda captar adecuadamente las características estructurales del reservorio.

- Para poder definir un modelo correcto de reservorio, no es suficiente solo la información obtenida de la interpretación de pruebas de presión, es importante una revisión previa de la información del pozo, la geología, los historiales de producción y reacondicionamiento.

- Una correcta interpretación está limitada al alcance y calidad de datos disponibles para el análisis, es por ello que se debe realizar una planificación adecuada de la etapa de diseño en cada prueba de presión a realizarse, uno de los factores principales a considerar es la distancia entre el sensor y la cara de la arena, es recomendable una distancia en un rango de 250 -450 ft, para así no afectar la integridad del sensor, ni los datos adquiridos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*, USA, Copyright.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2014). *La cuenca oriente geología y petróleo*. Quito, Ecuador: "Travaux de Institut.
- Biedma, D. F., Corbett, C., Giraldo, F., Lafournere, F., Marín, G. A., Navarrete, P., . . . Villanueva, G. (2014). Shushufindi: *El renacimiento de un gigante*. Oilfield Review. Quito, Ecuador. Copyright Schlumberger.
- Bourdet, D. (2002). *Well Test Analysis: The use of advanced interpretation models*. Consultant, Paris, France. ELSEVIER.
- Bourdet, D., Ayoub, J., & Pirad, Y. (1989). *Use of pressure derivative in well test interpretation*. SPE, Society of Petroleum Engineers.
- Castillo, O. A., & Ortega, A. (2016). *Análisis, interpretación y aplicación en un pozo petrolero al noreste de la república Mexicana*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Communications, S. M. (2006). *Fundamentals of Formation Testing*. Texas: Schlumberger.
- Departamento de reservorios. (2018). Informe técnico de caracterización de reservorios. Quito, Pichincha, Ecuador.
- EP, P. (2018). Informe Técnico de Caracterización de Reservorios. Quito: Petroamazonas EP.
- Escobar, H. (2013). *Análisis moderado de presiones de pozos*. Neiva, Huila, Colombia.
- Fekete Associates Inc. (2009). *Well Testing Fundamentals*.
- Gringarten, A. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis.
- Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. (2008). The Theory and Practice of Pressure Transient & the use of data from Permanent Downhole Gauges. KAPPA.
- Izurieta, A., Davila, E., Paz, F., & Petroamazonas EP. (2015). *What we have learned from 29 years of well testing in the Limoncocha field: An*

- approach to data management, QA/QC, interpretation, and applications. Society of Petroleum Engineers, SPE-177079-MS.*
- Kushtanova, G. (2015). *Well Test Analysis*. Kaxan: Kazan Federal University.
 - Morales, M. (Septiembre de 2017). *Optimización de la producción del campo drago del activo shushufindi mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión. optimización de la producción del campo drago del activo shushufindi mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión*. Quito, Pichincha , Ecuador .
 - Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A
 - PDVSA. (1996). En M. Ramones, & R. Silva, *Análisis de Pruebas de Presión*. Venezuela. CIED.
 - Petroamazonas EP. (2017). Justificativo Técnico final activo Shushufindi. Quito-Shushufindi.
 - Rivera, J. S. (S.A). *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*. Venezuela.
 - Rodríguez, J. R. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Núcleo de Anzoátegui, Venezuela
 - Rosero, C. (2018). *Definición del mapa de presiones del complejo Aguarico mediante análisis de pruebas de presión*. Quito.
 - Schlumberger Wireline & Testing. (1994). *Modern Reservoir Testing*. Houston, Texas: P.O.BOX 2175.
 - Schlumberger Wireline & Testing. (2002). *Well Test Interpretation*. SMP-7086-5
 - Valencia, R. (2008). Análisis e interpretación convencional de pruebas de presión, Quito, Ecuador.
 - Vergara, A., & Suarez, J. (2010). *Física de yacimientos*. Cabimas.
 - Von Flater, R. (2013). *Fundamentos de las pruebas de pozos* . Oilfield review.

ANEXOS

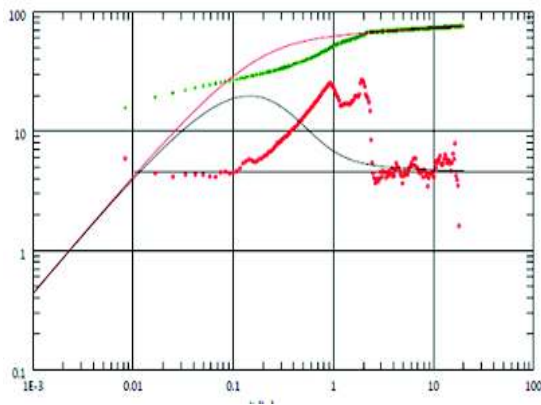
ANEXO No 1

Interpretaciones evaluadas bajo el criterio de selección baja y no válida

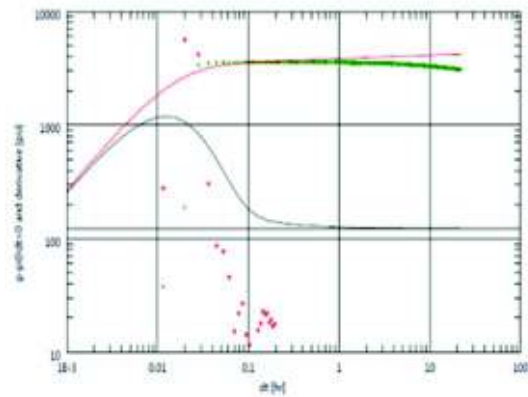
En base a la revisión de información previa se pudo observar que:

- En los informes de las compañías de servicios, se encontró que las interpretaciones estaban orientadas a la ingeniería de producción y, a menudo, a hacer coincidir los datos por cualquier medio. (Caso 1, 2, 4)
- En varias interpretaciones se utilizó una amplia gama de modelos y límites de reservorio. En algunos casos, el mismo pozo tenía hasta tres modelos de yacimiento diferentes. (Caso 5)
- El esparcimiento de datos en la región de tiempo medio (MTR), no proporcionaba información confiable de presión y permeabilidad (Caso 3)

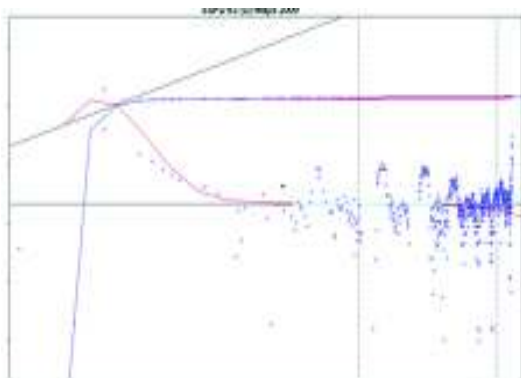
Caso 1: Pozo con almacenamiento constante y presencia de flujo radia sin límite



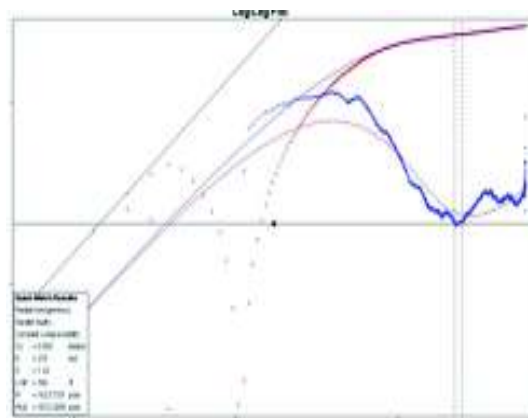
Caso 2: Pozo con almacenamiento constante y presencia de flujo radia sin límite



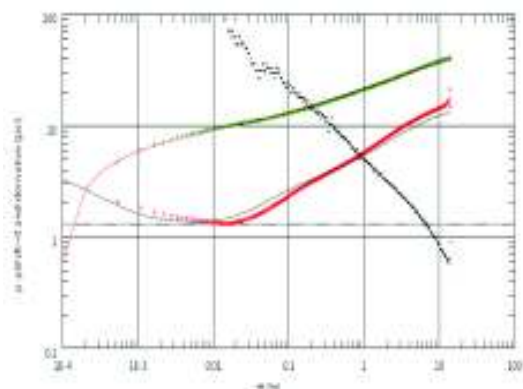
Caso 3: Pozo con esparcimiento de datos en la región MTR, debido a problemas operacionales



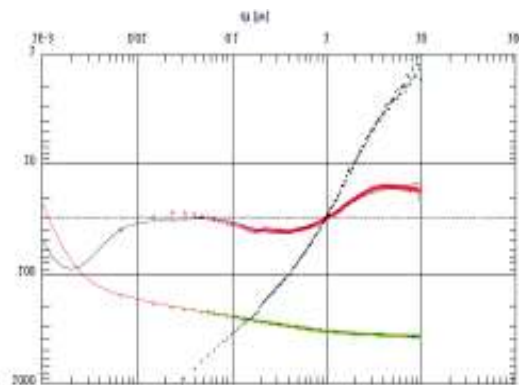
Caso 4: Pozo con almacenamiento constante y presencia de flujo radia sin límite



Caso 5: Pozo SHS-206, Interpretación tomada el 02/11/2014



Caso 5: Pozo SHS-206, Interpretación tomada el 12/09/2015



La comparación de los análisis realizados por las compañías de servicios y las del presente estudio se resume en la siguiente tabla, donde se muestra que 37 pruebas correspondientes al 33 % muestran modelos de interpretación erróneas.

NÚMERO DE PRUEBAS				
SI	NO	SIN ANÁLISIS	SIN PRODUCCIÓN	FLUYENTE
41	37	20	5	8

