



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO
“U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA
REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.**

AUTOR

DIEGO MAURICIO NAVARRETE AGUILAR

TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO

TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, MSc.

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**DIRECTOR DEL INSTITUTO DE
POSTGRADO**

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

**COORDINADORA DEL
PROGRAMA**

**DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

TUTOR

**SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación **GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO “U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN** fue realizado en su totalidad por **DIEGO MAURICIO NAVARRETE AGUILAR**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleos.



Ing. José Villegas, MSc.

Santa Elena, a los 8 días del mes de abril de año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, DIEGO MAURICIO NAVARRETE AGUILAR

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO “U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN, previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 8 días del mes de abril del año 2022

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO “U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN**, presentado por el estudiante, **DIEGO MAURICIO NAVARRETE AGUILAR** fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Original

Document Information

Analyzed document	V2-TESES.docx (D128901226)
Submitted	2022-02-26T01:26:00.0000000
Submitted by	JOSE VILLEGAS
Submitter email	jvillegas@upse.edu.ec
Similarity	1%
Analysis address	jvillegas.upse@analysis.orkund.com

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**JOSE BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, DIEGO MAURICIO NAVARRETE AGUILAR

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **GENERACIÓN DEL MAPA DE PRESIÓN PARA EL RESERVORIO “U-INFERIOR” DEL CAMPO GUANTA-DURNO A PARTIR DE LA REINTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 8 días del mes de abril del año 2022

EL AUTOR



Firmado electrónicamente por:
**DIEGO MAURICIO
NAVARRETE
AGUILAR**

AGRADECIMIENTO

Un profundo agradecimiento a la empresa EX PETROAMAZONAS por darme la oportunidad de ampliar mis conocimientos y poder desarrollarme como Profesional.

A mi esposa Karla por su incondicional ayuda y soporte.

A la Universidad Estatal de la Península de Santa Elena por permitirme ser parte de la Primera Cohorte de la Maestría de Petróleos, transmitiendo a través de sus Docentes de mucha experiencia su conocimiento para forjarme como un mejor Profesional en la industria Hidrocarburífera.

Al Ingeniero José Villegas, por impartir su conocimiento en las aulas y su apoyo en la elaboración del presente estudio.

.

Diego Mauricio Navarrete Aguilar

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a Dios pues solo Él es el testigo del esfuerzo que he realizado para alcanzar un peldaño más en mi formación como profesional, siempre siendo fiel creyente a que los esfuerzos y la perseverancia siempre generarán grandes recompensas.

Diego Mauricio Navarrete Aguilar

ÍNDICE GENERAL

Contenido

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
AUTORIZACIÓN	VI
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XII
CAPÍTULO I.....	XIII
RESUMEN	XIII
ABSTRACT.....	XIV
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO II	16
2. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Flujo de Fluidos en Medios Porosos	16
2.2 Ecuación de Difusividad	17
2.3 Régimen de Flujo	17
2.4 Periodos de Tiempo	17
2.5. Análisis de Restauración de Presión	23
2.5.1. Derivada de Bourdet.....	24

2.5.1.1. Efecto de Parámetros Desconocidos.....	25
2.5.1.2. Efecto de Parámetros Conocidos.....	27
2.5.1.3. Efecto de Límites.....	30
CAPÍTULO III.....	31
3. METODOLOGÍA	31
3.1. Descripción del Campo.....	31
3.2. Descripción del Reservorio “Napo U-Inferior”.....	32
3.3. Procesamiento y Recopilación de la Información.....	34
3.4. Interpretación de Pruebas de Presión.....	35
CAPÍTULO IV	40
4. Resultados.....	40
4.1. Mapas de Presión	40
4.2. Predicción de Presión actual del Reservorio “U-INFERIOR”	42
CAPÍTULO V	44
Conclusiones	44
Recomendaciones	44
ANEXOS.....	46

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Periodos de tiempo.....	18
FIGURA 2. Efecto de Almacenamiento	19
FIGURA 3. Respuesta-Fractura Vertical de conductividad inifinata	19
FIGURA 4 Respuesta-Fractura Vertical de conductividad finita	20
FIGURA 5. Daño de Formación	20
FIGURA 6. Respuesta-Penetración Parcial	21
FIGURA 7. Respuesta-Flujo Radial	21
FIGURA 8. Respuesta-Límite de No Flujo	22
FIGURA 9. Respuesta-Acuífero	22
FIGURA 10. Respuesta-Límite con fuga.....	23
FIGURA 11. Derivada de Bourdet	24
FIGURA 12. Derivada de Bourdet-Régimen de Flujo	24
FIGURA 13. Derivada de Bourdet-Modelos	25
FIGURA 14. Efecto de almacenamiento	25
FIGURA 15. Daño	26
FIGURA 16. Efecto Perbeabilidad	26
FIGURA 17. Efecto Tamaño de Reservorio.....	27
FIGURA 18. Radio de Pozo	27
FIGURA 19. Compresibilidad	28
FIGURA 20. Viscosidad	29
FIGURA 21. Espesor	29
FIGURA 22. Ubicación del Campo Guanta-Dureno	31
FIGURA 23. Producción Histórica del Reservorio "U-Inferior"del Campo Guanta-Dureno	33
FIGURA 24. Producción Acumulada del Reservorio"U-Inferior"del Campo Guanta-Dureno	34
FIGURA 25. Validación de Data.....	34

FIGURA 26. Carga de Informacion.....	35
FIGURA 27. Carga de Prámetros Técnicos.....	36
FIGURA 28. Carga de Data Cruda	37
FIGURA 29. Derivada de Presión	37
FIGURA 30. Ajuste de Modelo	38
FIGURA 31. Resultados	38
FIGURA 32. Esquema de Trabajo.....	39
FIGURA 33. Mapa de Presión del Reservorio "U-Inferior"Zona Norte de la Estructura	41
FIGURA 34. Mapa de Presión Reservorio "U-Inferior"Zona Sur de la Estructura.....	41
FIGURA 35. Mapa de Presión Pronósticada Actual Reservorio "U-Inferior"Zona Norte de la Estructura	42
FIGURA 36. Mapa de Presión Pronosticada Actual Reservorio "U-Inferior" Zona Sur de la Estructura	43

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Parámetros Petrofísicos del Reservorio "UI"del Campo Guanta-Dureno.....	32
TABLA 2. Propiedades PVT del Reservorio "ui"delCampo Guanta-Dureno	33
TABLA 3. Resultados de Interpretación de Pruebas de Presión del Reservorio"U-Inferior"	40
TABLA 4. Resultados de Estimación de Presión Actual del Reservorio “U-Inferior” ..	42

CAPÍTULO I

RESUMEN

El presente trabajo de investigación hace uso de la información técnica de data de presión del Reservorio “U-Inferior” disponible del campo Guanta-Dureno y con la aplicación del software Saphir se realizó la reinterpretación de pruebas de presión a fin de obtener parámetros tales como: presión, daño, permeabilidad, transmisibilidad, y de esta manera analizar el comportamiento dinámico del reservorio.

Se generaron los mapas de presión para el Reservorio “U-INFERIOR”. Dado que la data de presión utilizada para el presente estudio fue tomada en el periodo entre el año 2019-2020 se realizó un pronóstico de presión a la fecha actual utilizando las herramientas disponibles en el Software OFM. Con los datos de presión pronosticados se generaron mapas de presión actuales para la zona Norte y Sur de la estructura. Los cuales constituyen una herramienta para análisis en pro de optimización de producción y toma de decisiones.

Palabras claves:

Pruebas de presión, mapas de presión, optimización.

ABSTRACT

The present research work makes use of the technical information of pressure data from the "U-Inferior" Reservoir available from the Guanta-Dureno field and with the application of Saphir software, the reinterpretation of pressure tests was carried out in order to obtain parameters such as: pressure, damage, permeability, transmissibility, and in this way analyze the dynamic behavior of the reservoir.

Pressure maps were generated for the "U-INFERIOR" Reservoir. Since the pressure data used for the present study was taken in the period between 2019-2020, a pressure forecast was made to the current date using the tools available in the OFM Software. With the predicted pressure data, current pressure maps were generated for the North and South zones of the structure. Which constitute a tool for analysis in favor of production optimization and decision making.

Keywords:

Buildup pressure, pressure grid maps, optimization

INTRODUCCIÓN

La mayor producción de petróleo del campo Guanta-Dureno es asociada al Reservorio “U-Inferior”, el cual en la actualidad es considerado ya un reservorio maduro dado su historia de producción y su depletamiento de presión.

La historia de producción del campo dispone de una data considerable para realizar diferentes tipos de análisis como: matemáticos e interpretativos. Por consiguiente, para el presente estudio se ha enfocado en un análisis de presión para generar mapas a condiciones de fecha de prueba y actuales partiendo de una predicción del comportamiento de la presión en el tiempo.

A pesar de contar con suficientes datos, es de suma importancia realizar un control de calidad de la data con la finalidad de que el procesamiento de la misma genere resultados confiables, pretendiendo comprender el dinamismo del reservorio y obtener una herramienta (mapas) que permita identificar oportunidades de optimización de producción.

En una panorámica general en cuanto a la estructuración del tema comprende una breve explicación del análisis trasciente de presión y posterior aplicación en el software para procesamiento y obtención de resultados, a continuación se genera el respectivo mapa de presión a la fecha de prueba y validada la información se realiza una predicción de presión traduciéndola en un mapa actual de presión; pretendiendo destacar el uso que aportará este para toma de decisiones en cuanto a actividades Capex(WO y/o Perforación) e implementación de Proyecto de Recuperación Secundaria en pro del incremento de producción.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Flujo de Fluidos en Medios Porosos

El flujo de fluidos a través de un medio poroso es un fenómeno que ocurre constantemente en un yacimiento de hidrocarburos, por medio del cual se pretende, a través de expresiones matemáticas describir el comportamiento de cómo las fuerzas moleculares actúan entre los granos de roca (medio poroso) y hacen que los fluidos tomen trayectorias impredecibles y formen redes complicadas de canales de flujo. (Colmont, 2003)

En la producción de hidrocarburos estos se desplazan a través de pequeños intersticios abriéndose paso hasta la cara del pozo bajo diversas condiciones en relación al número de fases fluyentes, la geometría misma del proceso, y la respuesta de presión es afectada por la naturaleza del flujo alrededor del pozo, puesto que el sistema roca- fluido se expande(o contrae) por lo cual la presión cambia continuamente en todos los puntos del yacimiento. (Robbins, 2005)

Al generarse la expansión del yacimiento (roca-fluidos), se puede cuantificar a través de la compresibilidad total del sistema (C_t), lo cual se traduciría que la producción es igual a la expansión del yacimiento, la compresibilidad del sistema se puede expresar como:

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

Ec.1

Los cambios de presión en el yacimiento están en función de la Transmisibilidad y el Coeficiente de difusividad hidráulica, si estas dos variables se combinan se obtiene la capacidad de almacenamiento, que representa la cantidad de fluido que hay que remover (o añadir) al medio por unidad de área para modificar la presión en una unidad. (Robbins, 2005)

2.2 Ecuación de Difusividad

La ecuación de difusividad es una expresión matemática resultado de la combinación de la ecuación de continuidad, ecuación de Darcy y la ecuación de estado (Department of Petroleum Engineering); que describe la evolución de la presión en cualquier punto del yacimiento y periodo de tiempo. Se expresa como:

$$\Delta P = -\frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

Ec.2

2.3 Régimen de Flujo

Los regímenes de flujo son clasificados en función del cambio de presión contra el tiempo y a las diversas condiciones que estos presentan en sus límites.

2.3.1 Estado Transiente

Zona de compresibilidad no alcanza los límites del yacimiento o no se detecta la presencia de otro pozo.

2.3.2 Estado Pseudo Estable

Zona de compresibilidad alcanza barreras de no flujo.

2.3.3 Estado Estable

Zona de compresibilidad detecta la presencia de barreras de presión constante

2.4 Periodos de Tiempo

En las pruebas de presión se dividen en tres periodos en función al radio de investigación.

Early Time	Middle Time	Late Time
<ul style="list-style-type: none"> • Check wellbore storage for reasonableness • Obtain fracture characteristics • Create \sqrt{t} or $1/\sqrt{t}$ specialized plot 	<ul style="list-style-type: none"> • Determine permeability and skin • Create semilog t specialized plot (Horner) 	<ul style="list-style-type: none"> • Heterogeneities and boundaries • Complex reservoir geometry • Boundary-dominated flow

FIGURA 1.Periodos de tiempo

Fuente: Fekete, 2009

2.4.1. Tiempos Tempranos

Durante este periodo la presión transitoria está en la zona dañada o estimulada.

2.4.1.1. Almacenamiento

Es una característica de flujo que ocurre cuando el pozo ha sido cerrado y el reservorio continúa produciendo en la cara de la arena y el fluido almacenado en el pozo es comprimido. Durante la prueba de presión se pueden obtener dos tipos de almacenamiento:

Constante que introduce un tiempo de retardo entre el caudal en el punto de operación y caudal en la cara de la arena.

Variable el cual ocurre por el cambio en la compresibilidad del fluido, redistribución de fases o comportamientos PVT del fluido. (Schlumberger, 2002)

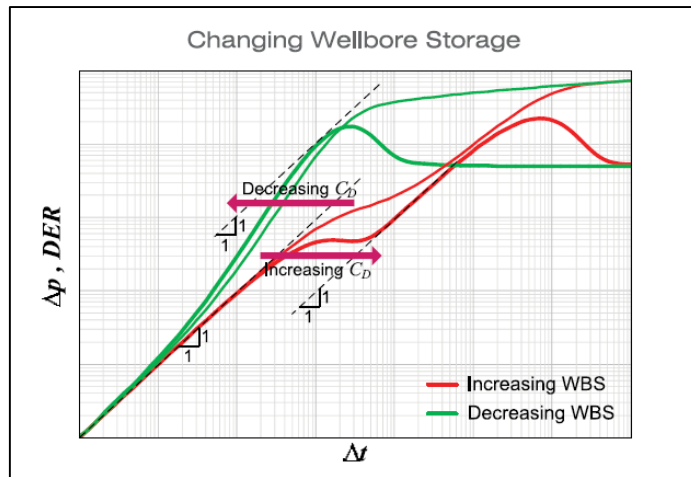


FIGURA 2.Efecto de Almacenamiento

Fuente: Fekete, 2009

2.4.1.2. Características de Fracturas respecto a flujo

2.4.1.2.1 Flujo Lineal

A tiempos tempranos, las líneas de flujo en pozos fracturados son perpendiculares al plano de la fractura, durante este flujo la presión es proporcional a la raíz cuadrada del tramo de tiempo desde que el pozo se abre. (Oscar, 2013)

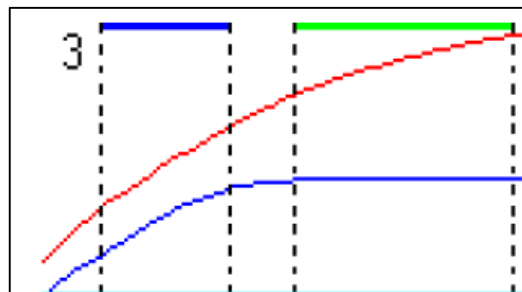


FIGURA 3.Respuesta-Fractura Vertical de conductividad inifinata

Fuente:Kappa

2.4.1.2.2 Flujo Bi-Lineal

Este régimen de flujo representa el tiempo al cual la caída de presión a través de la fractura es considerable, la variación de presión es proporcional a raíz cuarta del lapso de tiempo desde que el pozo es abierto. (Olivier, 2017)

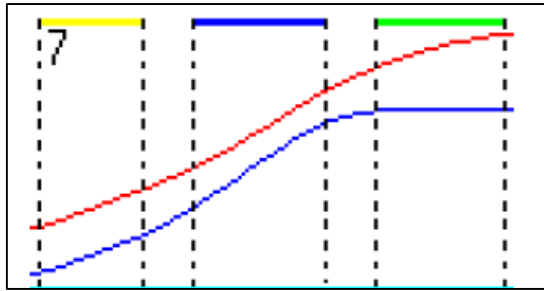


FIGURA 4 Respuesta-Fractura Vertical de conductividad finita

Fuente: Kappa

2.4.2. Tiempos Medios

La presión ha pasado la zona dañada y se encuentra en la zona que no se tiene daño.

2.4.2.1. Daño de formación

Cualquier perturbación en la permeabilidad cercana al pozo o en el radio del pozo R_w invalida los modelos de flujo radial, es por ellos que se incluye un factor de corrección denominado “Skin” a fin de representar la diferencia entre la presión de fondo teórica que se calcula con el flujo radial convencional y el valor real de presión de fondo. (Olivier, 2017)

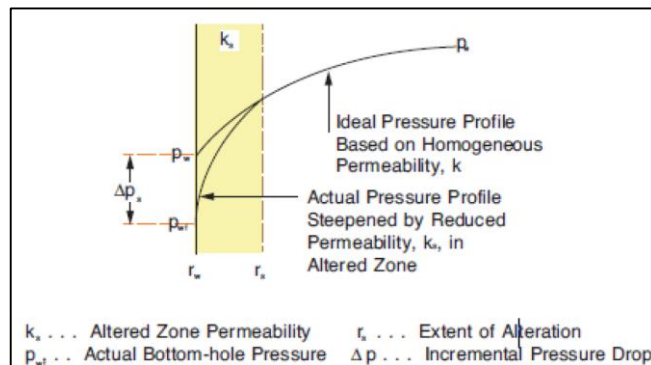


FIGURA 5. Daño de Formación

Fuente: Kappa

2.4.2.2. Régimen de flujo esférico

Se presenta en pozos con penetración parcial en donde sólo con una parte del intervalo productor del total del espesor de la zona. La superficie de contacto entre reservorio y pozo es reducida determinándose un factor de daño positivo. Después de un flujo radial inicial en frente del intervalo punzonado, la dirección de flujo son establecidas tanto en

dirección horizontal como vertical hasta alcanzar los límites superior e inferior. (Olivier, 2017)

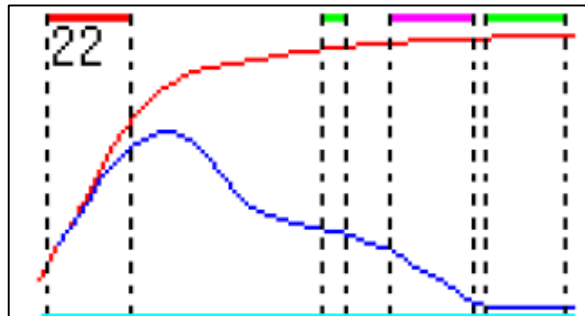


FIGURA 6.Respuesta-Penetración Parcial

Fuente: Kappa

2.4.2.3. Régimen flujo Radial

Es de acción infinita puesto que hasta alcanzar el primer límite, el patrón de flujo y la correspondiente caída de presión son exactamente como si se obtuviera si el reservorio fuera infinito.

En estado pseudo estable el flujo es constante y la presión declina de forma constante en el tiempo. (Fekete, 2002)

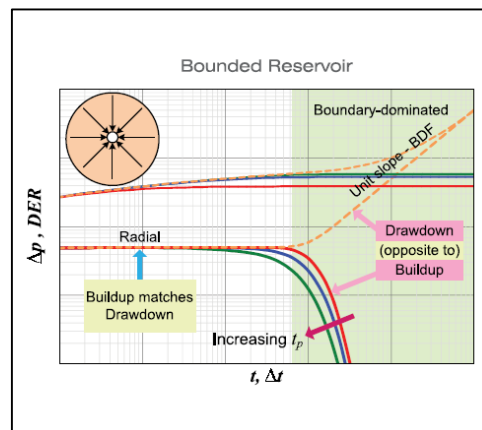


FIGURA 7.Respuesta-Flujo Radial

Fuente: Fekete, 2009

2.4.1. Tiempos Tardíos

La presión ha encontrado los límites del reservorio, efectos de interferencia o cambios bruscos en las propiedades del reservorio. Los diferentes tipos de límites caracterizan por

un comportamiento específico de la presión, que se puede evidenciar muy bien con la curva de la derivada. (Schlumberger, 2002)

2.4.1.1 Límites de No Flujo

No permite el flujo, se presenta en reservorios con fallas sellantes o pozos productores que están espaciados a una misma distancia y una rata de producción constante. (Escobar, 2003)

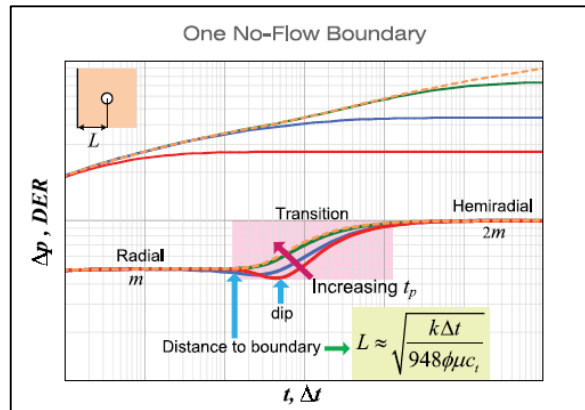


FIGURA 8.Respuesta-Límite de No Flujo

Fuente: Fekete, 2009

2.4.1.2 Límite de presión constante

Este límite provee un soporte de presión que permite mantener la presión de forma constante y generalmente se presenta en reservorios con acuíferos.

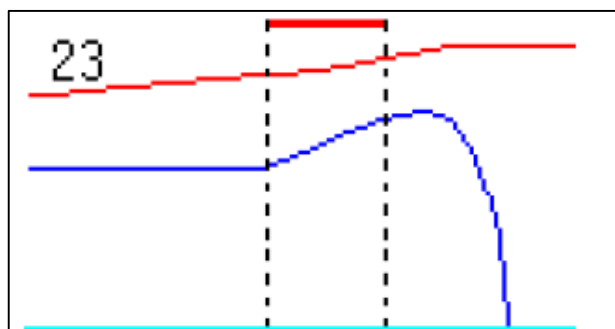


FIGURA 9.Respuesta-Acuífero

Fuente: Kappa

2.4.1.3 Límites con fuga

Cuando se alcanza la barrera se produce una caída de presión en esta zona. (Fekete, 2002)

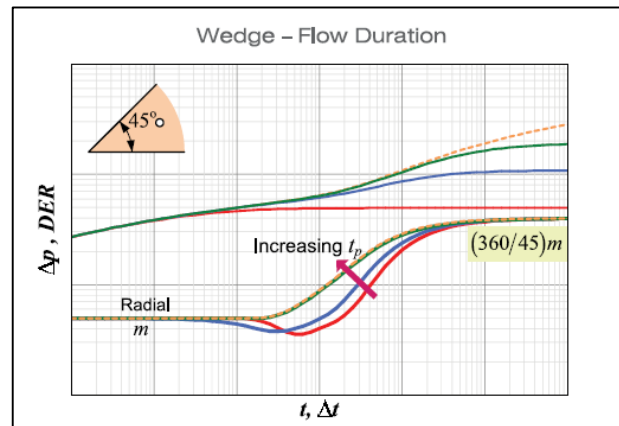


FIGURA 10. Respuesta-Límite con fuga

Fuente: Fekete, 2009

2.4.1.4 Límites conductivos

Estos límites se modelan a partir de fallas de conductividad finita, donde el flujo radial se establece en la matriz, antes de que la falla conductiva mejore el drenaje del reservorio. (Escobar, 2003)

2.5. Análisis de Restauración de Presión

Se han desarrollado varios métodos para analizar las pruebas de restauración de presión. Entre ellos se tiene el análisis IARF (Flujo radial de acción infinita) y Análisis semilogarítmico que a través de los métodos MDH (Miller-Dyes-Hutchison) y Horner se representa la linealidad entre el cambio de presión y el logaritmo del tiempo a una tasa constante.

Otro análisis es el Log-Log que a través de métodos como Curvas Tipo y la derivada de Bourdet permiten la interpretación de pruebas de presión. (Robbins, 2005)

Para el presente estudio se ha considerado el análisis a través del método de la derivada de Bourdet. (Padilla, 2003)

2.5.1. Derivada de Bourdet

Se describe la tasa de variación del cambio de presión con respecto a la función del tiempo de superposición; definiéndose como la pendiente de la gráfica semilogarítmica dibujada en escala logarítmica. (Bourdet, 2002)

En la figura Nro.10 se puede observar la evaluación de la pendiente del gráfico semilogarítmico pudiéndose determinar que los puntos 1 y 2 se ubican en la recta de pendiente unitaria correspondiente al almacenamiento en el periodo temprano y durante la transición a flujo radial infinito, el pico de la derivada se visualiza en el punto 4 y la transición se completa en el punto 6 donde la derivada se aplan a un valor equivalente a $m=0$.

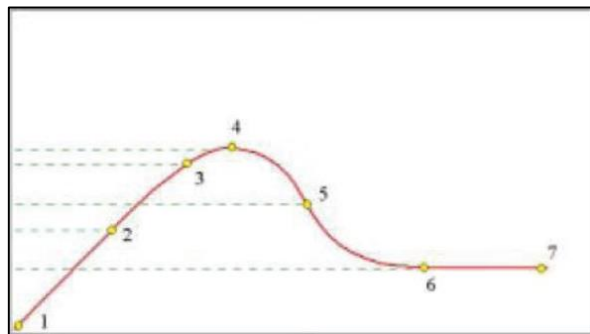


FIGURA 11.Derivada de Bourdet

Fuente: Tesis, 2009

Con la derivada de Bourdet se puede identificar distintos régimen de flujo.

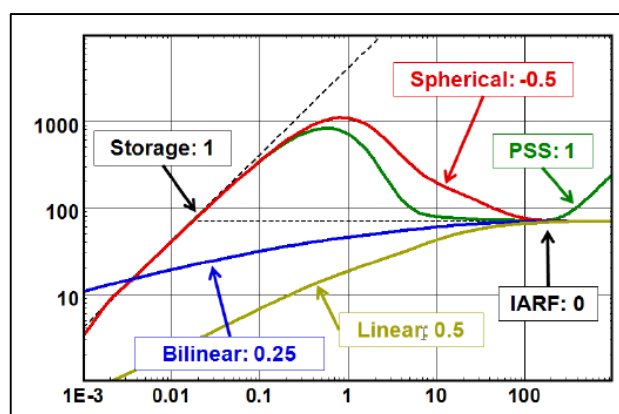


FIGURA 12.Derivada de Bourdet-Régimen de Flujo

Fuente: Kappa

Y de igual manera se puede desplegar a partir de la derivada de Bourdet diferentes tipos de comportamientos de pozos, reservorios y límites. (Olivier, 2017)

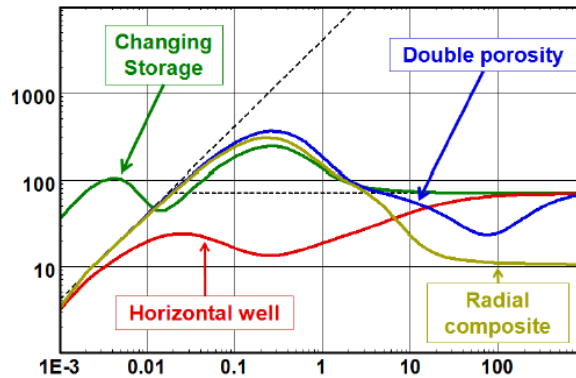


FIGURA 13. Derivada de Bourdet-Modelos

Fuente: Kappa

2.5.1.1. Efecto de Parámetros Desconocidos

2.5.1.1.1. Almacenamiento

En el período de almacenamiento no cambian los valores que se calculan durante flujo radial y tampoco los valores del periodo de flujo tardío, sí puede enmascarar el periodo de flujo radial. (Astudillo, 2021)

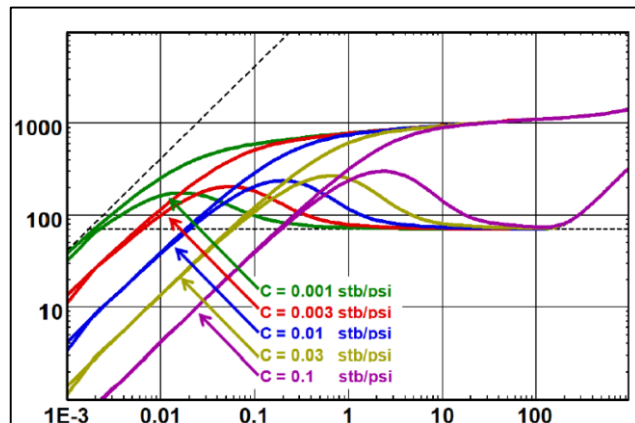


FIGURA 14. Efecto de almacenamiento

Fuente: Kappa

2.5.1.1.2. Daño

No afecta la posición de la línea con pendiente 1 que marca el almacenamiento pero afecta la “joroba” de la transición. Con mayor daño se produce una “joroba” más pronunciado, retardando el arribo de flujo radial. (Astudillo, 2021)

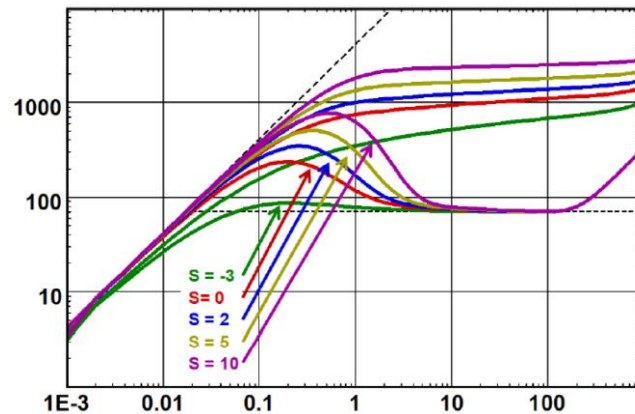


FIGURA 15. Daño

Fuente: Kappa

2.5.1.1.3. Permeabilidad

La forma de la derivada no cambia pero se traslada a lo largo de la línea de almacenamiento con pendiente 1. Con permeabilidad alta, el yacimiento reacciona rápido y se desvía temprano del almacenamiento. (Astudillo, 2021)

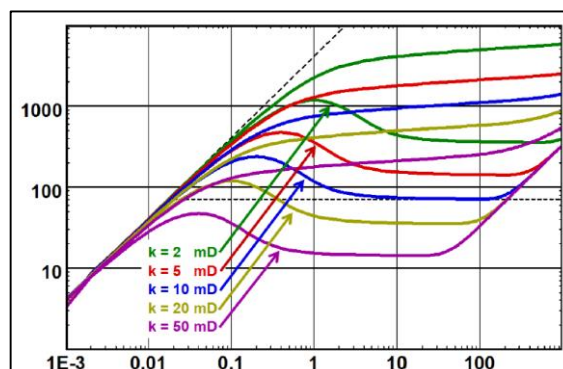


FIGURA 16. Efecto Permeabilidad

Fuente: Kappa

2.5.1.1.4. Tamaño de Reservoirio Re

Afecta el tiempo tardío donde se observan los límites.

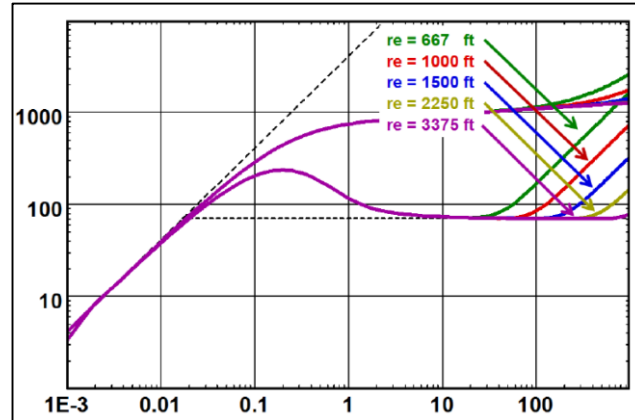


FIGURA 17.Efecto Tamaño de Reservoirio

Fuente: Kappa

2.5.1.2. Efecto de Parámetros Conocidos

2.5.1.2.1. Radio de Pozo

Afecta en la amplitud de la “joroba” de transición. No tiene efectos en el tiempo medio (flujo radial) ni tiempo tardío. (Astudillo, 2021)

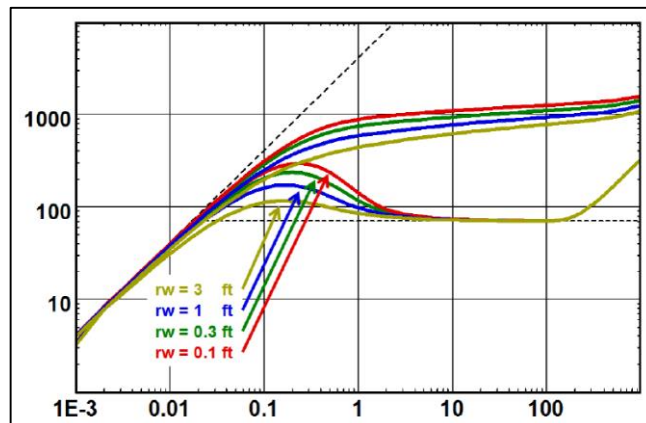


FIGURA 18.Radio de Pozo

Fuente: Kappa

2.5.1.2.2. Porosidad

Baja porosidad produce una “joroba” de transición más pronunciada pero no cambia el nivel del flujo radial. En un yacimiento de tamaño constante, el tiempo en hallar el límite es proporcional a la porosidad. (Astudillo, 2021)

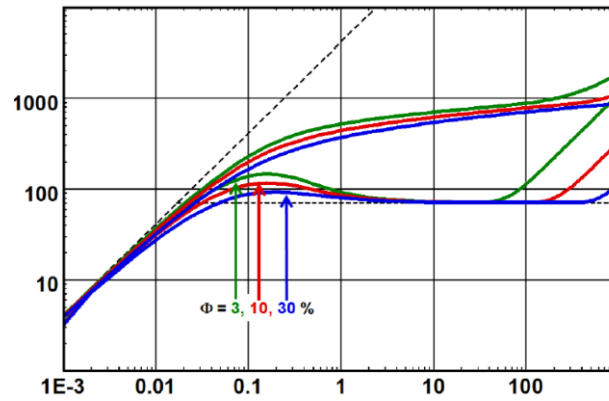


Figura 18. Porosidad.

Fuente: Kappa

2.5.1.2.3. Compresibilidad Total

Menor compresibilidad produce mayor “joroba” y menor tiempo para identificar límite. (Astudillo, 2021)

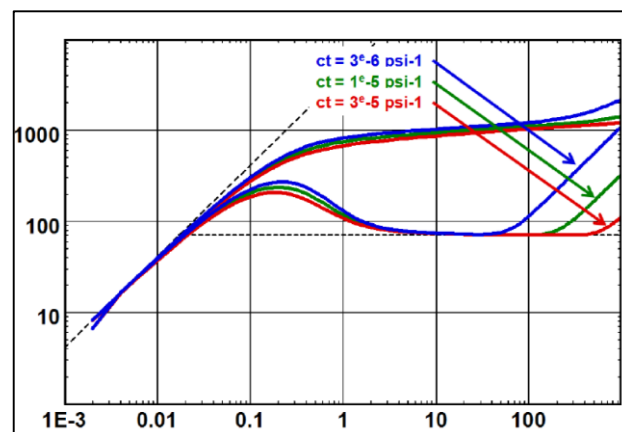


FIGURA 19. Compresibilidad

Fuente: Kappa

2.5.1.2.4. Viscosidad

Respuesta opuesta a permeabilidad. Durante el almacenamiento y flujo radial, la derivada tiene la misma forma pero desplazada a lo largo de la línea de pendiente 1 de almacenamiento. Menor viscosidad el yacimiento reacciona más rápido (Astudillo, 2021).

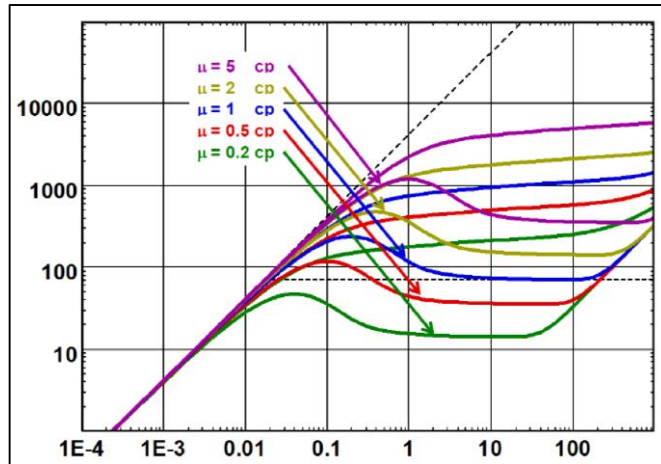


FIGURA 20. Viscosidad

Fuente: Kappa

2.5.1.2.5. Espesor

Respuesta proporcional a la permeabilidad.

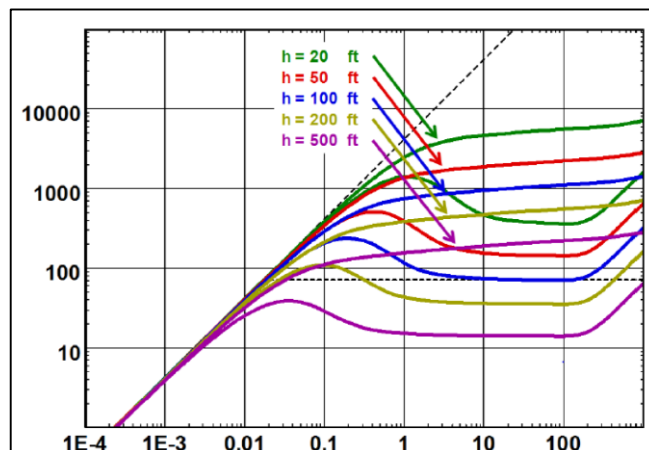


FIGURA 21. Espesor

Fuente: Kappa

2.5.1.3. Efecto de Límites

Un límite es una superficie localizada a cierta distancia del pozo que está siendo estudiado donde se produce un cambio en las propiedades de flujo. En la producción de un pozo se genera una caída de presión alrededor de este y se difunde dentro del reservorio, siempre y cuando la influencia de la frontera sea insignificante, esta difusión será radial y la investigación del radio será proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. (Bourdet, 2002)

En el anexo 1 del presente estudio se pueden observar los diferentes modelos aparentes de límites, su configuración y el comportamiento de su derivada.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada en esta investigación es de enfoque analítico a partir de información técnica obtenida de la base de datos del repositorio digital de la Empresa EPPEC. Se realizó la interpretación y análisis de pruebas de presión utilizando el software Saphir versión 5.10.05, y los mapas de presión se crearon por medio del software Oil Field Manager 2019.1.

3.1. Descripción del Campo

El campo Guanta-Dureno tiene una extensión de área de aproximadamente 4.5 km de ancho por 16 km de largo. Se encuentra ubicado al Noroeste de la Región Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, alineado con el play petrolero de los campos Tiguino, Cononaco, Auca, Sacha, Palo Azul-Palo Rojo y Charapa. Tiene una secuencia preferencial Norte-Noreste, este play petrolero entrapa hidrocarburos en las secuencias detríticas de las formaciones Hollín, Napo y Tena.

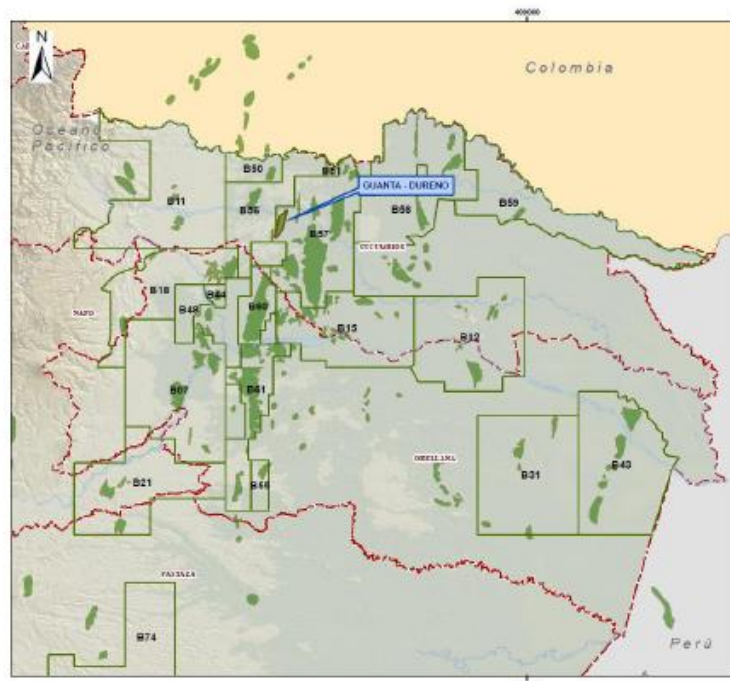


FIGURA 22.Ubicación del Campo Guanta-Dureno

Fuente: (PetroamazonasEP,2020)

3.2. Descripción del Reservorio “Napó U-Inferior”

3.2.1. Geología Estructural y Estratigráfica

El reservorio “U-inferior” del campo Guanta-Dureno está definido como una estructura anticlinal alargada de dirección N-SW de 16 km de ancho.

Estratigráficamente la Litología de la arenisca “U-Inferior” está constituida por una arenisca cuarzosa, café claro, grano fino a medio, subredondeada, de regular clasificación y matriz caolinítica. (Petroamazonas, 2020).

3.2.2. Propiedades Petrofísicas y del Fluido del Reservorio “U-Inferior”

A continuación se presentan las propiedades Petrofísicas y de fluido del reservorio “U-Inferior” del campo Guanta-Dureno en las tablas Nro.1 y 2, respectivamente.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO "U-INFERIOR" DEL CAMPO GUANTA DURENO								
Pozo	Arena	Prof Tope MD	Prof Base MD	Prof. Litad Punzado	Net Pay TVD	Net Res TVD	Phi adm	Sw
DROA-002	UI	10397	10407	10402	10	10	0.13	0.34
GNT-002	UI	9612	9672	9642	25	60	0.17	0.23
GNT-003	UI	9578	9607	9593	23	29	0.15	0.19
GNT-005	UI	9634	9654	9644	20	20	0.16	0.19
GNT-006	UI	9717	9736	9727	19	19	0.15	0.19
GNT-010	UI	9656	9690	9673	22	34	0.18	0.23
GNTA-018	UI	9982	10012	9997	30	30	0.14	0.19
GNTA-020	UI	9940	9966	9953	26	26	0.142	0.19
GNTA-040	UI	9891	9917	9904	26	26	0.14	0.19
GNTB-022	UI	10096	10116	10106	20	20	0.13	0.2
GNTC-013	UI	9622	9652	9637	22	30	0.14	0.2
GNTC-017	UI	10082	10100	10091	12	18	0.139	0.2
GNTC-023	UI	9928	9980	9954	52	52	0.15	0.23
GNTC-024	UI	10375	10395	10385	20	20	0.161	0.2
GNTC-025	UI	10522	10576	10549	49	54	0.141	0.1
GNTC-026	UI	9931	9957	9944	26	26	0.147	0.19
GNTF-011	UI	9629	9668	9649	33	39	0.171	0.19
GNTF-027	UI	9975	9990	9983	15	15	0.15	0.19
GNTF-028	UI	10042	10087	10065	38	45	0.15	0.19
GNTF-038	UI	10146	10189	10168	32	43	0.12	0.16
GNTF-039	UI	10048	10066	10057	18	18	0.15	0.19
GNTG-012	UI	9591	9608	9600	17	17	0.155	0.27
GNTG-030	UI	9850	9905	9878	37	55	0.16	0.1

TABLA 1. Parámetros Petrofísicos del Reservorio "UI" del Campo Guanta-Dureno

Elaborado por: Diego Navarrete

Fuente: Reservorios, Petroamazona

PROPIEDADES PVT DEL RESERVORIO "U-INFERIOR" DEL CAMPO GUANTA-DURENO													
Pi (psi)	Pb (psi)	Boi (By/BN)	Bob (By/BN)	°API	Temp (°F)	uo (cp)	uob (cp)	Coi	Cob	GOR SCF/Bls	Gravedad del gas	Densidad del oil	Densidad del oil a Pb gr/cc
3750	1400	1.2616	1.2893	29.6	200	2.24	2.68	7.49818	1.2E-05	367	1.237	0.77	0.7531

TABLA 2. Propiedades PVT del Reservorio "ui" del Campo Guanta-Dureno

Elaborado por: Diego. Navarrete

Fuente: Reservorios, Petroamazonas

3.2.2. Historia de Producción

El reservorio “U-inferior” constituye el principal Yacimiento productor del campo Guanta-Dureno. En la Figura Nro.23 y Nro. 24 se puede observar la historia de producción y el acumulado a enero de 2022 respectivamente. Las reservas con corte al 31 de diciembre de 2020 reportadas para el reservorio “U-Inferior” son de 14.6MMBLS.

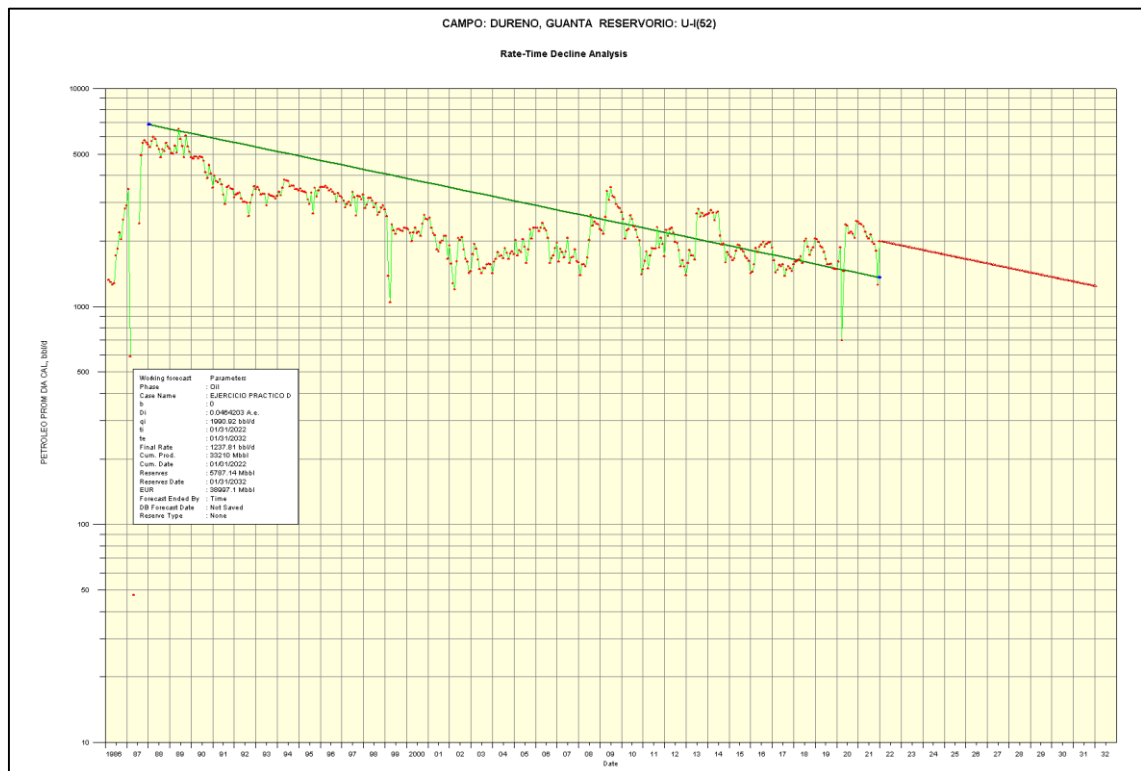


FIGURA 23. Producción Histórica del Reservorio "U-Inferior" del Campo Guanta-Dureno

Fuente: Reservorios PEC

@Name()	Date	ACUMULADO PETROLEO Mbbl	ACUMULADO AGUA Mbbl	ACUMULADO GAS MMcf
CAMPO: DURENO, GUANTA RESERVORIO: U-I(52)	1/1/2022	33209.985534	9379	6671

FIGURA 24.Producción Acumulada del Reservorio"U-Inferior"del Campo Guanta-Dureno

Fuente: Reservorios PEC

3.3. Procesamiento y Recopilación de la Información

A partir de la base de datos técnica disponible en el repositorio digital del departamento de Reservorios de EPPEC, se procedió a validar la data cruda de las pruebas de presión tomadas en los pozos productores del Reservorio “U-Inferior”. La validación se realizó en función a un rango de tiempo, para el fin de este estudio se tomó pruebas registradas entre los años 2019-2020.

Además, se aplicó como criterio de selección la calidad de la data con el objetivo de realizar una interpretación consistente. Los siguientes parámetros fueron considerados de calidad: Estabilidad en la producción del pozo, modelo aplicable y límites de reservorio. Por otra parte se descartó la data que evidenciaba periodos de cierre cortos donde no se observó restauración, pozos en los que las pruebas de producción son inconsistentes, problemas de adquisición de datos asociados a eventos mecánicos (fallos en sensores, paso de fluido a través de standing valves, etc.)

A continuación en el gráfico Nro.25 se presenta el balance realizado.

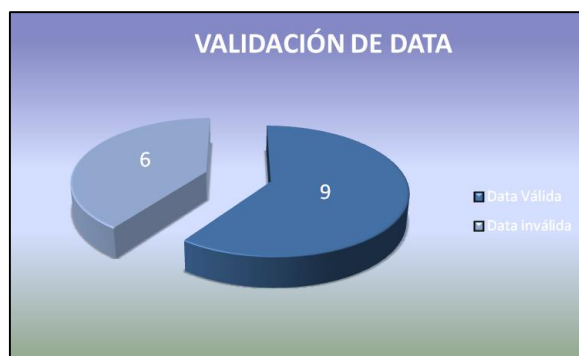


FIGURA 25.Validación de Data

Fuente: Reservorios PEC

Elaborado por: Diego Navarrete

3.4. Interpretación de Pruebas de Presión

Una vez validada y procesada la información se procedió a utilizar el Software Saphir versión 5.10.50 para realizar la interpretación y análisis.

3.4.1. Procedimiento de Carga de Información

Se procede a cargar de Data Input (información general, parámetros de reservorio, parámetros PVT, herramientas de ajusta de análisis) como se indica en la figura 26

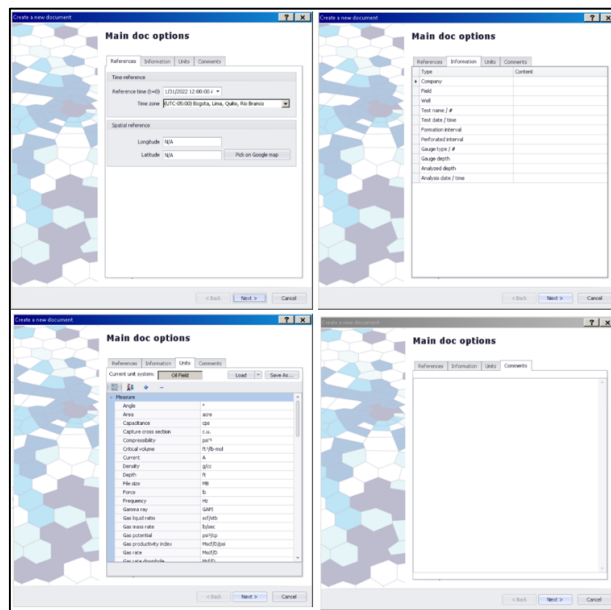


FIGURA 26.Carga de Información

Elaborado por: Diego Navarrete

3.4.2. Procedimiento de Carga de Parámetros Técnicos

Se ingresan los parámetros técnicos de pozo en cuanto a porosidad, pago de arena, radio del pozo, así como también datos de PVT validados de la arena sujeta a análisis; finalmente seleccionar las herramientas de ajuste para el match con la derivada de presión (por default seleccionar los que muestra el software).

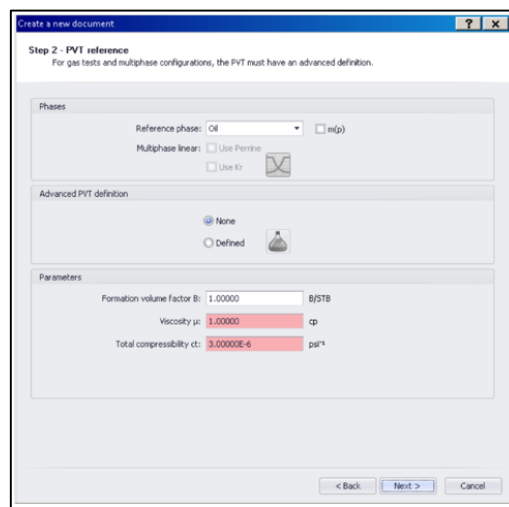
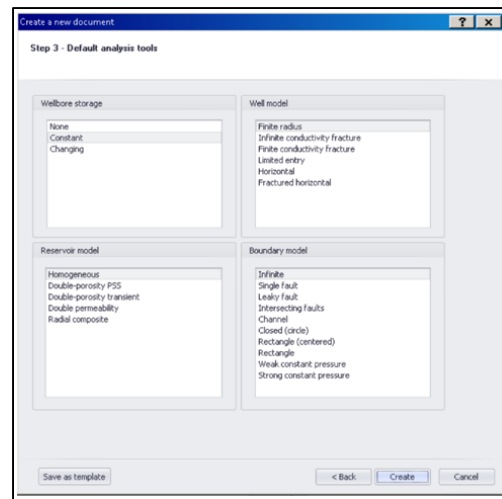
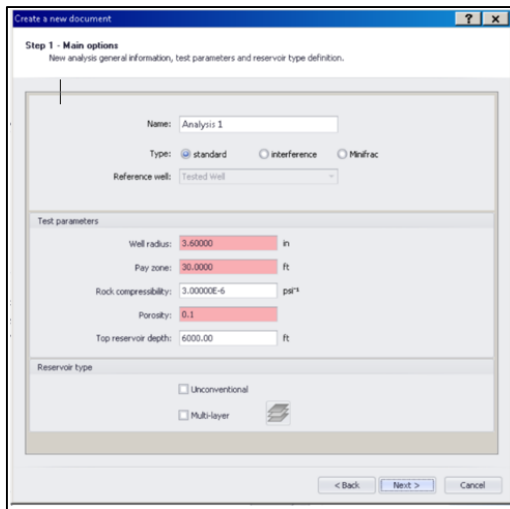


FIGURA 27.Carga de Parámetros Técnicos

Elaborado por: D Navarrete

Posterior se realiza carga y visualización de datos, (presión, evaluación del pozo o prueba estabilizada).

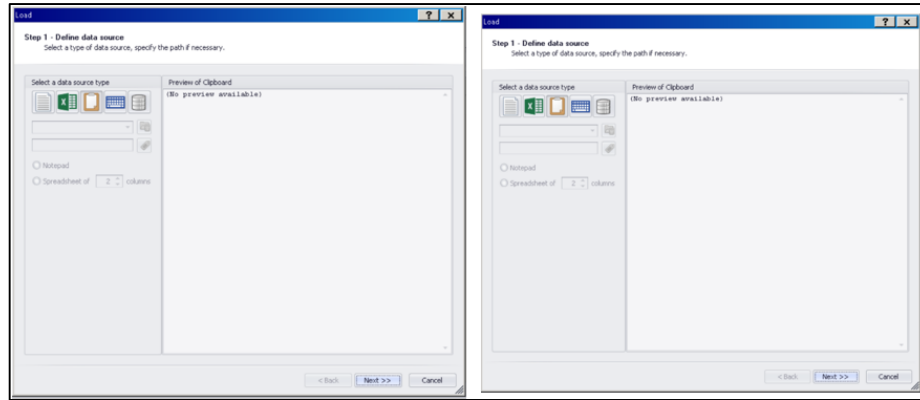


FIGURA 28.Carga de Data Cruda

Elaborado por: Diego Navarrete

3.4.3. Generación de Derivada de Presión

Se extrajo la derivada de presión con base a la data cruda previamente validada y cargada en el software; con la herramienta de análisis seleccionar los diferentes modelos del pozo acorde a la derivada de presión obtenida.

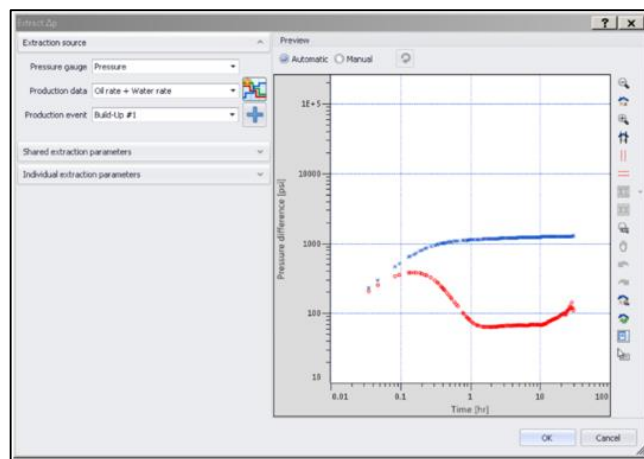


FIGURA 29.Derivada de Presión

Elaborado por: Diego Navarrete

3.4.4. Ajuste de Modelo y Resultados

Se generó las herramientas que servirán de base para el ajuste con el análisis de las consideraciones de pozo, almacenamiento, reservorio y límites. Posterior se identificó regiones para realizar el ajuste con la creación del modelo analítico que servirá de base para el match final de la interpretación de prueba.

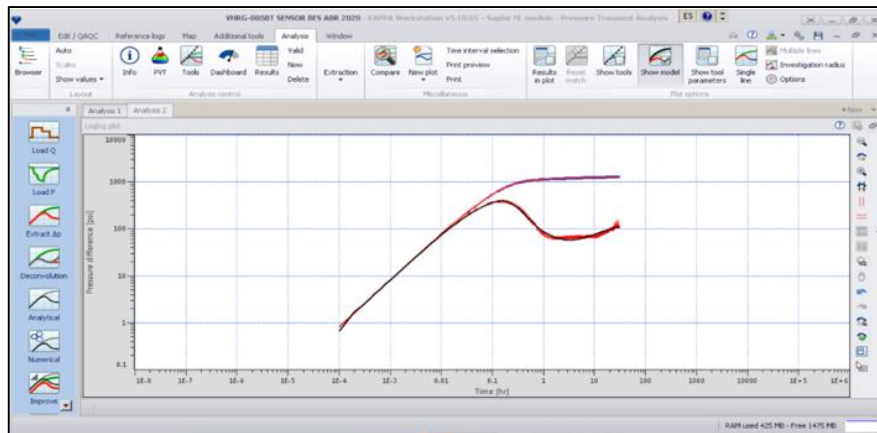


FIGURA 30.Ajuste de Modelo

Elaborado por: Diego Navarrete

Una vez ajustado el modelo se procede con la generación del reporte de Resultados.

Results		
Analysis 2		
Information		
Critical parameters	Default values are used.	
Main options		
Analysis name	Analysis 2	
Reference phase	Oil	
Reference well	Tested Well	
Reservoir type	Single-layer	
Model type	Analytical model	
Diagnostic		
Reference rate	421.521	STB/D
P at dt=0	362.700	psia
Time match	91710.5	1/hr
Pressure match	0.00773009	1/psia
Wellbore storage	Changing	
Well	Finite radius	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Intersecting faults	
Initial wellbore storage	0.00275699	bb/psi
Final wellbore storage	0.00238434	bb/psi
Dt changing storage	0.119967	hr
Skin	2.56477	
Transmissibility (equivalent)	3994.43	md.ft
Permeability (equivalent)	443.826	md
L (distance to boundaries)	595.571	ft
Angle (between faults)	56.7826	°
Well & wellbore		
Show: All <input type="checkbox"/> Show short names		
<input type="checkbox"/> Extended		

FIGURA 31.Resultados

Elaborado por: Diego Navarrete

3.5. Generación de Mapas de Presión y Predicción

Una vez realizadas las re-interpretaciones de pruebas de presión, se generó y cargó tablas y asistido software OFM se crearon los Mapas de Presión así como la predicción de Presión actuales los cuales se los cotejó con datos de sensores de equipos BES dado que no se han tomado pruebas de presión en los últimos años.

A continuación se detalla en la figura Nro.32 el flujo de trabajo realizado.

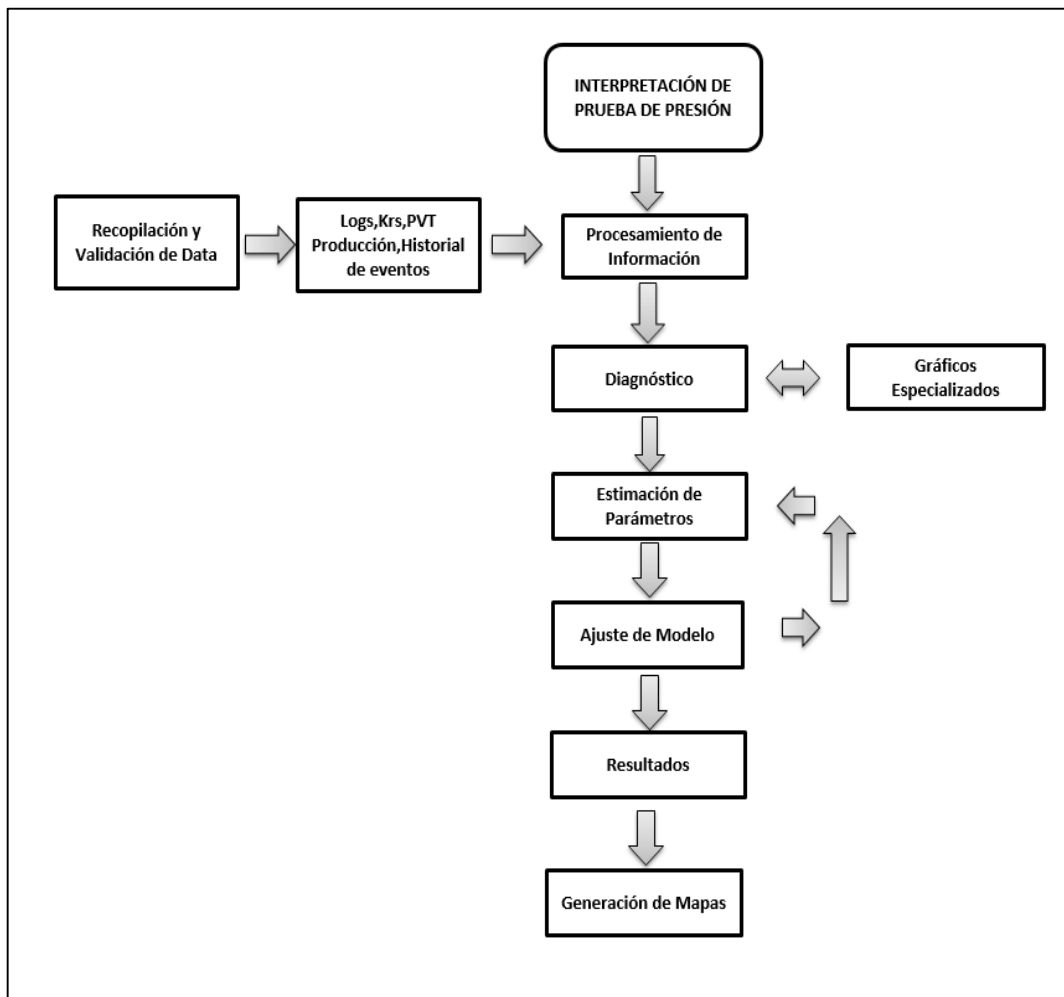


FIGURA 32. Esquema de Trabajo

Elaborado por: Diego Navarrete

CAPÍTULO IV

4. Resultados

4.1. Mapas de Presión

En la tabla Nro.3 se presentan los resultados obtenidos de la reinterpretación. Los valores de Presión de reservorios se utilizaron para la generación del mapa de presión del reservorio "U-INFERIOR" y se los puede observar en las figuras 32 y 33.

Es importante acotar que dado que no se dispone de suficiente data (de buena calidad) debido a razones operativas o porque no se hayan realizado cierres para pruebas de presión, el software OFM interpola valores a partir de los datos disponibles y los traduce en datos de presión para el análisis.

POZO	FECHA DE REINTERPRETACIÓN	PRESIÓN CORREGIDA (PSI)	K (md)	S (adm)
GNTA-020UI	Enero-2022	1130	30	5.5
GNTC-017UI	Enero-2022	1218	18.78	2.2
GNTC-026UI	Enero-2022	1432	11.05	12.1
GNTF-028UI	Enero-2022	1790	99	5.2
GNTF-038UI	Enero-2022	1922	6	-4.2
GNTF-039UI	Enero-2022	1835	41.05	-1.8

TABLA 3.Resultados de Interpretación de Pruebas de Presión del Reservorio"U-Inferior"

Elaborado por: D. Navarrete

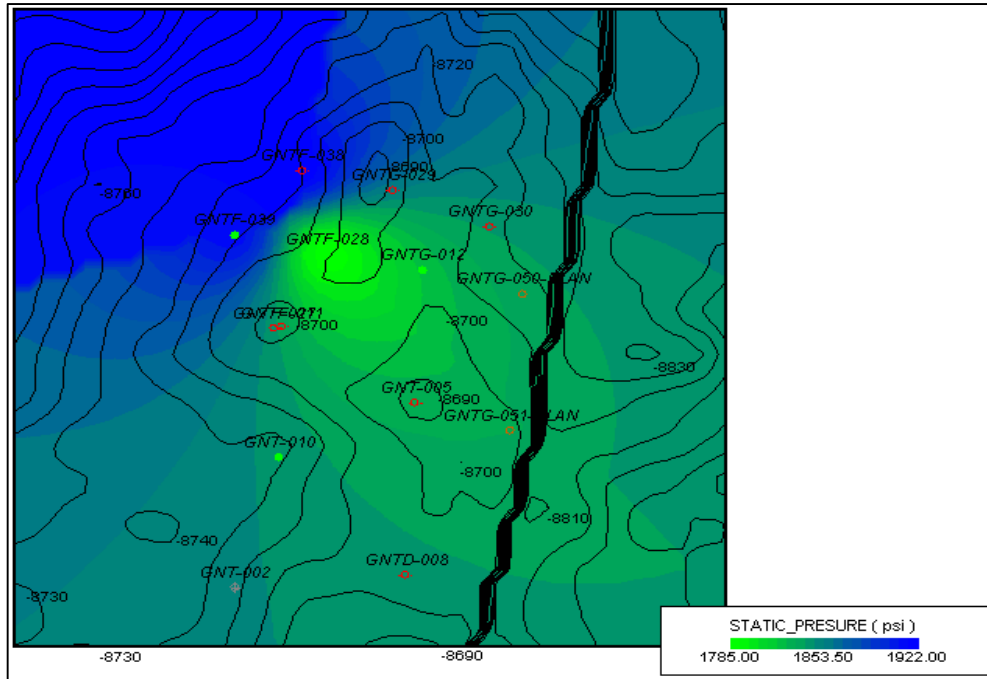


FIGURA 33.Mapa de Presión del Reservorio "U-Inferior"Zona Norte de la Estructura

Elaborado por: Diego Navarrete

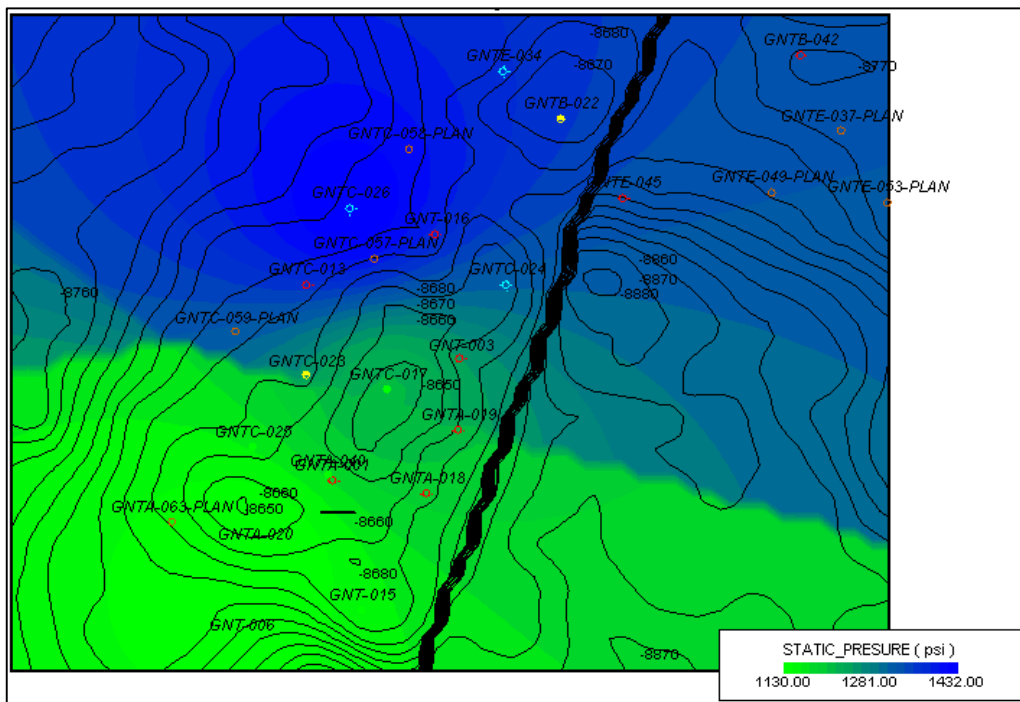


FIGURA 34.Mapa de Presión Reservorio "U-Inferior"Zona Sur de la Estructura

Elaborado por: Diego Navarrete

4.2. Predicción de Presión actual del Reservorio “U-INFERIOR”

Dado que la data disponible de pruebas de presión tomada en el reservorio “U-INFERIOR” del campo Guanta corresponde a un periodo entre el año 2019-2020 y no se tiene suficiente data cruda tomada para reinterpretar pruebas de presión se realizó una predicción a partir de año que se tomó la prueba y su comportamiento a través del tiempo asistido con el software OFM. Los resultados se presentan en la tabla Nro.4. Y los Mapas de presión actual en las figuras

POZO	PRESIÓN ACTUAL ESTIMADA (PSI)
GNTA-020UI	980
GNTC-017UI	1079
GNTC-026UI	1281
GNTF-028UI	1635
GNTF-038UI	1688
GNTF-039UI	1633

TABLA 4.Resultados de Estimación de Presión Actual del Reservorio “U-Inferior”

Elaborado por: D. Navarrete

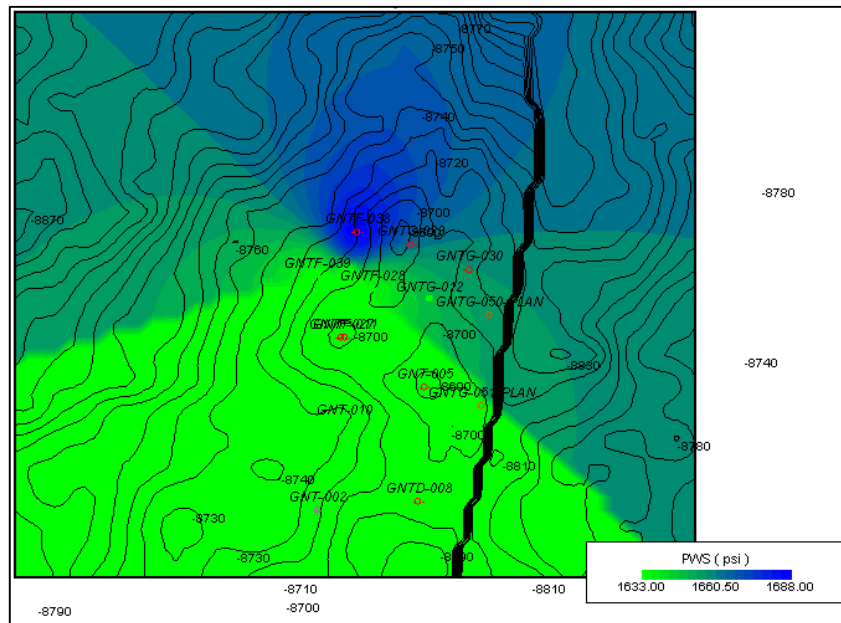


FIGURA 35.Mapa de Presión Pronósticada Actual Reservorio "U-Inferior" Zona Norte de la Estructura

Elaborado por: Diego Navarrete

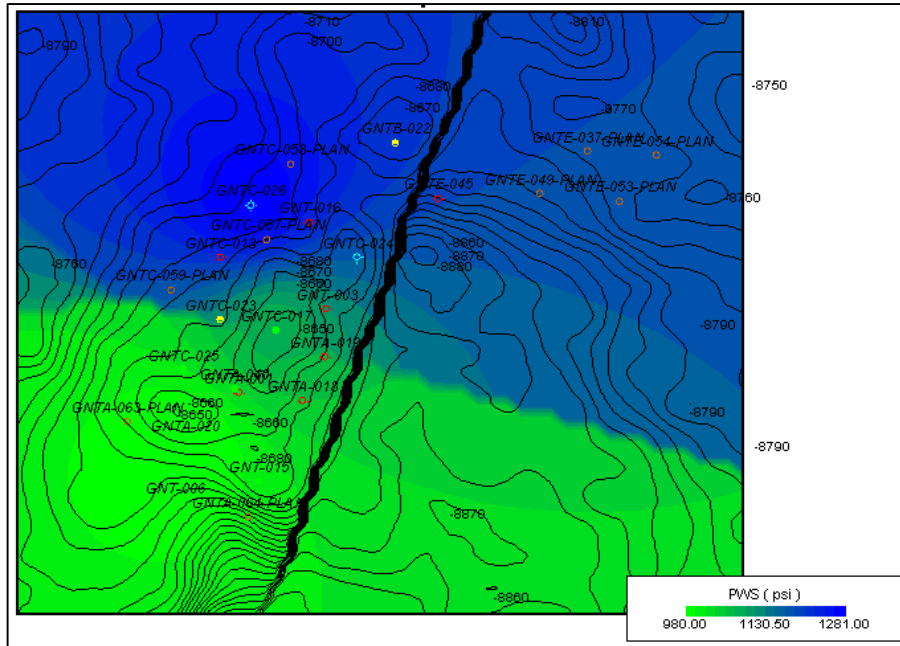


FIGURA 36. Mapa de Presión Pronosticada Actual Reservorio "U-Inferior" Zona Sur de la Estructura

Elaborado por: Diego Navarrete

CAPÍTULO V

Conclusiones

- La data obtenida de cierres de pozo para restauración de presión son de suma importancia para caracterizar el dinamismo del reservorio y su comportamiento durante la producción.
- La gran mayoría de pruebas de restauración recopiladas no tienen buena calidad de data debido a problemas de índole operativa, periodos de cierre muy cortos por lo cual los datos interpretados generan incertidumbre.
- Las seis pruebas de restauración de presión con buena calidad de data realizadas se pudo determinar parámetros como permeabilidad y daño en el rango de 6 a 41 md y -1.8 a 12 respectivamente.
- Los valores de presión determinados en la reinterpretación de pruebas y usados en la generación de mapas de presión muestran que en la zona norte del campo tiene mejor presión a la fecha de las pruebas (2019-2020) con respecto a la zona sur.
- Los valores de presión pronosticados y usados en la generación de mapas de presión actuales muestran ya un decaimiento de presión en la zona centro de la estructura del reservorio, evidenciando que no se tiene un soporte de presión.

Recomendaciones


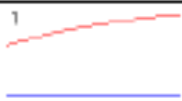
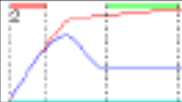
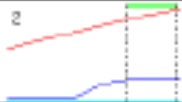

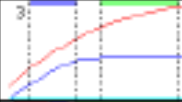

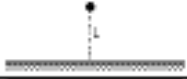
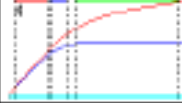
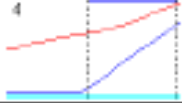

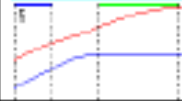
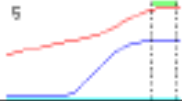
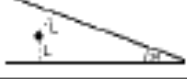
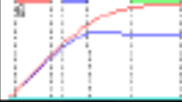


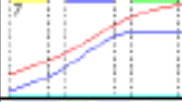
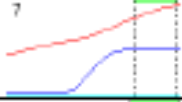

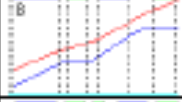
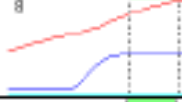

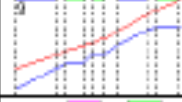
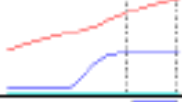

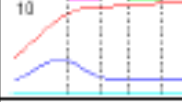
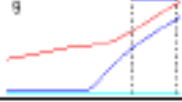
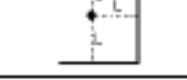

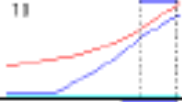
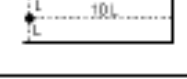
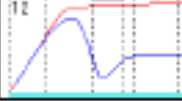
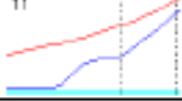
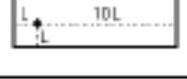
- Se recomienda actualizar la data de presiones y su reinterpretación a fin de tener una mejor caracterización dinámica del reservorio, haciendo hincapié en que la adquisición de la data sea de calidad para ello verificar procedimientos operativos al momento de toma de datos, calibración de herramientas, periodos de cierre con tiempos considerables.
- Dada la evidente declinación de presión del reservorio es necesario realizar un screening para analizar la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria.
- Considerar trabajos de reacondicionamiento a fin de estimular aquellos pozos que presentan daño, a fin de optimizar su producción.

Referencias

- Andrade, D. (2015). Estudio de las pruebas de presión transitoria del campo Limoncocha en el periodo anterior a la operación de petroamazonas ep para validación y reinterpretación del historial de presiones. Quito: EPN.
- Astudillo, R. (2021). Interpretación de pruebas de presión de pozos petroleros. Curso de pruebas de presión (pág. 102). Quito: ITP.
- Bourdet, d. (2002). Well test analysis:the use of advance interpretation models. Paris: Elsevier.
- Colmont, G. (2003). Flujo de fluidos en medios porosos. Santa Elena: UPSE.
- Department of petroleum engineering. (s.f.). Well test analysis. En well test analysis (pág. 625). Escosia: Heriot-Watt University.
- Escobar, F. (2003). Análisis moderno de pruebas de presión. Neiva: Universidad Surcolombia.
- Fekete. (2002). Well testing fundamentalas. Obtenido de fekete.com: www.fekete.com
- Kappa. (25 de enero de 2022). Saphir-pressure transient analysis. Obtenido de <https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>
- Olivier, H. (2017). Dynamic data analysis. Nueva zelanda: kappa.
- Oscar, B. (2013). Pruebas de presión e interpretación en pozos horizontales. 7.
- Padilla, R. (2003). Análisis de pruebas de pozo-presión y producción. Análisis de pruebas de pozo-presión y producción (pág. 372). Venezuela: rps.
- Raul, V. (2008). Análisis e interpretación convencionales de pruebas de presión. Quito: EPN.
- Reservorios PAM. (31 de diciembre de 2019). Repositorio digital información de yacimientos. Quito, Pichincha, Ecuador: PAM.
- Robbins, R. (2005). Análisis de pruebas de presión. Curso pruebas de presión, (pág. 122). México.
- Schlumberger. (2002). Well test interoretation.

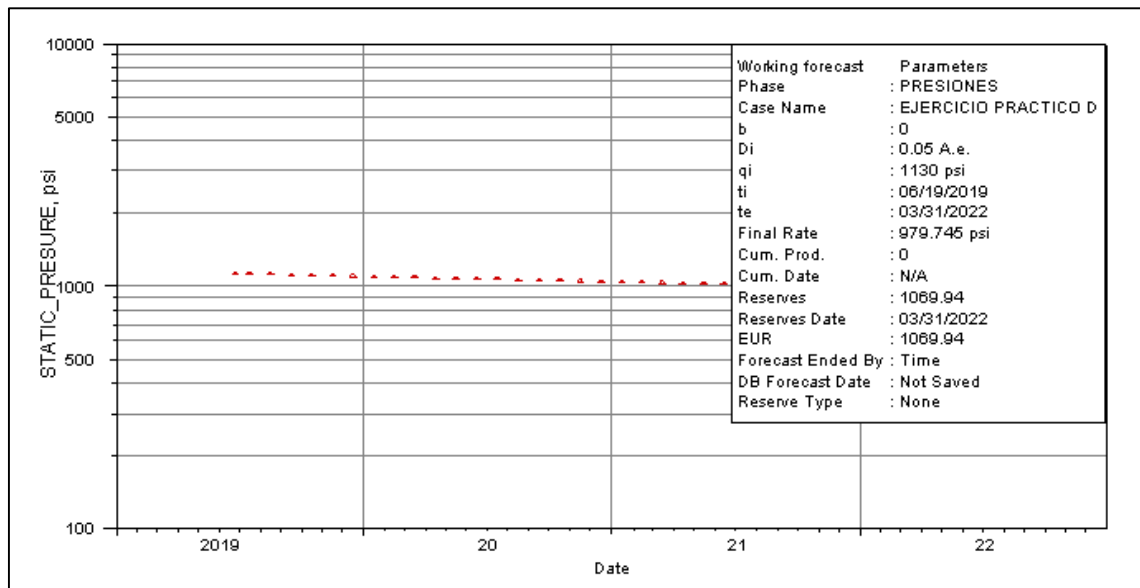
ANEXOS

Anexo 1 Modelos aparentes de límites, su configuración y el comportamiento de su derivada.

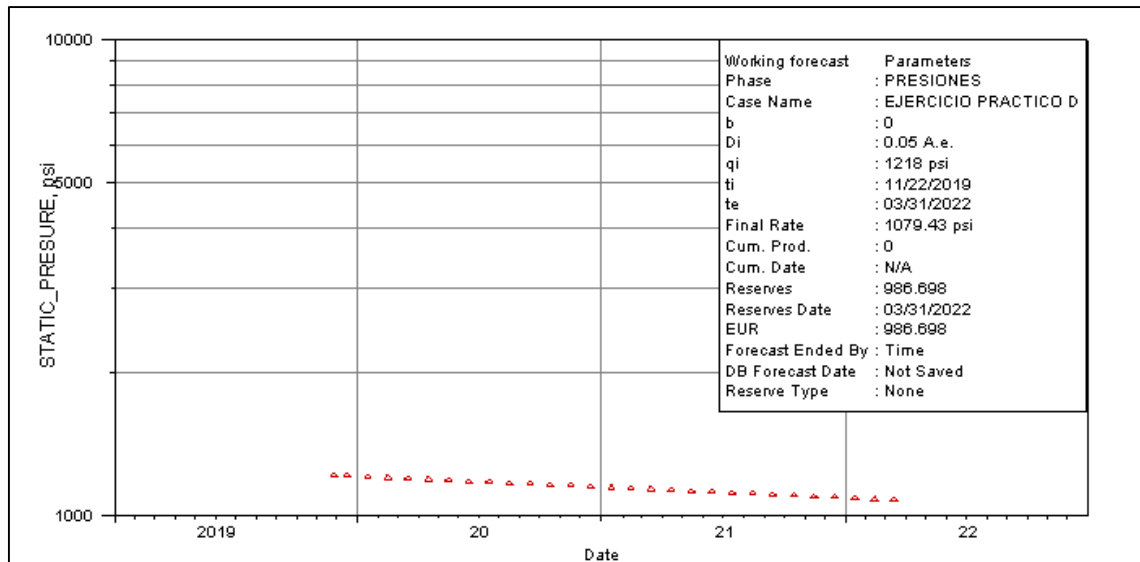
VERTICAL WELLS		BOUNDARY MODELS		
RESERVOIR FLOW MODEL	NAME	BOUNDARY MODEL	NAME	BOUNDARY CONFIGURATION
	Radial homogeneous		Infinite Acting or No Boundary	
	Radial homogeneous with wellbore storage		Single fault- No flow boundary	
	Vertical fracture - Infinite conductivity		Constant pressure - (generic)	
	Vertical fracture - Infinite conductivity with wellbore storage		Parallel faults (equidistant)	
	Vertical fracture - uniform flux		Intersecting faults 30 deg - (12 x slope)	
	Vertical fracture - uniform flux with wellbore storage		Intersecting faults 45 deg - (8 x slope)	
	Vertical fracture - finite conductivity		Intersecting faults 60 deg - (6 x slope)	
	Limited height fracture $Zwdf = 0.5$ - homogeneous		Intersecting faults 90 deg - (4 x slope)	
	Limited height fracture $Zwdf < 0.5$ - homogeneous		Intersecting faults 120 deg - (3 x slope)	
	Limited height fracture $Zwdf = 0.5$ - short fracture homogeneous		U shaped faults - L,L,L	
	Dual porosity - pseudo steady state		U shaped faults - L,10L, L	
	Dual porosity - pseudo steady state with wellbore storage		U shaped faults - L,L, 10L	

Anexo 2: Predicción de Presiones

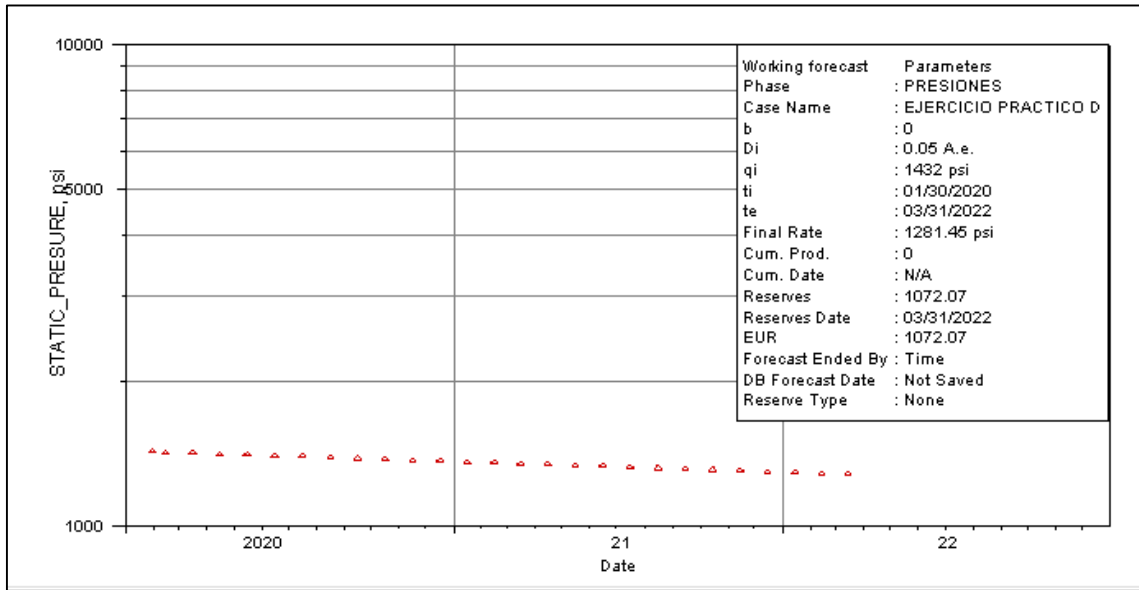
GNTA-020



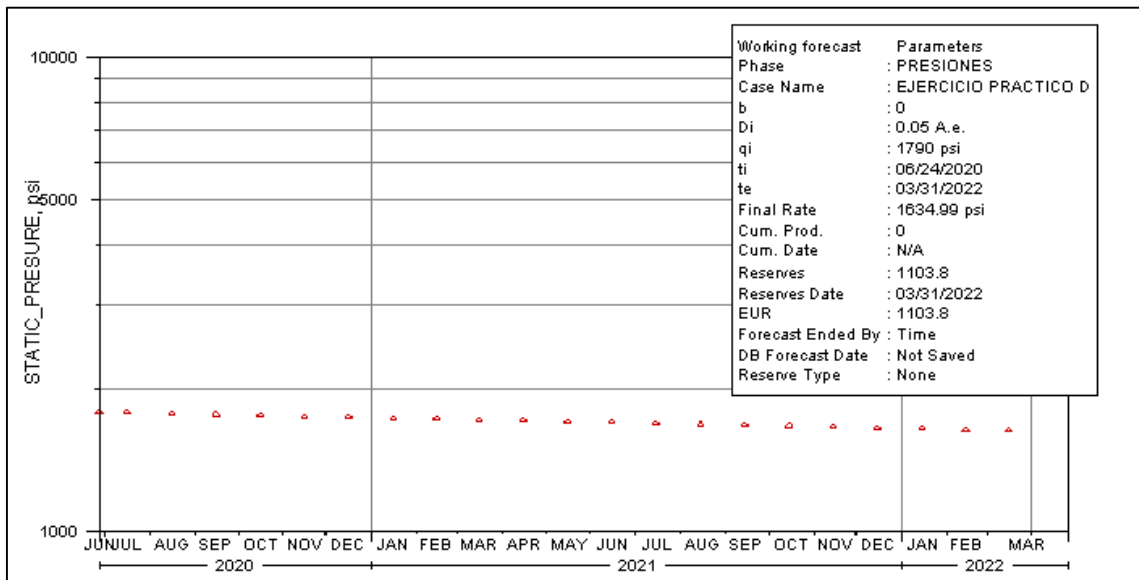
GNTC-107



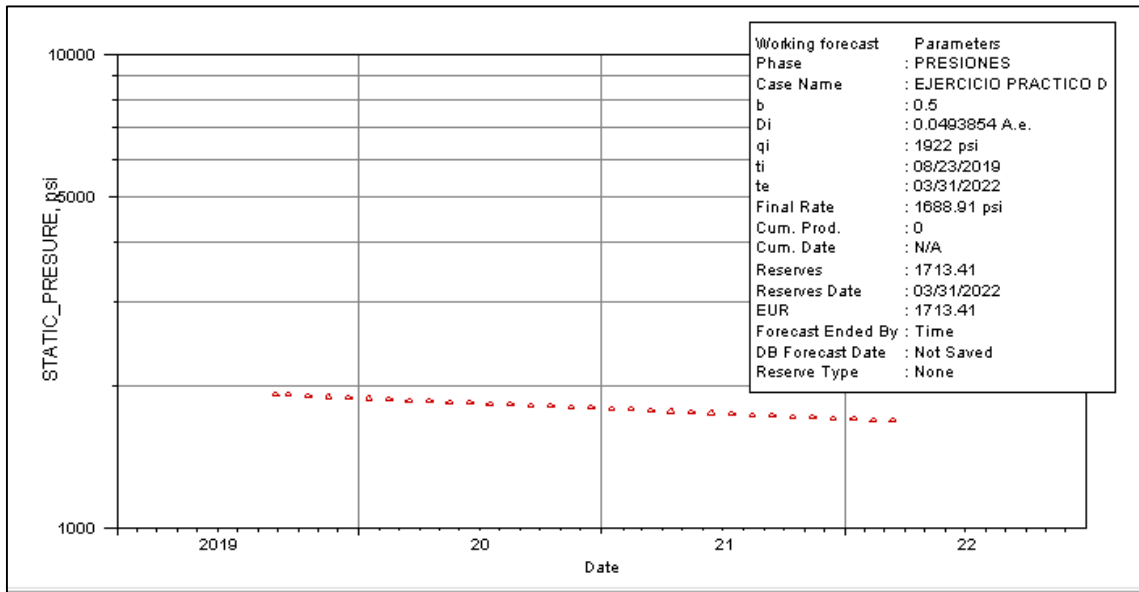
GNTC-026



GNTF-028



GNTF-038



GNTF-039

