

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Ciencias de la Tierra

Desarrollo de mapas de mapas de presión y permeabilidad de la arena productoras del campo Parahuacu, mediante software OFM.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Nombre de la titulación
Ingeniero de petróleo

Presentado por:

- Allison Jazmin Castro Pionce
- Jean Carlos Sánchez Jinez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

Jean Sánchez: A mi padre Byron Sánchez y mi abuela Cecilia Naranjo, que siempre me apoyaron en todo momento, me dieron educación y consejos. A la licenciada Shirley Flores, que sin su ayuda no hubiera podido hacer la tesis.

Allison Castro: A mi mamá Daysi Pionce, a mi papá Walter Castro, mis hermanas María y Narcisa, mi sobrina Victoria, mis tías Zoila, Yenny y Nancy, mi novio Bryan Mujica, son las personas que me dieron las fuerzas necesarias para seguir adelante, en especial mi madre que desde el cielo guía mi camino.

AGRADECIMIENTOS

Jean Sanchez: Agradezco a Dios por apoyarme durante todo este tiempo y guiarme por el mejor camino para cumplir mis metas, a mis padres y abuela. Le doy gracias a la Licenciada Shirley Flores porque nunca se apartó de mi lado y me apoyó para culminar la tesis. Agradezco al Licenciado Eduardo Franco, sin su ayuda no hubiera ingresado a La universidad.

Allison Castro: Agradezco principalmente a Dios por haberme guiado en todo mi camino estudiantil, a mi prima Estefanía Mise por sus enseñanzas diarias, a Geoconda Chiquito, Nelson Mujica y Jeaneth Chiquito por apoyarme, a mi novio Bryan Mujica por darme su apoyo incondicional y estar en todos los momentos de mi vida, a mi tío Carlos Castro por permitirme estudiar en su casa, finalmente le agradezco a mis tías sin duda alguna son las personas que siempre me han ayudado en mi vida académica.

En conjunto agradecemos a los ingenieros Fernando Sagñay, Danilo Arcentales, Andrés Guzmán, Ángel Loor y Karen Loor. Y sin duda a los demás ingenieros de la facultad que estuvieron presto en ayudarnos.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Allison Jazmin Castro Pionce* y *Jean Carlos Sánchez Jinez* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Allison Castro Pionce

Jean Sánchez Jinez

EVALUADORES

Ing. Fernando Sagñay

PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Andrés Guzmán

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La presente investigación se realiza con la finalidad de desarrollar mapas de presión y permeabilidad de las arenas productora del campo Parahuacu, mediante la utilización del software OFM. Los mapas ayudan a tener conocimiento del estado actual de las presiones y permeabilidades, con el objetivo de mejorar estos parámetros mediante reacondicionamientos o un proyecto de recuperación secundaria. La arena con mayor producción es T inferior, en la cual se procedió a realizar análisis más detallados, donde se llevó acabo interpretaciones actualizadas de pruebas de restauración en el software Saphir, mediante la construcción de matrices se logró ordenar y depurar la información para que sea confiable al momento de utilizar data de los pozos; por medio de extrapolaciones se obtuvo la estimación de presión y producción a la fecha del 31 de diciembre del 2020.

A partir de la combinación de los mapas elaborados, se observan zonas donde existen bajos valores de permeabilidad y altos valores de presión de yacimiento. Por otra parte, en tales regiones se llevó acabo los análisis de declinación, por lo cual se determinó que en los pozos cercanos existen valores moderados de reservas remanentes. Esto permite concluir que estas zonas son aptas para realizar programas de reacondicionamientos y métodos de estimulación o fracturamiento.

Palabras Clave: Reacondicionamiento, Pruebas de restauración, Saphir, Yacimiento.

ABSTRACT

The present research is carried out with the purpose of developing pressure and permeability maps of the productive sands of the Parahuacu field, using the OFM software. The maps help to have knowledge of the current state of the pressures and permeabilities, with the objective of improving these parameters by means of reconditioning or a secondary recovery project.

The sand with the highest production is lower T, in which more detailed analyses were carried out, where updated interpretations of build up tests were made in the Saphir software. By means of the construction of matrices, the information was ordered and purified so that it is reliable when using data from the wells; by means of extrapolations, the pressure and production estimates were obtained as of December 31, 2020.

From the combination of the maps elaborated, zones where there are low permeability values and high reservoir pressure values are observed. On the other hand, in such regions the decline analysis was carried out, so it was determined that in the nearby wells there are moderate values of remaining reserves. This allows us to conclude that these zones are suitable to carry out reconditioning programs and stimulation or fracture methods.

Keywords: Reconditioning, Build up test, Saphir, Oilfield.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I	1
1. Introducción.....	1
1.2. Descripción del problema.....	2
1.2. Justificación del problema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4. Marco teórico	4
CAPÍTULO II	9
2. Metodología	9
2.1. Tipo de estudio.....	9
2.2. Muestra.....	9
2.3. Procesamiento y Análisis de Información	9
2.3.1 Compilación de datos.....	9
2.3.2 Organización de información.....	10
2.3.3 Extrapolación de presiones	11
2.3.4 Ingreso de datos a Saphir	11
2.3.5. Análisis para la construcción de mapas de presión y permeabilidad	16
2.3.6 Generar mapas de presión y permeabilidad con OFM	16
CAPÍTULO III	19
3. Resultados y análisis.....	19
3.1. Resultados estadísticos	19
3.2. Matriz de completaciones.....	20
3.3. Matriz histórica de build up de la arena Ti	21
3.4. Nuevas interpretaciones.....	22
3.5. Matriz resultado.....	24
3.6. Proyecciones de presiones mediante interpolación	25
3.7. Mapas isobáricos	26
3.8. Mapas de permeabilidades	30

3.9. Análisis de reacondicionamiento	34
CAPÍTULO IV	39
4. Conclusiones y recomendaciones	39
4.1. Conclusiones.....	39
4.2. Recomendaciones	40
Bibliografía	41
Apéndice No.1.....	43
Apéndice No. 2.....	48
Apéndice No 3.....	63

ABREVIATURAS

°API.	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
BHP.	Bottomhole Pressure (Presión de fondo de pozo)
BLS.	Barriles
BPPD.	Barriles de petróleo por día
BPAD.	Barriles de Agua por día
BSW.	Basic Sediment and Water (porcentaje de agua y sedimentos)
BT.	Basal Tena
BUP.	Build Up
Ct.	Compresibilidad de la roca
Fr.	Factor de recobro
Grad.	Gradiente
Hs.	Hollín superior
K.	Permeabilidad
Kh.	Capacidad de flujo
Ko.	Permeabilidad efectiva del petróleo
Np.	Petróleo producido
OFM.	Oil Field Manager
OMC.	Organización Mundial del Comercio
PAM.	PetroAmazonas
Pi.	Presión inicial
PIB.	Producto Interno Bruto
POES.	Petróleo de reservorio
Pr.	Presión de reservorio
PVT.	Presión, Volumen y temperatura
Pwf.	Flowing Well Pressure (presión de fondo fluyente)
Pws.	Static Well Pressure (presión estática del pozo)

R _w .	Radio del pozo
S.	Skin (Daño de formación)
Sw	Saturación del agua
Ti.	T inferior
Ts.	T superior
TVD.	True Vertical Depth (profundidad vertical verdadera)
Ui.	U inferior
WO.	Workover

SIMBOLOGÍA

cP	Centipoise
mD	Mili Darcy
Ft	Pie
Psi	Pound Square inch (Libras por pulgada cuadrada)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Herramienta de identificación de regímenes de flujo.	8
Figura 2.1. Ingreso a software Saphir.....	11
Figura 2.2. Crear nuevo análisis.....	12
Figura 2.3. Ingreso de información básica.....	12
Figura 2.4. Ingreso de datos del pozo	13
Figura 2.5. Ingreso de definición de proceso.....	13
Figura 2.6. Ingreso de parámetros analíticos.....	14
Figura 2.7. Selección de parámetros numéricos.....	14
Figura 2.8. Selección de modelo de pozo.....	15
Figura 2.9. Ingreso de data de presión y permeabilidad	15
Figura 2.10. Generación de gráficos.....	16
Figura 2.11. Ingreso a software OFM	17
Figura 2.12. Ingreso de base de datos	17
Figura 2.13. Creación de base de datos de presión y permeabilidad.....	17
Figura 2.14. Graficar mapas.....	18
Figura 3.15. Total de completaciones del campo.....	19

Figura 3.16. Total de completaciones en porcentaje	19
Figura 3.17. Interpretación de PRH-030, T inferior	22
Figura 3.18. Interpretación de PRH-008, T inferior	22
Figura 3.19. Interpretación de PRH-012, T inferior	23
Figura 3.20. Estimación de presión de PRH-001, Ts	25
Figura 3.21. Estimación de presión de PRH-008, T inferior	25
Figura 3.22. Mapa isobárico, Basal Tena	26
Figura 3.23. Mapa isobárico, U inferior	27
Figura 3.24. Mapa isobárico, T superior	28
Figura 3.25. Mapa isobárico, T inferior	29
Figura 3.26. Mapa de permeabilidad, Basal Tena	30
Figura 3.27. Mapa de permeabilidad, U inferior	31
Figura 3.28. Mapa de permeabilidad, T superior	32
Figura 3.29. Mapa de permeabilidad, T inferior	33
Figura 3.30. Historial de producción, PRH-002 U inferior	34
Figura 3.31. Historial de producción, PRH-011 BT	36
Figura 3.32. Historial de producción, PRH-008 T inferior.....	36
Figura 3.33. Historial de producción, PRH-020 U inferior	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Identificación del modelo del yacimiento.....	6
Tabla 3.2 Matriz de completaciones	20
Tabla 3.3 Matriz histórica de build up de arena T inferior	21
Tabla 3.4 Matriz resultado de interpretaciones actualizadas	24
Tabla 3.5. Declinación PRH-002 U inferior	35
Tabla 3.6. Declinación PRH-008 T inferior.....	35
Tabla 3.7. Declinación PRH-013 T inferior.....	36
Tabla 3.8. Declinación PRH-020 U inferior	38

CAPÍTULO I

1. Introducción

El petróleo, es considerado como el oro negro que, forma parte de las principales fuentes de energía a nivel mundial, dando impulso al progreso en la economía de quién lo tenga. Según los estudios realizados por la Doctora en economía Myriam Quiroa, indica que la industria petrolera representa el 2.5% del producto interior bruto mundial (PIB). (Quiroa, 2019). La Organización Mundial del Comercio (OMC) afirma que la industria petrolera en el Ecuador representó el 4,8 % del PIB en el 2017. (Comercio, 2017)

Por las dificultades económicas que atraviesa el país, se ha puesto el desafío de incrementar la producción de los campos petroleros. Conociendo de mejor forma las presiones del reservorio, se puede definir zonas que no han sido producidas o explotadas, en las cuales se ve tentado en explorar y explotar o aumentar zonas de drenajes por pozos cercanos en áreas de alta presión, también busca estimular pozos maduros. Por esta razón se realiza el estudio de cambios de presiones y permeabilidades extrapolando las presiones de las arenas productoras de cada pozo en la cual se realiza interpretaciones de la arena más productora para obtener data más real y precisa.

El campo Parahuacu forma parte de los 93 bloques petroleros que tiene el Ecuador, perteneciendo al bloque 56. Fue descubierto por la compañía Texaco-Golf, inició su producción en el año 1978 con 900 BPPD, teniendo un POES de 329.5 MMBls, ubicado en la provincia de Sucumbíos, formado por una estructura anticlinal alargada limitada por una falla, su producción se realiza principalmente de las arenas T inferior y U inferior, además posee 27 pozos perforados de los cuales 19 pozos se encuentran en producción.

El presente trabajo se lo realiza mediante extrapolaciones de cambios de presiones e interpretaciones de permeabilidades, que determina el comportamiento del reservorio durante toda la etapa de producción, revelando zonas que han sufrido cambios de presión y permeabilidad con respecto al tiempo. Los mapas isobáricos y de permeabilidad son herramientas capaces de proporcionar

información detallada de los cambios petrofísicos del reservorio, donde busca determinar el valor de la presión promedio estática actual, post producción, que permite calcular valores incluyendo el límite económico. En campos maduros, la extracción del crudo es complejo en comparación a los pozos con poco tiempo de producción y se requiere de un conjunto de herramientas y técnicas para mejorar la producción, provocando una mayor inversión. Con esta información se propone a la gerencia de activos, repotenciar pozos con baja productividad, favoreciendo a la economía del país.

1.2. Descripción del problema

El campo Parahuacu se encuentra ubicado sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca, que separa la cuenca del oriente en Ecuador y Perú hacia el sur de la cuenca Putumayo en Colombia. Ya que está en una zona formada por estructuras anticlinales alargadas limitadas por falla inversa, no cuenta con acuíferos laterales ni de fondo que aporte energía al fluido de formación, en la cual apunta a numerosos estudios para determinar el mejor método de levantamiento artificial. Debido a este problema existe una baja producción, y para mejorarlo se requiere de datos en pruebas de presiones (build up), conocer métodos y modelos que engloban el análisis e interpretación de dichas pruebas.

En la actualidad se presentan inconvenientes con pozos maduros que no cuentan con suficiente información para su respectivo análisis, dichos pozos han sido abandonados, cerrados o han tenido fallas operacionales que preferentemente optaron en dejar de registrar su actividad productiva. Si no se cuenta con un análisis para su abandono o cierre temporal existe la posibilidad que se presenten anomalías en cambios de presiones y temperaturas en el yacimiento, haciendo que se vuelva un peligro para la infraestructura, tanto en fondo como en superficie y al personal de trabajo.

1.2. Justificación del problema

Debido a la ubicación geográfica del campo, se sabe que su mecanismo de producción primaria es de expansión roca fluido, esta energía es débil y varía con el tiempo, es por ellos que se requiere desarrollar mapas de presión y permeabilidad para conocer:

- ¿Conocer pozos que tengan problema de permeabilidad y presión, que implique baja productividad?
- ¿En qué punto se puede aplicar un reacondicionamiento o recuperación para mejorada la producción de los pozos?

- ¿Qué pozos se puedan convertir de productores a inyectores para mantenimiento de presión de la arena?

El análisis de prueba de restauración de presión (build up), es la más empleada por los ingenieros en yacimientos debido a que se efectúa cuando el pozo ha sido cerrado temporalmente. Se realiza con caudal constante por un tiempo determinado y permite precisar; daño de formación, permeabilidad, presión estática del yacimiento, límites del yacimiento, presencia de fallas, geometría del yacimiento, interferencias en la producción del pozo, efectos de almacenamiento.

Este tipo de pruebas deben ser realizadas con un determinado tiempo previamente establecido por la empresa, tanto estatales como multinacional, deben contar con las respectivas interpretaciones de mapas de presión y permeabilidad, teniendo presente las condiciones actuales del yacimiento para evitar implementar métodos aleatorios, cuya finalidad es la de optimizar la producción; al no contar con las respectivas interpretaciones seguirán teniendo incremento de gastos excesivos operacionales.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Verificar la presión promedio estática actual del yacimiento y confirmar la permeabilidad efectiva de las arenas del campo Parahuacu con el fin de optimizar el desarrollo del campo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar una matriz histórica con los datos petrofísicos, geológicos, historial de producción, otorgados por Petroamazonas Ep.
- Analizar interpretaciones de los resultados en las pruebas build up de la arena Napo T inferior mediante el programa Saphir.
- Estimar presiones de cierre del año 2020 mediante extrapolaciones
- Realizar mapas de presión y permeabilidad por el programa OFM.

1.4. Marco teórico

Este campo fue descubierto en el año 1968 por la compañía Texaco-Golf iniciando la perforación de su primer pozo llamado PRH-001, debido a la falta de facilidades se conoce que en el año 1978 se perforó formalmente, completado a una profundidad de 10.173 ft, obteniendo una producción comercial de la arenisca “T” de 448 BPPD, teniendo un crudo de 31 °API considerado liviano y 0.2% BSW. (Baby, Patrice; Rivadeneira, Marco; Barragán, 2004).

Los reservorios principales del campo Parahuacu son; T inferior y U inferior, sus reservorios secundarios son; basal tena y T superior, en el 2017 se tenía 23 pozos perforados donde 14 son pozos productores y 9 pozos están cerrados, con una producción de 3159 BPPD, 12% BSW.(Ep, 2017). Los datos otorgados por Petroamazonas Ep, indica que en el año 2020 el campo Parahuacu consta de 27 pozos perforados, 19 en producción, 7 cerrados y 1 abandonado.

Para expresar el comportamiento volumétrico de los fluidos en función de presión y temperatura en un pozo petróleo se hace uso de las propiedades PVT. Durante la vida productiva del yacimiento se conoce que la temperatura tiende a permanecer constante y lo que varía es la presión, esto se debe a que el pozo comienza a depletarse. Este análisis es el principal para determinar comportamientos del fluido en yacimiento, en las líneas de flujos y en las facilidades.(Gonzalez, 2003).

Debido a la extensa información obtenida de cada pozo es necesario desarrollar una matriz en Excel que permite hacer arreglos de tal forma que se identifique los pozos con respecto a sus zonas de producción, donde se presenta trabajos de pruebas de producción, datos petrofísicos y geológicos, completaciones. Con la información organizada se puede escoger los pozos candidatos de estudio para la interpretación e interpolación de pruebas de restauración, posteriormente con el software se generar gráficas cuyas curvas nos indica el estado de cada pozo y del yacimiento.

Existen diferentes métodos de estudios que analizan y estiman los cambios de presiones promedio que ocurren en el yacimiento. En el artículo publicado en el 2003 por el PhD. Freddy H. Escobar en su análisis moderno de presiones de pozos, indica todas las técnicas existentes para interpretar pruebas de pozos, haciendo énfasis en el método más moderno publicado en el 1993 llamado Tiab's Direct Synthesis Technique (TDST), se obtiene una relación para estimar el daño causado por la

convergencia de flujo dual lineal a flujo pseudohemisférico y la posición del pozo. (Freddy Humberto Escobar, 2003).

En marzo del 2004, Freddy H. Escobar, Juan Navarrete y Dario Losada afirmaron que el mejor método que proporciona excelentes resultados para estimar datos derivados de la presión es la función Spline, donde realizaron un exhaustivo análisis de diferentes métodos tales como: Bourdet, Horne, Simons, Clark y Van Golf-Racht, polinomios de primer y segundo grado. La utilización del método en cualquier pozo ayuda a tener características fundamentales del yacimiento.(Freddy Humberto Escobar et al., 2004). Mientras que en agosto del mismo año se presentó un artículo SPE-88874-MS donde indica que las pruebas de presión deben realizarse significativamente teniendo en cuenta los límites extremos cerrados y abiertos y que no solo es necesario identificar estos tipos de sistemas, sino también desarrollar técnicas de interpretación adecuadas para determinar con mayor precisión cómo va evolucionando el yacimiento con respecto a la producción que tendrá toda la vida útil del pozo. Para la identificación de tales parámetros se hace el uso de técnicas convencionales como: análisis log-log y semi-log (presión vs tiempo), Horner y la derivada de la presión.(Freddy H. Escobar et al., 2004). En el 2008 el Msc Raúl Valencia corroboró esta información mediante la investigación de análisis moderno de pruebas de presión, en ese mismo año Fabio Correa aplicó estos métodos sobre interpretación de pruebas de presión tomadas en el campo Colorado en Bucaramanga (Colombia), utilizó técnicas de interpolación tipo Spline en la que llegó a suavizar la curva de datos obteniendo un mejor resultado, por lo consiguiente aplicó herramientas convencionales utilizando técnicas modernas de análisis, llegando a utilizar los mismos métodos que parecen en el artículo SPE-88874-MS, con la ayuda de software PanSystem® y F.A.S.T. WellTest para obtener un mejor análisis.

En el 2019 en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Marcos Useche y Francy Francose presentaron un método alternativo a la aproximación de Horner para el análisis multi-tasas de acumulación de presión, el artículo muestra una solución rigurosa para el caso de un análisis de prueba de acumulación con una producción de tasa no constante, complementa la teoría original propuesta por Horner. Esta metodología no calcula un tiempo de producción modificado, en cambio, mantiene el tiempo de producción real y calcula una producción variable tasa, que es una función del tiempo delta (Δt) para el análisis de acumulación o una función del tiempo (t_p) para la reducción análisis.(Freddy H. Escobar et al., 2004).

En Ecuador por lo general se hace el uso de dos softwares para el análisis de pruebas de presión y permeabilidad. Saphir y OFM, se utilizaron en el campo Drago el año 2018 para dicho análisis en la tesis presentado por Bryan Gonzales y en el campo Drago por Alex Chomorro y Jhonny Toalombo en el año 2019 en el campo Libertador. Con toda la información obtenida se determina el mejor método que se utilizará en la presente tesis con el fin de realizar mapas de presión y permeabilidad mediante pruebas de presión. Petroamazonas Ep utiliza el software Saphir para la obtención de gráficas Horner y la derivada, con ello se busca realizar el mejor ajuste de la curva de la derivada de Bourdet con el fin de obtener excelentes interpretaciones.

Se hace uso de los criterios de Dynamic Data Analysis realizado por Olivier Houzé - Didier Viturat - Ole S. Fjaere, en la cual uno de los análisis que se realiza en las interpretaciones es identificar el modelo del yacimiento. La Tabla 1.1 explica las distintas regiones de tiempo, Gingarten (1984) indica los elementos fundamentales independientes del uno con el otro a distintos tiempos; temprano (límites internos), medio (comportamiento del reservorio), tardío (límites externos).(Hechavarría, Rodney; López, 2013).

Tabla 1.1. Identificación del modelo del yacimiento

T I E M P O	Efecto de almacenamiento	Constante	- El más usado para las interpretaciones de pruebas de presión. - Asume constante al coeficiente de almacenamiento de pozo.(Gonzáles, 2013).	
		Variable	Se relaciona con el cambio de compresibilidad que existe en el fluido dentro del pozo o la redistribución de las fases de los fluidos.(Gonzáles, 2013).	
	Factor de daño	Provoca cambios en la permeabilidad y porosidad.	S=0	Sin daño
			S=+	Con daño
			S=-	Estimulado
	Efecto de penetración parcial	- Se da cuando el espesor abierto al pozo es menor al espesor total de la formación debido a un mal trabajo de completación. - Dependiendo de la completación se puede tener un flujo esférico, hemisférico o semiesférico.(Ahmed, Tarek; McKinney, 316 C.E.).		

T I E M P O M E D I O	Reservorios homogéneos/ Flujo radial infinito	- Este modelo asume que en toda la zona se tiene la mismo espesor, porosidad y permeabilidad. - Se lo reconoce por una extensión o tren plano en la derivada. - Distintivo en pozos completados en todo el intervalo del perforado.(Freddy Humberto Escobar, 2003).	
	Reservorios heterogéneos	Doble porosidad	- Formado por bloques de matriz rocosa. - Baja permeabilidad y alta capacidad de almacenamiento.(Houzé et al., 2011).
		Doble permeabilidad	- Tiene dos capas de permeabilidades diferentes. - Produce un flujo cruzado, generado un diferencial de presión.
		Reservorios compuestos	- Considera dos medios distintos en el reservorio. - Se utiliza para explicar un cambio radial de propiedades debido a la característica de la formación o un cambio de fluido.(G, 2015)
T I E M P O T A R D Í O	Falla sellante	- Restringe el paso de flujo de manera ortogonal hacia la falla. - El flujo se convierte en semi-radial.	
	Falla de sellado simple	- Es una falla de sellado simple de extensión infinita. - Se duplica la pendiente semilogarítmica después de cierto tiempo y la derivada se estabiliza al doble del nivel original.(Houzé et al., 2011).	
	Dos fallas intersecante	- Ángulo de intersección entre las fallas puede tomar valores hasta 180°. - Limita área de drenaje.	
	Dos fallas paralelas	- Denominada reservorios de canales. - Distanciadas ortogonalmente. - Sera homogéneo directamente si el pozo se encuentra muy equidistante de las dos fallas.	
	Sistemas cerrados	- Tasa de disminución de presión es proporcional a cualquier tiempo en cualquier punto del reservorio.(G, 2015). - Se interpreta cuando se han realizado pruebas largas en reservorio pequeño. - Asume que se trata de un reservorio circular.	
	Presión constante	- Existe un soporte de presión grande que mantiene la presión constante. - La presión se estabiliza durante los periodos de extracción y cierre por ende la derivada tiende a cero.(Gonzáles, 2013).	

Existe una herramienta para diferenciar los tipos de regímenes de flujo en gráficos log-log y así determinar las condiciones del yacimiento. Son 10 patrones que se puede tener; radial, esférica, hemisférica, lineal, bilineal, pseudohemisférica, compresión/expansión, estado estable, doble porosidad o permeabilidad y pendiente doblada. (Paulina & Andrade, 2019). Se ilustra en la figura 1.1

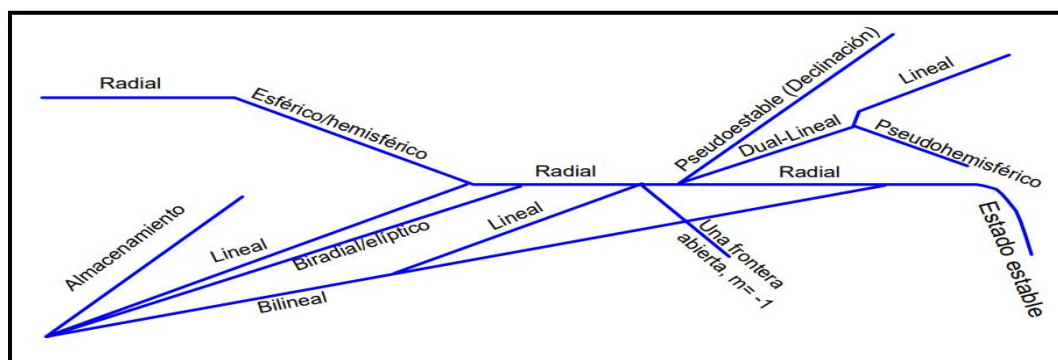


Figura 1.1. Herramienta de identificación de regímenes de flujo.

Para hacer las gráficas de Horner, aplicar la derivada y hacer mapas de presión y permeabilidad se hace uso de dos herramientas digitales. Saphir es un software PTA estándar, desarrollado por Kappa y utilizado por casi todas las principales compañías petroleras. Tiene una interfaz fácil e intuitiva donde se analiza datos de cierre de alta frecuencia y resolución. (KAPPA - Resumen de Saphir, n.d.). El software OFM fue creada por schlumberger para los ingenieros de yacimiento y producción, permitiéndoles tener una vigilancia de los pozos petroleros, mediante una interfaz de fácil uso, donde les permite tener valores para analizar y modificar datos de yacimiento y producción, con la finalidad de aumentar la producción, poseen una plataforma que sirve de repositorio corporativo lo que permite ser utilizado por del personal de la empresa desde el lugar de trabajo o desde sus hogares. (Schlumberger, 2019)

CAPÍTULO II

2. Metodología

2.1. Tipo de estudio

El presente estudio técnico es de tipo analítico-descriptivo, debido a que se realizó una descripción, compilación de información de las completaciones y pruebas de build up realizadas durante toda la vida productiva del campo en cada una de sus arenas productoras; se conoce que la arena más productora es Napo Ti y por eso se realizó un análisis de pruebas más exhaustivo, con el fin de determinar las zonas más eficientes para realizar trabajos con el fin de optimizar la producción del campo Parahuacu.

2.2.Muestra

La muestra constó del 96,3% de todos los pozos que hay en el campo, tanto productores como cerrados. Se tiene información desde el inicio de la producción del campo (año 1978) hasta la actualidad; con la base de datos se realizó una matriz histórica, se interpretó los resultados obtenidos y se extrapoló presiones del reservorio.

2.3.Procesamiento y Análisis de Información

2.3.1 Compilación de datos

La recopilación y organización de información ayuda a optimizar el proceso del presente caso de estudio. En este punto se recopiló información de todos los pozos del campo Parahuacu que consta de 27 pozos perforados de los cuales se tiene 58 completaciones y 39 pruebas de build up. Se creó matrices para organizar de mejor forma el ingreso los datos en los softwares Saphir y OFM.

Se usó Microsoft Excel para la compilación de datos del campo Parahuacu.

Los datos de completaciones se organizaron de la siguiente manera:

- Campo
- Pozo
- Nomenclatura PAM

- Reservorio
- Fecha de inicio-Fecha fin
- Pws sensor (psi), Pws (psi)
- Pwf sensor (psi), Pwf (psi)
- Permeabilidad (mD)
- °API
- SG oil
- Gradiente
- Preservorio

Los datos de las pruebas de restauración se organizaron de la siguiente manera

- Historial de producción
- Historial de reacondicionamiento de pozos
- Diagramas de completación
- Pruebas PVT
- Pruebas de presión Build up
- Datos petrofísicos

2.3.2 Organización de información

Debido a la extensa base de datos que se maneja, existe la probabilidad de confusión en cómo se hará el análisis de la información, para ello fue necesario tener claro aspectos fundamentales en la interpretación de la información. A continuación, se describe los pasos que se realizó en la presente investigación.

1. Se reconoció el problema; en este caso se buscó información o resultados de pruebas de presión, datos petrofísicos, pvt con respecto a los parámetros establecidos para el campo y se analizó los datos obtenidos de dicha prueba para verificar la veracidad de los resultados.
2. Diseño organizacional de información: aquí se aplicó el software Microsoft Excel que ayuda a ordenar y procesar datos.
3. Se depuró la base de datos y se seleccionó datos que contenga la información necesaria para continuar con el proceso.

4. Se usó estadística descriptiva para pasar los datos numéricos a gráficos.
5. Se llevó a cabo el análisis de las gráficas o curvas de las pruebas de build up realizadas en cada pozo.
6. Se extrapoló datos de presión de reservorio incorporando las presiones obtenidas en análisis de pruebas de build up para llegar a una presión promedio para final del año.
7. Conclusión que se da para cada pozo.

2.3.3 Extrapolación de presiones

Con las presiones obtenidas en la data de completaciones, en cada pozo y arena proporcionada por la empresa y las interpretaciones realizadas en la arena Napo T inferior, se graficó con el fin de extrapolar la recta de tendencia y lograr obtener un valor de presión estimada hasta diciembre del año 2020.

2.3.4 Ingreso de datos a Saphir

- Abrir programa Saphir v5.30.03

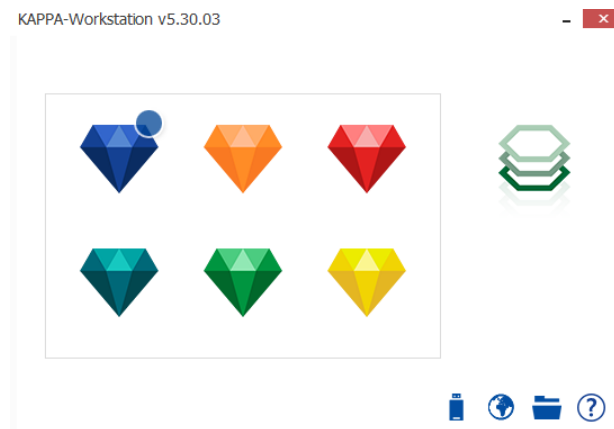


Figura 2.1. Ingreso a software Saphir

- Ingresar hora y fecha de prueba de presión

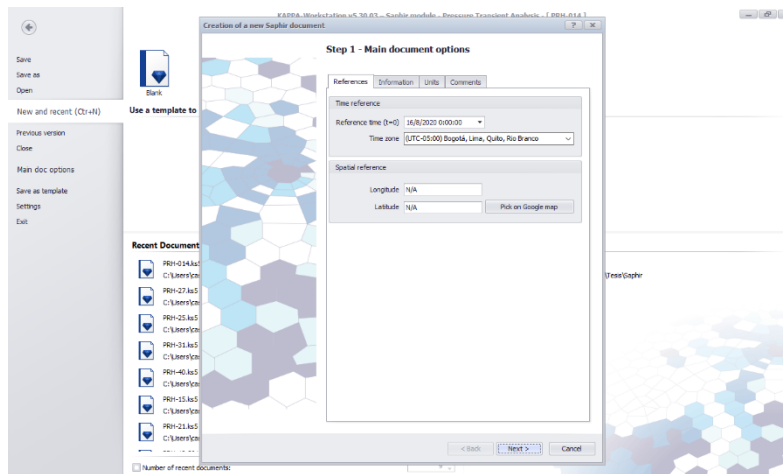


Figura 2.2. Crear nuevo análisis

- Ingresar información de numero de pozo, nombre de prueba, etc

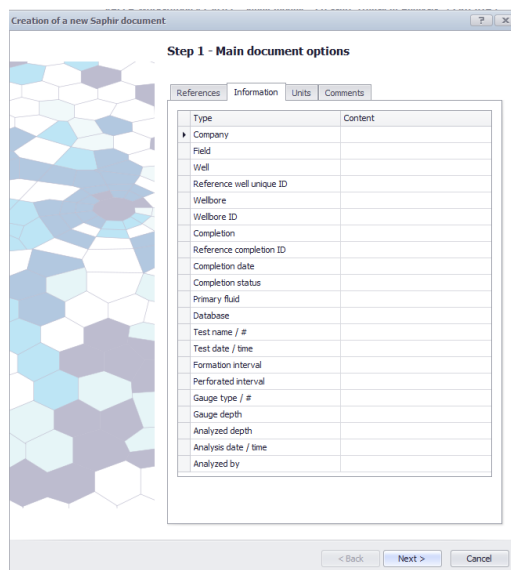


Figura 2.3. Ingreso de información básica

- Ingresar valores de: radio del pozo, zona de pago, compresibilidad de la roca, porosidad, top del reservorio.

Creation of a new Saphir document

Step 2 - First analysis: main options and parameters

Name: Analysis 1

Type: ☒ Standard ☐ Interference ☐ Minifrac

Reference well: Tested Well

☐ Multi-layer

Test parameters

Well radius: 3.60000 in

Pay zone: 30.0000 ft

Rock compressibility: 3.00000E-6 psi⁻¹

Porosity: 0.1

Top reservoir depth: 6000.00 ft

< Back Next > Cancel

Figura 2.4. Ingreso de datos del pozo

- Seleccionar tipo de fluido analizar.

Creation of a new Saphir document

Step 3 - First analysis: PVT and diffusion process

PVT

☒ Single phase ☐ Multiphase

Reference fluid: Oil

☐ Define advanced PVT:

Diffusion

☐ Relative permeability:

☐ Unconsolidation:

☐ Desorption:

< Back Next > Cancel

Figura 2.5. Ingreso de definición de proceso

- Ingresar datos: factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad total, saturación de agua.

Creation of a new Saphir document

Step 4 - First analysis: analytical parameters

Linearized PVT properties

☐ Use pseudos

Formation volume factor B: 1.00000 B/STB

Viscosity μ : 1.00000 cp

Total compressibility

Total compressibility ct: 3.00000E-6 psi⁻¹

Sw: 0.00000 Fraction

Multiphase flow

☐ Use Perrine

☐ Use Kr

< Back Next > Cancel

Figura 2.6. Ingreso de parámetros analíticos

- Seleccionar parámetros numéricos

Creation of a new Saphir document

Step 5 - First analysis: numerical parameters

Problem definition

Common functionalities

☐ Non uniform parameters

☒ Vertical anisotropy

☐ Horizontal anisotropy

Rubis license required

☐ Load horizons

☐ Load from geomodeler

☐ Property sets

☐ Improve on multiple wells

☐ Faults with throws

Nonlinear diffusion

Common functionalities

☐ Use real PVT

☐ Non Darcy flow

☐ Unconsolidation

☐ Allow aquifers

☐ Desorption

☐ Immobile water

Rubis license required

☐ Temperature modeling

☐ Gravity

☐ Confined PVT

< Back Next > Cancel

Figura 2.7. Selección de parámetros numéricos

- Seleccionar tipo de modelo inicial

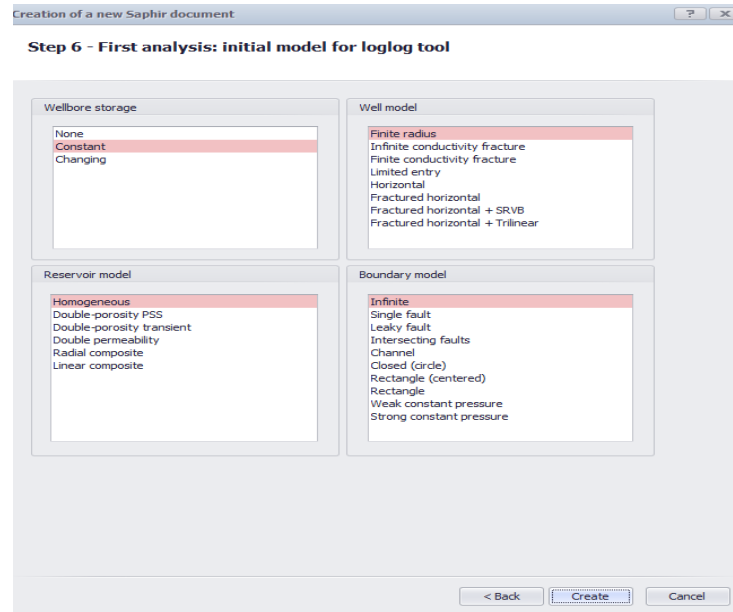


Figura 2.8. Selección de modelo de pozo

- Ingresar data de presión y caudal

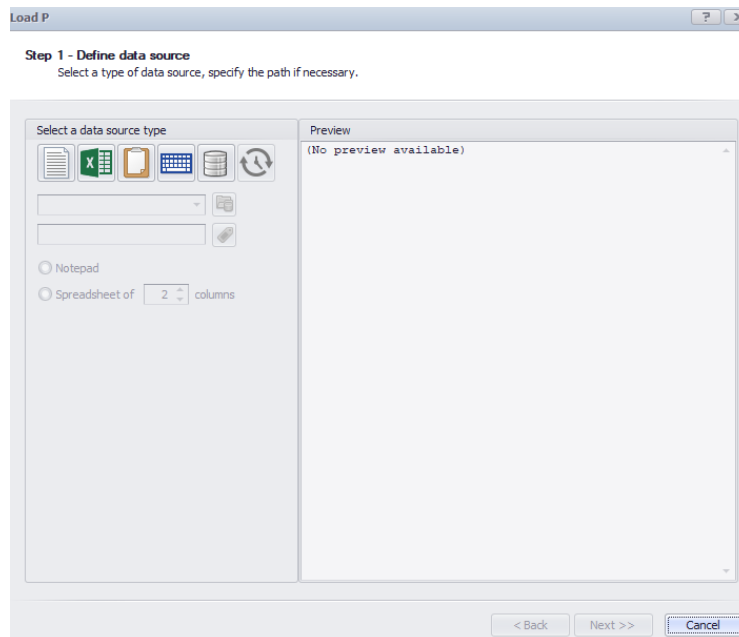


Figura 2.9. Ingreso de data de presión y permeabilidad

- Generar gráfico de derivada y ajuste

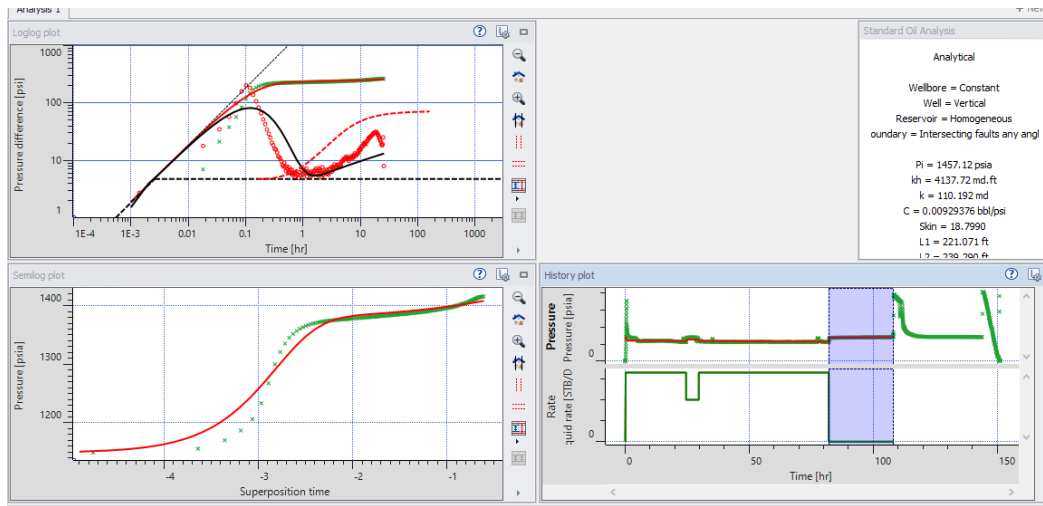


Figura 2.10. Generación de gráficos

2.3.5. Análisis para la construcción de mapas de presión y permeabilidad

Para la construcción de los mapas de presión y permeabilidad se hace uso de los resultados obtenidos de interpolación con respecto a P_{ws} , como datos de entrada se utiliza las interpretaciones de pruebas de build up, para tener una mayor cantidad de datos representativos. Esto ayuda a determinar zonas de altas y bajas permeabilidades y las presiones estáticas de las arenas productoras del campo.

2.3.6 Generar mapas de presión y permeabilidad con OFM

- Abrir software OFM

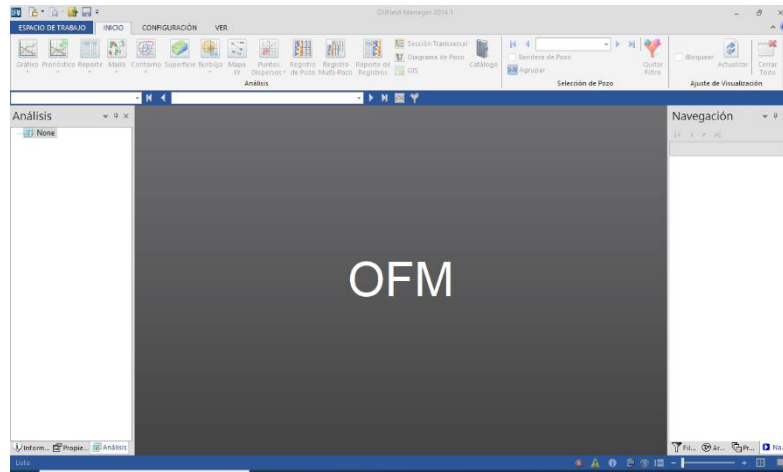


Figura 12.11. Ingreso a software OFM

- Ingresar base de datos proporcionada por PAM

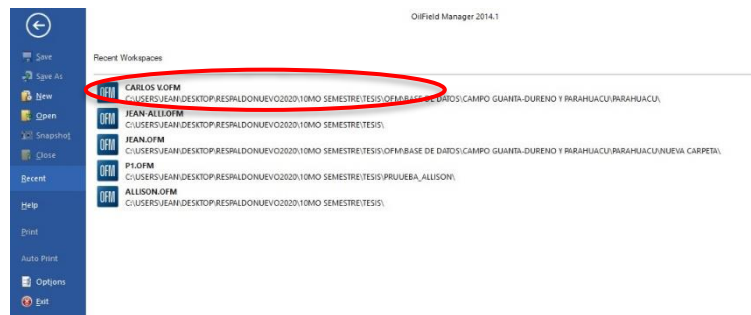


Figura 2.12. Ingreso de base de datos

- Crear base de datos de presiones y permeabilidades

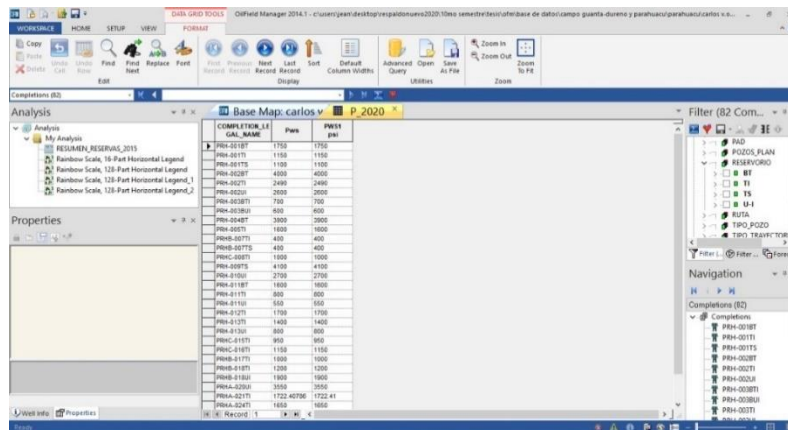


Figura 2.13. Creación de base de datos de presión y permeabilidad

- Seleccionar “Grid” para graficar mapas

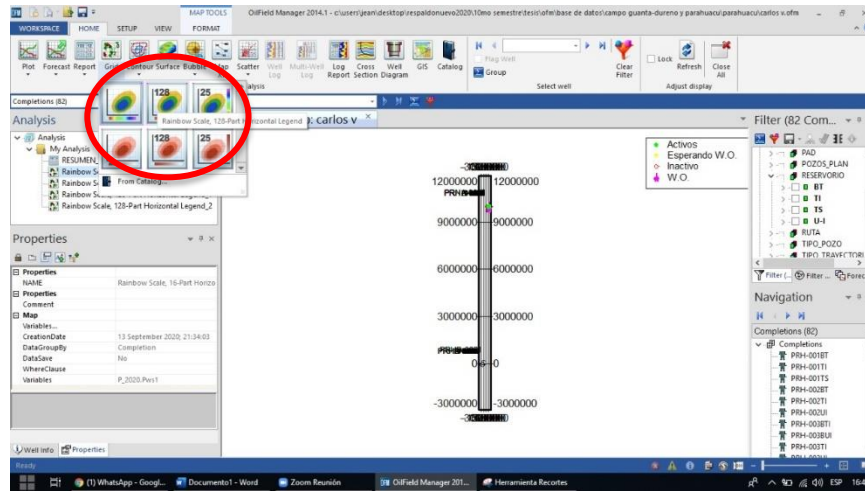


Figura 2.14. Graficar mapas

CAPÍTULO III

3. Resultados y análisis

3.1. Resultados estadísticos

El presente trabajo se basó de 58 completaciones de las arenas correspondiente a BT, Napo Ti, Ts, Ui y Hs; en el gráfico 3.15 se especifican el número de completaciones de cada una de ellas. Debido a que Napo Ti es la arena con mayor producción se realizó una nueva interpretación actualizada de las pruebas de build up en el software Saphir, fueron hechas desde el año 1988 hasta el año 2019, contando con un total de 39 pruebas en 26 pozos analizados. De estas 39 pruebas, 24 fueron utilizadas y 15 fueron dadas de baja debido a la falta de información.



Figura 3.15. Total de completaciones del campo



Figura 3.16. Total de completaciones en porcentaje

3.2. Matriz de completaciones

La tabla 3.2 muestra todas las completaciones mencionadas en el punto anterior. Por medio de aplicación de fórmulas se obtuvo la presión estática a mediados de los punzonados.

Tabla 3.2 Matriz de completaciones

Campo	Pozo	Nomenclatura PAM	Reservorio	Fecha	Fecha final	Pws (sensor) (psi)	Pws (psi)	Pwf (sensor) (psi)	Pwf (psi)	Permeabilidad (md)	q _{Api}	Grad	pws1
PARAHUACU	PRH-001	PRH-001TS	TS	7/9/2011	18/9/2011	1306	1338,7	522	554,7	2	31,3	0,377979566	1338,695232
PARAHUACU	PRH-001	PRH-001BT	BT	22/7/2013	25/7/2013	3004	3091	2885	2959	929	18	0,424620219	6757,430426
PARAHUACU	PRH-001	PRH-001TI	TI	22/6/1988	22/6/1988	-	2388	-	1555	29,39	28	0,405316689	2789,46618
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002UI	UI	18/4/1984	18/4/1984	2617	2933	460	776	13	31	0,378564781	2933,290875
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002BT	BT	29/3/1992	29/3/1992	2718	2770	724	729	55	26	0,421831349	2934,821313
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002Hs	H SUPERIOR	19/5/1995	19/5/1995	2655	3161	1252	1271	36	31	0,37855521	2674,306157
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002TI	TI	16/1/1992	16/1/1992	2594	3205	916	1261	21	32	0,382691306	2950,859643
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002UI	UI	24/4/1992	24/4/1992	1712	1773	473	535	7	30	0,386957211	1776,428376
PARAHUACU	PRH-002	PRH-002UI	UI	14/1/1998	14/1/1998	1911	2363	985	1269	26	31,8	0,375275254	2199,023757
PARAHUACU	PRH-003B	PRH-003BUI	UI	30/6/2002	1/7/2002	2637	2720	860	942	43	27,3	0,399619779	2719,321674
PARAHUACU	PRH-003B	PRH-003BTI	TI	4/4/2002	5/4/2002	2500	2555	2141	2196	1340	21,8	0,417278368	2555,289384
PARAHUACU	PRH-003B	PRH-003BTI	TI	5/1/2004	8/1/2004	1292	1437	761	906	79,9	30,4	0,413496813	5340,340552
PARAHUACU	PRH-003B	PRH-003BTI	TI	12/2/2005	16/2/2005	1258	1349	1044	1135		27,2	0,399882211	1349,373085
PARAHUACU	PRH-003B	PRH-003BTI	TI	7/3/2006	7/3/2006	727	819	505	597	19,28	33,9	0,373064089	4379,483963
PARAHUACU	PRH-004	PRH-004BT	BT	23/6/2010	25/6/2010	625	639	448	462	10,9	33	0,372623349	3915,45048
PARAHUACU	PRH-004	PRH-004BT	BT	9/4/1995	9/4/1995	1298	1387	1015	1073	60	18	0,410296312	4921,121586
PARAHUACU	PRH-004	PRH-004BT	BT	22/11/1995	22/11/1995	1547	1663	682	725	49	18	0,412980878	5193,82764
PARAHUACU	PRH-004	PRH-004BT	BT	22/1/1988	22/1/1988	1247	1280	286	319	81,19	21,5	0,411231813	1247,205616
PARAHUACU	PRH-004	PRH-004UI	U	7/11/1997	8/11/1997	-	1815	-	889	289	27	0,38655836	1860,227328
PARAHUACU	PRH-005	PRH-005TI	TI	30/5/1988	30/5/1988	-	3070	-	1932	223	31	0,382517424	7321,68117
PARAHUACU	PRH-005	PRH-005TI	TI	23/12/1991	26/12/1991	2550	2678	1958	2000	220	30	0,380368134	2953,57059
PARAHUACU	PRH-006	PRH-006TI	TI	24/1/2019	24/1/2019	1189	1247	400	730	10,27	31,2	0,411520195	1473,566215
PARAHUACU	PRH-007	PRH-007TS+PRH-007	TS + TI	24/11/2004	24/11/2004	1381	1796	266	682	6,47	32,20	0,377759796	1794,646976
PARAHUACU	PRH-007	PRH-007BT	BT	10/9/1997	11/9/1997	3037	3359	860	896	75	19,8	0,405341986	6595,90264
PARAHUACU	PRH-008	PRH-008TI	TI	14/2/2008	16/2/2008	1505	1583	994	1072	10,5	32	0,375249266	5160,303099
PARAHUACU	PRH-008	PRH-008TI	TI	17/12/1997	17/12/1997	3300	3362	1550	1612	-	32	0,374737003	3362,206343
PARAHUACU	PRH-009	PRH-009TS	TS	20/1/2004	20/1/2004	2512	2637	729	854	5,05	32,1	0,420097737	6594,089713
PARAHUACU	PRH-009	PRH-009TS	TS	12/10/2007	14/10/2007	2325	2345	1032	1052	14,5	32,5	0,382600678	6042,730783
PARAHUACU	PRH-010	PRH-010UI	UI	24/7/2008	27/7/2008	2804	2863	1553	1612	73	33,5	0,380472325	6409,736227
PARAHUACU	PRH-010	PRH-010UI	UI	15/1/2014	16/1/2014	1636	1718	1410	1492	112	31,1	0,435190298	5760,298457
PARAHUACU	PRH-010	PRH-010UI	UI	2/1/2014	4/1/2014	1675,6	1794,9	230,8	350	20,8	31,1	0,441417403	5858,912727
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011BT	BT	10/2/2015	12/2/2015	2646,36	2731	1585,9	1670,9	205	19,9	0,429343691	2733,516769
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011BT	BT	24/3/2018	29/3/2018	931	991	132	193	75,8	12,6	0,432553027	994,152742
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011TI	TI	19/8/2008	22/8/2008	1561	1634	1362	1435	410	32,7	0,378870674	1633,932605
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011UI	UI	7/9/2008	9/9/2008	1481	1657	1208	1384	385	33	0,393727699	1659,752375
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011UI	UI	4/5/2009	6/5/2009	1377	1432	981	1036	7,5	31,5	0,437147001	1434,266257
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011UI	UI	27/5/2014	31/5/2014	4245	4269	1212	1236	3,2	32,1	0,429805963	4269,069134
PARAHUACU	PRH-011	PRH-011UI	UI	6/6/2014	11/6/2014	1766	1789	870	893	1,22	30,4	0,403252825	1788,582158
PARAHUACU	PRH-012	PRH-012TI	TI	27/9/2008	30/9/2008	1485	1582	1168	1265	150	31,8	0,402177227	5393,760466
PARAHUACU	PRH-012	PRH-012TI	TI	13/1/2009	14/1/2009		1305		811	70,7	32,2	0,375858164	246,5629555
PARAHUACU	PRH-012	PRH-012TI	TI	22/2/2014	24/2/2014	1030	1127	945	1040	114	32	0,413979993	1130,183158
PARAHUACU	PRH-012	PRH-012TI	TI	10/2/2014	12/2/2014	1114	1158	327	371		32,2	0,429534115	1158,242014
PARAHUACU	PRH-013	PRH-013TI	TI	12/10/2008	15/10/2008	1553	1582	1207	1297	29	33	0,398011948	5419,686076
PARAHUACU	PRH-013	PRH-013UI	UI	22/10/2008	24/10/2008	1821	1903	1631	1713	250	32	0,415497224	5777,780066
PARAHUACU	PRH-013	PRH-013UI	UI	30/10/2011	30/10/2011	913	960	372	435	15,8	32	0,4466587	5166,530803
PARAHUACU	PRH-013	PRH-013UI	UI	20/9/2012	20/9/2012	3370	3411	604	644	29,3	32,9	0,384034451	7027,160074
PARAHUACU	PRH-013	PRH-013UI	UI	1/5/2013	1/5/2013	820	860	642,5	682	34	32,9	0,374375512	4385,178004
PARAHUACU	PRH-015	PRH-015TI	TI	10/7/2010	14/7/2010	1456	1564	1128	1236	63	32	0,410697852	1564,218884
PARAHUACU	PRH-016	PRH-016TI	TI	2/11/2010	8/11/2010	1417	1501	1138	1222	75	32	0,389916555	1501,221976
PARAHUACU	PRH-017D	PRH-017TI	TI	8/9/2010	16/9/2010	1708	1800	1080	1172	57,4	31,8	0,375997468	5500,498465
PARAHUACU	PRH-018D	PRH-018TI	TI	8/12/2010	16/12/2010	1404	1473	1259	1328	110	32	0,422684801	1473,108965
PARAHUACU	PRH-018D	PRH-018TI	TI	7/5/2011	12/5/2011	1403	1448	1250	1295	16,6	33	0,374099891	1448,079037
PARAHUACU	PRH-018D	PRH-018UI	UI	27/5/2014	31/5/2014	1610	1740	791	921	73,1	32	0,375878617	5256,210527
PARAHUACU	PRH-020D	PRH-020UI	UI	1/7/2015	9/7/2015	1877	1903	301	327	34,5	31,5	0,417179987	5897,989304
PARAHUACU	PRH-024	PRH-024TI	TI	15/6/2015	18/7/2015	1529	1619	1048	1139	17,4	32,2	0,434557292	1623,73349
PARAHUACU	PRH-027	PRH-027BT	BT	1/11/2019	4/11/2019	4617	4669	3556	3608	54,86	20,2	0,40874429	4675,041689
PARAHUACU	PRH-027	PRH-027UI	UI	20/10/2019	25/10/2019	3250	3253	2559	2734	53		0,457014691	3376,136055
PARAHUACU	PRH-040	PRH-040TI	T PRINCIPAL	29/11/2013	1/12/2013	1761	1854	1168	1260	257	29,8	0,390979343	5666,101677

3.3. Matriz histórica de build up de la arena Ti

Se desarrolló una matriz histórica con el objetivo de plasmar datos petrofísicos e información sobre las fechas de los build up realizados desde los inicios de cada pozo, también sirvió para ingresar parámetros iniciales en el software Saphir, para posterior generar gráficas y realizar los respectivos análisis.

Tabla 3.3 Matriz histórica de build up de arena T inferior

INFORMACIÓN INICIAL							DATOS PETROFÍSICOS									
Pozo	Arena	Fecha de inicio	Fecha fin	# Build up	top	bottom	Rw [ft]	Pay zone	Porosidad Φ	Bo	Viscosidad (μo)	Compresibilidad (Ct)	Sw	API	BSW	Data
PRH-001	TI	22/6/1988	22/6/1988	1	9747,5	9790,7	0,3542	43,2	19	1,190033	3,2	8,30E-06	0,213	28	30	SI
	TI	7/9/2011	18/9/2011	1	9747,5	9790,7	0,3542	43,2	19	1,19	0,8499	2,795E-04		31,3	2.2	NO
PRH-002	TI	16/1/1992	16/1/1992	1	9612,2	9664	0,41145	51,8	12,9	1,147	1,7	8,00E-06	0,188	32	10	SI
PRH-003B	TI	4/4/2002	5/4/2002	1	9791,2	9812,9	0,3542	21,7	17,1	1,1286	3,22	1,46E-05	0,098	21,8	32	NO
	TI	5/1/2004	8/1/2004	1	9791,2	9812,9	0,3542	21,7	17,1	1,19456	0,731083	1,66E-04		30,4	46	SI
	TI	12/2/2005	16/2/2005	1	9791,2	9812,9	0,3542	21,7	17,1	1,3042	1,796	DF		27,2	21	SI
	TI	7/3/2006	7/3/2006	1	9791,2	9812,9	0,3542	21,7	17,1	1,2802	0,78	7,47E-04		33,9	3	SI
PRH-05	TI	30/5/1988	30/5/1988	1	9704	9720	0,3542	18	15	1,3006	1,1	8,30E-06	0,118	31	7	SI
	TI	22/12/2006	23/12/2006	1	9704	9720	0,3542	17	14	1,3042	1,796	DF		27		NO
PRH-07	TI	29/11/2004	29/11/2004	1	9668	9731,6	0,3542	63,6	15,1	1,25	1,101	1,95E-05	0,138	32,2	20,6	NO
PRH-08	TI	14/2/2008	16/2/2008	1	9714,5	9776,2	0,3542	61,7	14,3	1,1949	0,69	2,50E-05	0,195	32	0,6	SI
PRH-09	TI	15-oct-13	19/10/2013	1	9760,8	9779,6	0,3542	20	34,2	1,3042	1,796	DF	0,7	34,2		SI
PRH-11	TI	19/8/2008	22/8/2008	1	9707,5	9757	0,3542	49,5	14,4	1,2024	0,65	2,50E-05	0,158	32,7	7	SI
PRH-12	TI	27/9/2008	30/9/2008	1	9697,2	9738,3	0,3542	41,1	16,7	1,2005	0,7	2,47E-05	0,147	31,8	34	SI
	TI	13/1/2009	14/1/2009	1	9697,2	9738,3	0,3542	41,1	16,7	1,301	0,7	2,47E-05		31,8		NO
	TI	10/2/2014	12/2/2014	1	9697,2	9738,3	0,3542	41,1	16,7	0,98	1,59	2,47E-05		32,2	69	SI
	TI	21/2/2014	23/2/2014	1	9697,2	9738,3	0,3542	41,1	16,7	1,3042	1,769	2,47E-05		32,2	49	SI
	TI	10/19/2019	10/19/2019	1	9697,2	9738,3	0,3542	41,1	16,7	1,3042	1,769	2,47E-05		32,2		SI
PRH-13	TI	12/10/2008	15/10/2008	1	9701,3	9753	0,41145	32	14,5	1,2045	0,6	2,53E-05	0,148	33	31	SI
PRH-14	TI	20/2/2019	24/2/2019	1	9536	9722	0,3542	31	12,47	1,3042	1,796	DF	0,183	33,2	35	SI
PRH-015	TI	10/7/2010	14/7/2010	1	10084	10136	0,3542	36,5	11,8	1,3042	0,597	2,75E-05	0,226	32	21	NO
		14/7/2015	14/7/2015	-			0,3542			1,3042	0,597	DF		34,2	-	NO
PRH-016	TI	2/11/2010	8/11/2010	1	10044,5	10091	0,3542	37,75	11,9	1,2919	0,6524	2,73E-05	0,277	31,5	19	SI
PRH-017	TI	7/9/2010	16/9/2010	1	10066,1	10126	0,3542	47,28	17,4	1,16	1	1,81E-05	0,189	31,8	1	NO
		16/9/2010	19/9/2010	1			0,3542			1,16	0,91	2,56E-04		31,8	1	NO
PRH-018	TI	12/5/1995	12/5/1995	-	9860,9	9930	0,3542	59	15,2	1,1871	0,7905	DF	0,197	30	-	NO
	TI	8/12/2010	16/12/2010	1	9860,9	9930	0,3542	59	15,2	1,2181	0,7769	2,65E-05		32	60	SI
	TI	7/5/2011	12/5/2011	1						1,2233	0,6382	4,51E-06		33	0,2	SI
	TI	21/2/2019	24/2/2019	1	9860,9	9930	0,3542	59	15,2	1,3001	0,5402	1,56E-05		35	-	SI
	TI	7/3/2019	11/3/2019	1			0,3542			1,3001	0,5402	1,56E-05		35	-	SI
PRH-021	TI	2/3/2015	4/3/2015	1	9926	9960	0,3542	20,5	12,8	1,3042	1,796	DF	0,439	28,1	92	SI
PRH-023	TI	3/8/2019	8/5/2019	1	11082	11146	0,3489	6,5	10	1,2789	1,297	DF		32,1	-	SI
PRH-024	TI	15/6/2015	19/6/2015	1	10056,5	10109	0,3542	24,75	14,4	1,2319	0,75	2,43E-04	0,268	32,2	75	SI
PRH-025	TI	8/12/2011	10/12/2011	1	9873	9961	0,3542	6	10	1,2789	1,297	DF	0,35	32,1	37	SI
PRH-027	TI	7/10/2019	18/10/2019	1	9674,748	9715,439	0,33542	13,374	11	1,3589	1,487	DF	0,476	32,1	100	NO
PRH-030	TI	3/5/2019	3/5/2019	1	9793	9868	0,3542	68,5	12,5	1,2529	1,5	DF	0,18	29,9	-	NO
PRH-031	TI	23/4/2020	23/4/2020	1	11998,42	12035,28	0,3489	20,5	14	1,2629	1,796	DF	0,22	32,1	-	NO
PRH-040	TI	29/11/2013	31/12/2013	1	9969,1	9994,7	0,3542	23,6	12,7	1,3	0,6382	4,51E-06	0,32	29,8	14	SI
		1/12/2014	1/12/2014	1	9969,1	9994,7	0,3542	23,6	12,7	1,3	0,6382	DF		32,5	4	NO

De esta matriz histórica se observó que solo se tenían 23 pozos en la arena Napo Ti con 39 pruebas de restauración de las cuales 24 pruebas constaban con suficiente información y su respectiva data, se ingresó la información de la matriz en el software Saphir y posterior se realizó las interpretaciones mediante el ajuste de la curva de derivada.

3.4. Nuevas interpretaciones

De las 24 pruebas de build up analizadas en el software se tuvo que PRH-030 no alcanza el flujo radial, por ende, fue eliminada de los resultados.

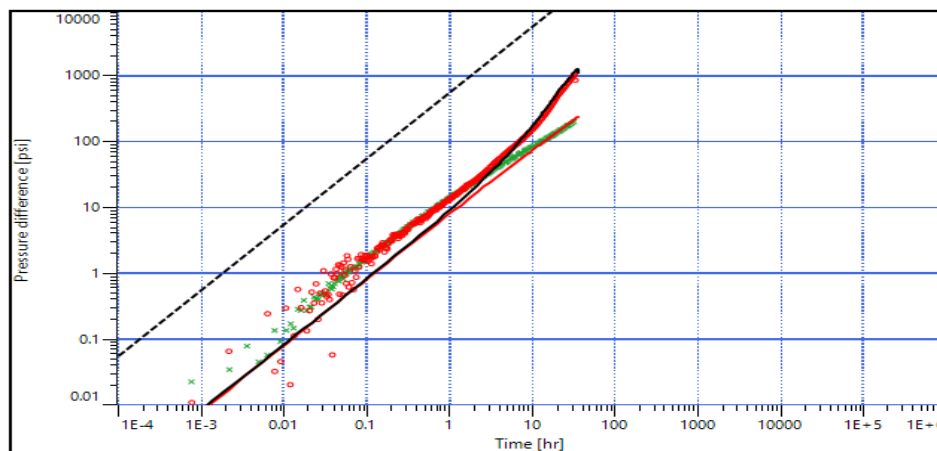


Figura 3.17. Interpretación de PRH-030, T inferior

Entre los mejores ajustes en curva de la derivada se tienen los pozos PRH-008, PRH-012, los demás análisis se presentan en el Anexo No.1

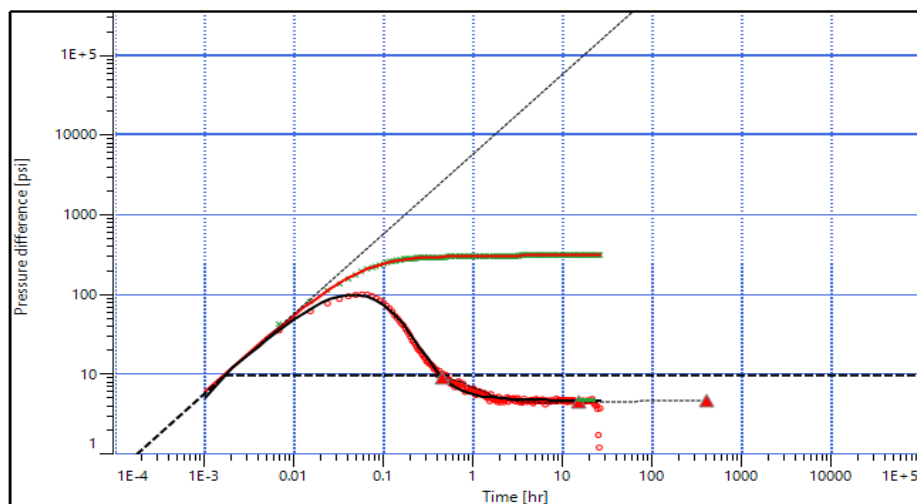


Figura 3.18. Interpretación de PRH-008, T inferior

Se puede observar que PRH-008 perteneciente a la arena Napo Ti, tiene un almacenamiento constante con un modelo de reservorio homogéneo y limite circular cerrado.

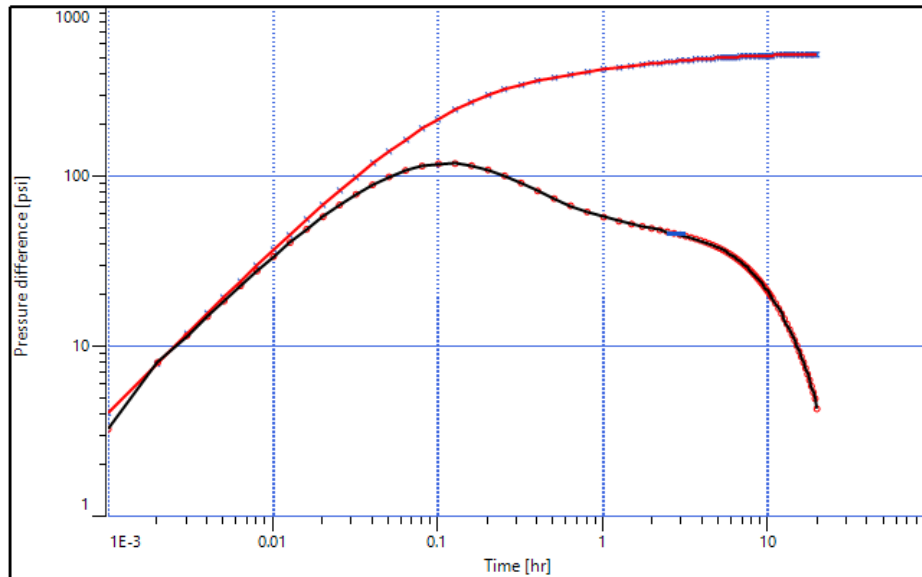


Figura 3.19. Interpretación de PRH-012, T inferior

Se observa que PRH-012 tiene un almacenamiento constante con un modelo de reservorio radial y limite infinito.

3.5. Matriz resultado

Después de compilar datos, se realizaron los respectivos ajustes en la curva de la derivada, se obtuvieron los resultados generados por el software Saphir y se los clasificó de tal manera que facilite la interpretación. P(MD) es la presión a la mitad de los punzonados que se ingresó a OFM. Se desarrolló esta matriz con la finalidad de tener la información organizada y sea accesible al momento de necesitar cualquiera de estos valores.

Tabla 3.4 Matriz resultado de interpretaciones actualizadas

GENERALIDADES										DERIVADA				HORNER						INTERPRETACIÓN			
POZO	FECHA	ARENA	API	Gravedad específica	densidad	porosidad	Gradiente	Espesor	Prof. Sensor	Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)	Skin	Pi (psi)	kh (md.ft)	k (md)	Skin	P (MD)	Longitud (ft)	Almacenamiento	Pozo	Modelo de reservorio	Limite
PRH-001	22/6/1988	Ti	28	0,89	0,89	0,19	1,01	43,20	9769,1	2387,6	558,315	12,924	4,39033	2367	581,226	13,4543	4,64772	2431,229581	153,2955	Variable	Vertical	Homogéneo	Circular
PRH-002	16/1/1992	Ti	32	0,87	0,87	0,13	1,05	51,80	9638,1	2468,23	30,8957	0,596442	-0,0438735	2581,66	13,1645	0,25414	-1,72924	2522,75858	22,41	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito
PRH-003	5/1/2004	Ti	30,4	0,87	0,87	0,17	1,02	21,70	9802,05	1311,52	1275,14	58,7622	21,4106	1301,66	1378,26	63,5145	23,5749	1333,676786	929,462	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla
	12/2/2005	Ti	27,2	0,89	0,89	0,17	1,02	21,70	9802,05	758,266	521,434	240,292	2,23472	736,186	353,85	163,064	0,541092	780,4517555		Constante	vertical	Homogéneo	Falla paralela
PRH-05	30/5/1988	Ti	31	0,87	0,87	0,18	1,01	16,00	9712	1763,99	1480,43	82,2461	9,55	1752,94	1399,42	77,7457	8,37602	1780,212578	265,712	Variable	vertical	Homogéneo	falla intersecant
PRH-08	14/2/2008	Ti	32	0,87	0,87	0,61	0,68	61,70	9745,35	1606,02	370,523	6,00523	-0,043097	1578,97	379,885	6,15696	-0,0262158	1648,165467	185,466	Constante	vertical	Homogéneo	Circulo cerrado
PRH-11	19/8/2008	Ti	32,7	0,86	0,86	0,50	0,77	49,50	9732,25	1527,57	4534,45	77,6264	18,1517	1527,31	4501,43	77,0612	17,919	1565,716121	1254,78	Variable	Fractura finita vertical	Homogéneo	falla intersecant
PRH-12	27/9/2008	Ti	31,8	0,87	0,87	0,41	0,84	41,10	9717,75	1489,27	1818,55	44,247	10,22	1506,36	1891,01	46,0099	10,517	1523,636877	82,5342	Constante	Vertical	Radial compuesto	Infinito
	10/2/2014	Ti	32,2	0,86	0,86	0,41	0,84	41,10	9717,75	1392,45	90,5871	2,20407	-3,30334	1175,38	178,272	4,33752	-2,25348	1426,801033	94,0544	Constante	vertical	Homogéneo	Circular
	21/2/2014	Ti	32,2	0,86	0,86	0,41	0,84	41,10	9717,75	1047,68	2620,41	63,7569	-2,8267	1041,23	3058,62	74,4191	-2,48776	1082,031033	452,1313	Variable	Vertical	Homogéneo	Rectangular
PRH-13	12/10/2008	Ti	33	0,86	0,86	0,15	1,04	51,70	9727,15	1543,05	590,322	18,4475	1,2804	1587,94	590,427	18,4509	1,2184	1596,820214	300	Constante	Vertical	Radial compuesto	Infinito
PRH-14	20/2/2019	Ti	33,2	0,86	0,86	0,31	0,91	186,00	9629	1954,98	118,537	1,53963	11,6378	1953,49	1873,43	1,60132	11,8915	2124,747296	8896,63	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito
PRH-016	2/11/2010	Ti	31,5	0,87	0,87	0,12	1,06	46,50	10067,75	1471,05	1060,91	28,1035	12,34	1408,54	1094,38	28,9902	12,7053	1520,363219	158,23	Variable	Vertical	Homogéneo	falla intersecant
PRH-18	8/12/2010	Ti	32	0,87	0,87	0,17	1,02	59,90	9895,45	1386,6	558,037	11,8028	14,8464	1400,36	70,2886	1,48665	13,2594	1447,584005		Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito
	7/5/2011	Ti	33	0,86	0,86	0,15	1,03	59,90	9895,45	1414,72	2967,3	50,2932	21,1025	1358,87	2621,9	44,439	21,0819	1476,695394	163,208	Constante	Vertical con entrada limitada	Estado estable de porosidad dual	Rectangular
	21/2/2019	Ti	35	0,85	0,85	0,15	1,03	69,10	9895,45	914,726	144,441	2,44813	31,0278	918,27	141,445	2,39738	30,8023	986,1720756	3862,473301	Constante	Vertical	Radial compuesto	Circular
	7/3/2019	Ti	35	0,85	0,85	0,15	1,03	69,10	9895,45	892,427	1675,48	28,398	20,8998	892,807	1541,29	26,1296	20,5077	963,8730756	2614,402417	Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito
PRH-021	2/3/2015	Ti	28,1	0,89	0,89	0,13	1,05	34,00	9943	1606,55	205,578	10,0282	12,9572	1699,73	187,935	9,16756	11,4238	1722,407858	245,347	Variable	Vertical	Homogéneo	Infinito
PRH-023	3/8/2015	Ti	32,1	0,86	0,86	0,10	1,07	64,00	11114	3485,25	3456,21	531,725	-3,10885	3447,6	3119,1	479,861	-3,30912	3554,045885	1170,27	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla simple
PRH-024	15/6/2015	Ti	32,2	0,86	0,86	0,14	1,04	52,50	10082,75	1658,53	373,074	15,0737	-1,28775	1562,35	341,169	13,7846	-1,84621	1713,18679	51,9329	Constante	Vertical	Homogéneo	falla intersecant
PRH-025	8/12/2011	Ti	32,1	0,86	0,86	0,10	1,07	88,00	9917	3577,07	362,871	60,4786	4,77216	3529,68	346,943	57,6238	4,15221	3671,664342	546,087	Constante	Vertical	Homogéneo	Falla paralela
PRH-030	3/5/2019	Ti	29,9	0,88	0,88	0,13	1,06	75,00	9830,5	2487,77	0,39111	0,00570964	-3,4986	411,299	50,0949	0,731312	-5,19497	2566,997936		Constante	Vertical	Homogéneo	Infinito
PRH-031	23/4/2020	Ti	32,1	0,86	0,86	0,14	1,04	36,86	12016,85	3494,37	6289,77	306,818	5,73086	3417,35	6334,85	309,017	5,66055	3532,858843	1414,964	Variable	Vertical	Homogéneo	Falla paralela
PRH-040	29/11/2013	Ti	29,8	0,88	0,88	0,13	1,05	25,60	9969,1	1855,36	1091,74	46,26	4,67998	1651,65	1129,99	47,8807	4,72515	1882,364831	1000	Constante	Vertical	Radial compuesto	Infinito

3.6. Proyecciones de presiones mediante interpolación

Mediante las interpretaciones y en conjunto con las completaciones, se pudo realizar extrapolaciones para conocer las presiones que tendrá cada arena de cada pozo a la fecha del 31 de diciembre del 2020. Esto ayudó a tener un amplio espectro de cómo se distribuye las presiones en el campo Parahuacu, cuya finalidad es dar opciones para mejorar la productividad del campo.

Se presenta proyecciones de PRH-001 Ts, PRH-008 TI, ver en Anexo II todas las interpolaciones.

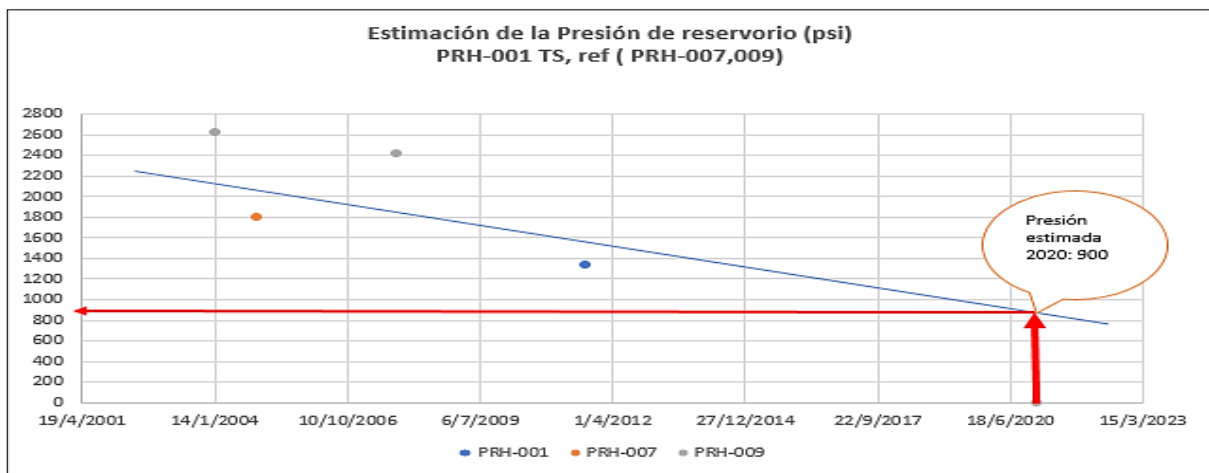


Figura 3.20. Estimación de presión de PRH-001, Ts

El pozo PRH-001 produciendo de Ts, se estima que terminará el año con una presión de 900 psi.

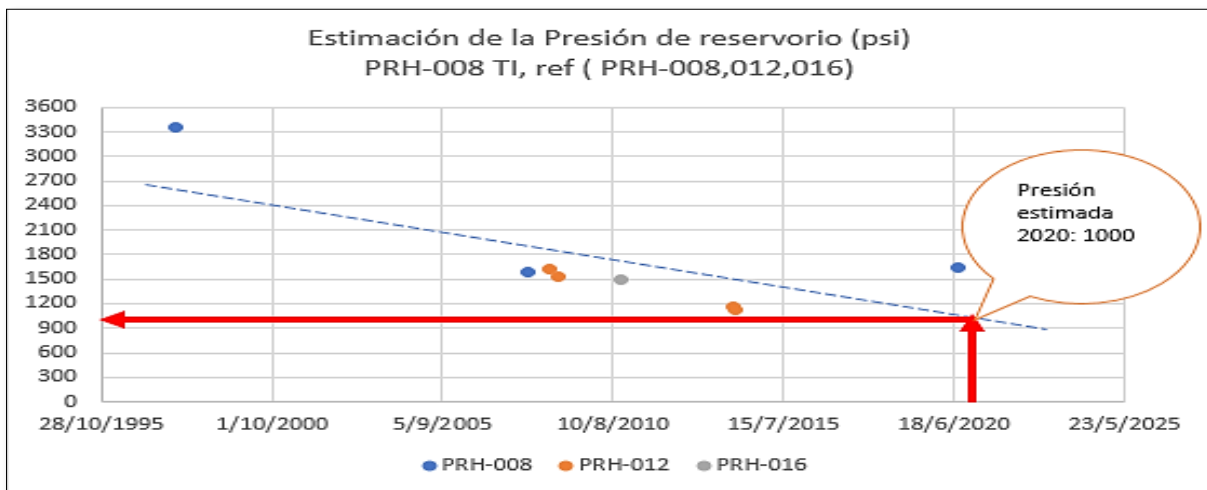


Figura 3.21. Estimación de presión de PRH-008, T inferior

El pozo PRH-008 produciendo de T inferior, se estima que terminará el año con una presión de 1000 psi.

3.7. Mapas isobáricos

Con la ayuda de los datos de completación, análisis realizados en las interpretaciones de las pruebas de build up en Napo Ti y aplicación de ecuaciones para obtener la presión a mediados de los perforados se realizaron mapas isobáricos de las arenas productoras del campo.

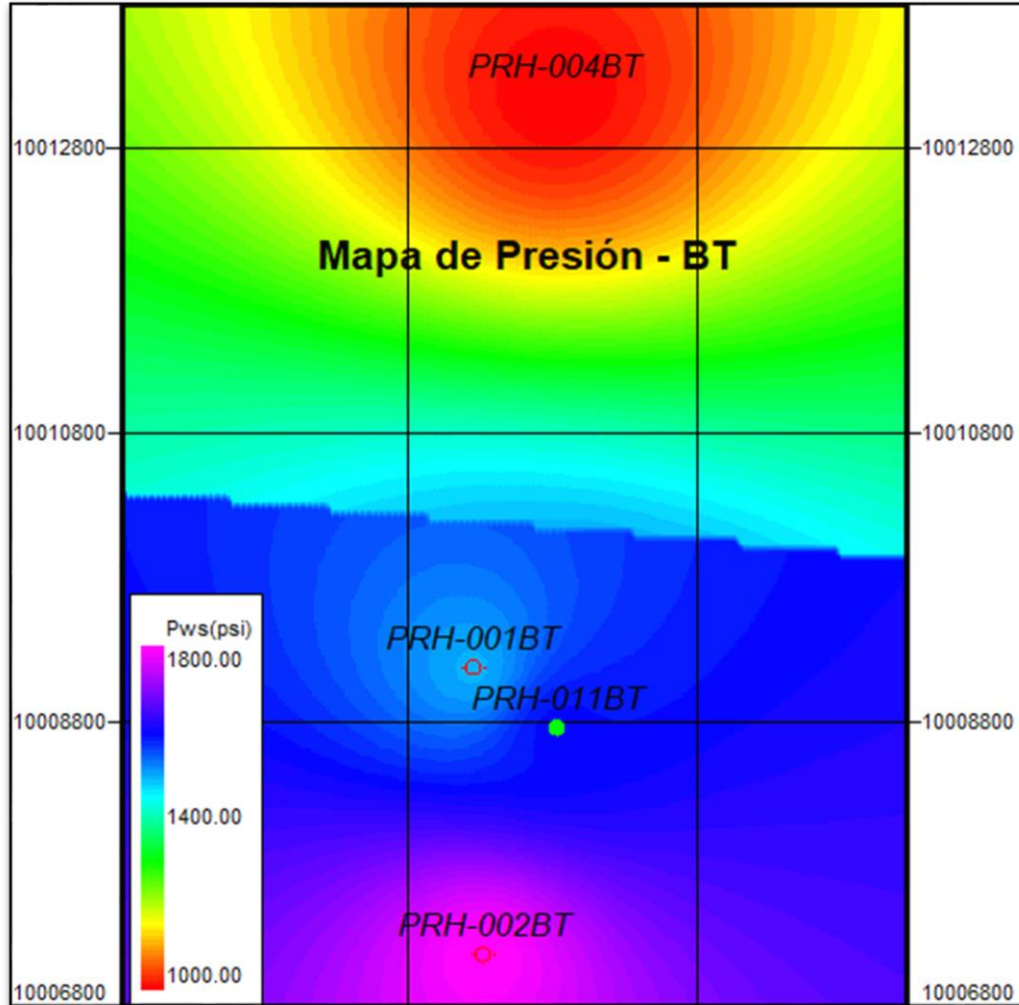


Figura 3.22. Mapa isobárico, Basal Tena

La figura 3.22 representa las presiones del campo Parahuacu de la arena Basal Tena realizado en el software OFM. Fue obtenido por medio de extrapolaciones en una escala a la fecha 31 de diciembre del 2020. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-002, PRH-004, PRH-011; se observa que la mayor presión corresponde a PRH-002 en el extremo inferior del mapa, se estima que el valor promedio de esa presión es de más o menos 1400 psi.

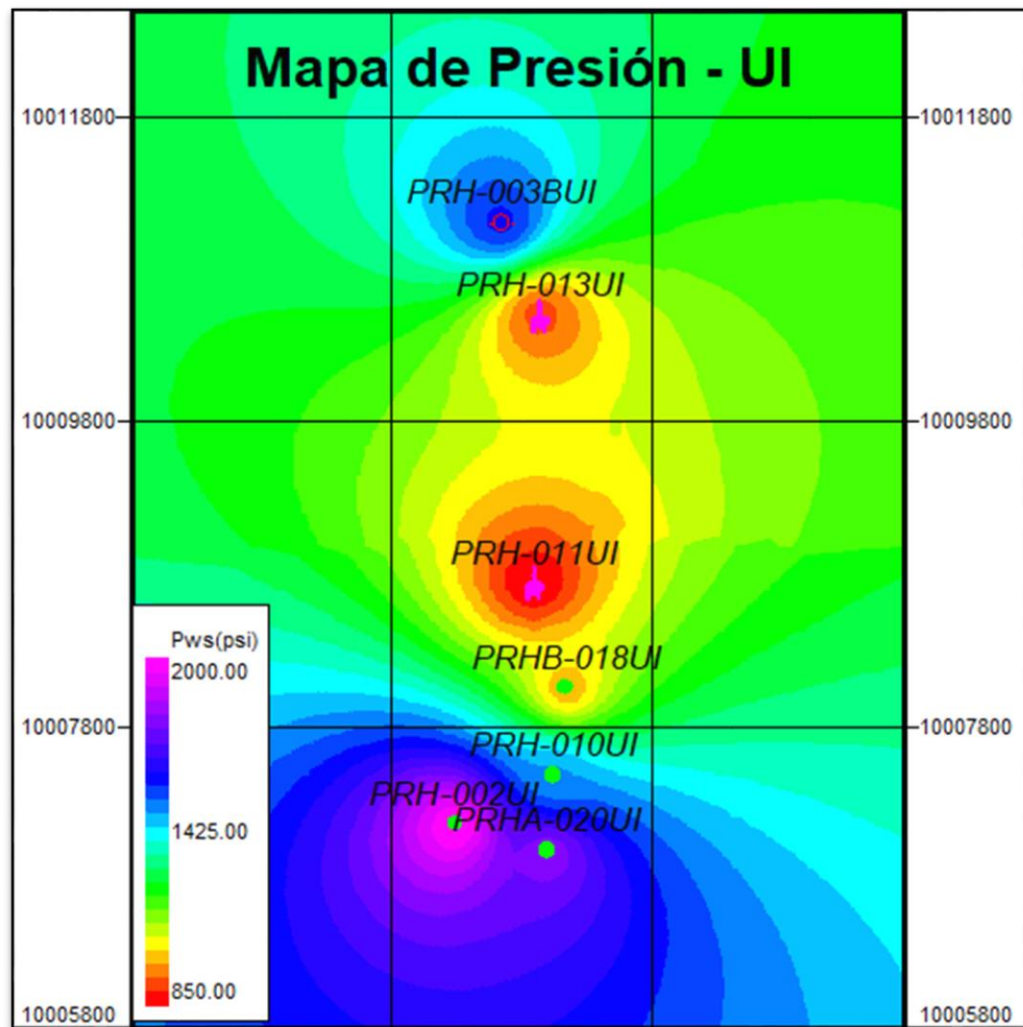


Figura 3.23. Mapa isobárico, U inferior

La figura 3.23 representa las presiones del campo Parahuacu de la arena U inferior realizado en el software OFM. Fue obtenido por medio de extrapolaciones en una escala a la fecha 31 de diciembre del 2020. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-002, PRH-003B, PRH-010, PRH-011, RPH-13, RPH-18, PRH-20, se observa que la mayor presión corresponde a PRH-002 y PRH-020 en el extremo inferior del mapa con una presión de 2000 psi, se estima que el valor promedio de esa presión es de más o menos 1425 psi.

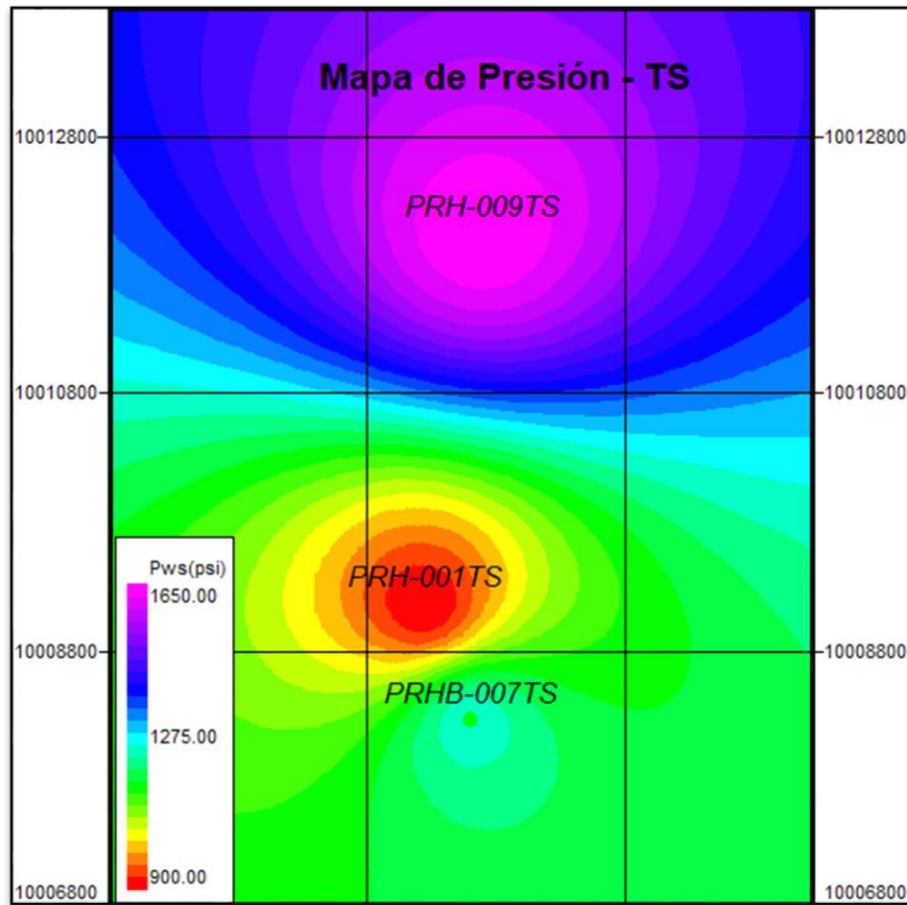


Figura 3.24. Mapa isobárico, T superior

La figura 3.24 representa las presiones del campo Parahuacu de T superior realizado en el software OFM. Fue obtenido por medio de extrapolaciones en una escala a la fecha 31 de diciembre del 2020. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-009, PRH-007, se observa que la mayor presión corresponde a PRH-009 es decir en el extremo superior del mapa, se estima que el valor promedio de presión de esta arena es de 1275 psi.

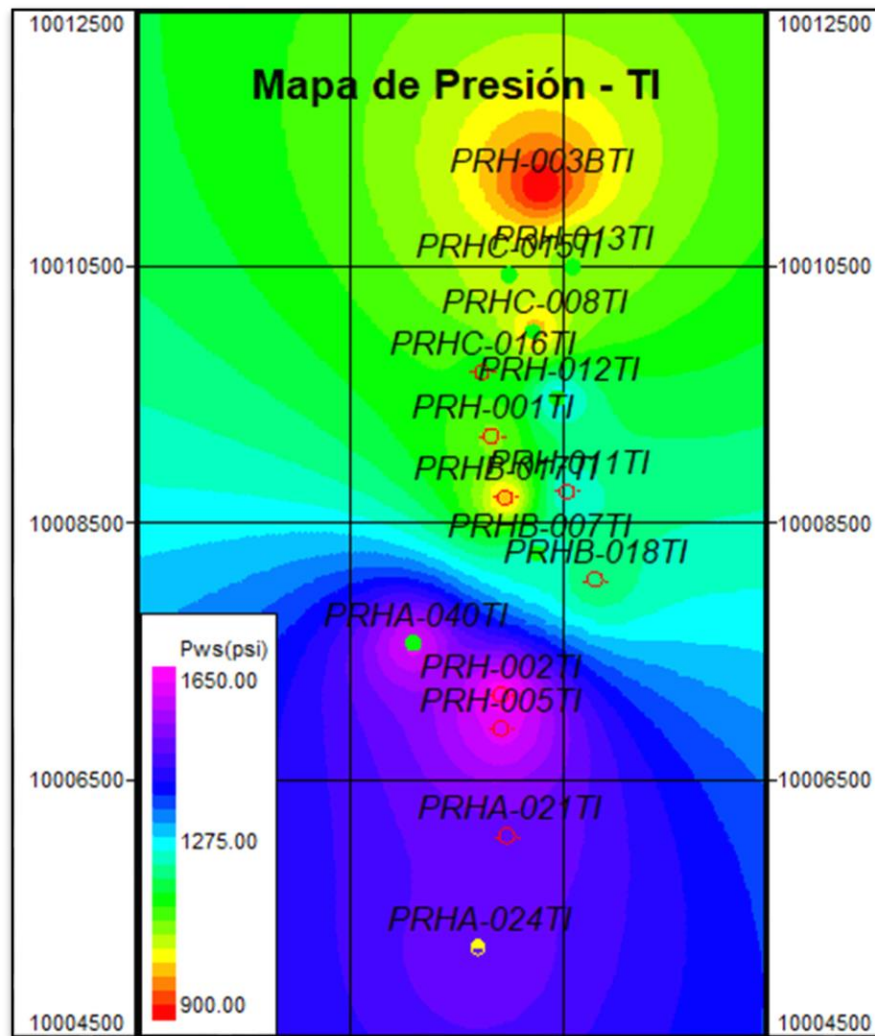


Figura 3.25. Mapa isobárico, T inferior

La figura 3.25 representa las presiones del campo Parahuacu de la arena más productora del campo que es T inferior realizado en el software OFM. Fue obtenido por medio de extrapolaciones en una escala a la fecha 31 de diciembre del 2020. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-002, PRH-003B, PRH-004, PRH-007, PRH-008, PRH-11,12,13,15,16,17,18,21,24, se observa que la mayor presión corresponde a PRH-002, PRH-005 Y PRH-040, la presión promedio de la arena es de 1275 psi.

3.8. Mapas de permeabilidades

El concepto de permeabilidad absoluta indica que es una propiedad física intrínseca de la roca, es decir no varía, mientras no fuera afectado por algún medio externo como una estimulación o un fracturamiento. La permeabilidad absoluta, a su vez, se combina con los datos de la permeabilidad relativa a una saturación de agua determinada, dando lugar a la Permeabilidad Efectiva.

Con la compilación de valores de permeabilidades efectivas de las completaciones, se logró realizar la caracterización de las arenas, ya que se puede observar arealmente la permeabilidad máxima que se alcanzaría a la saturación inicial de agua.

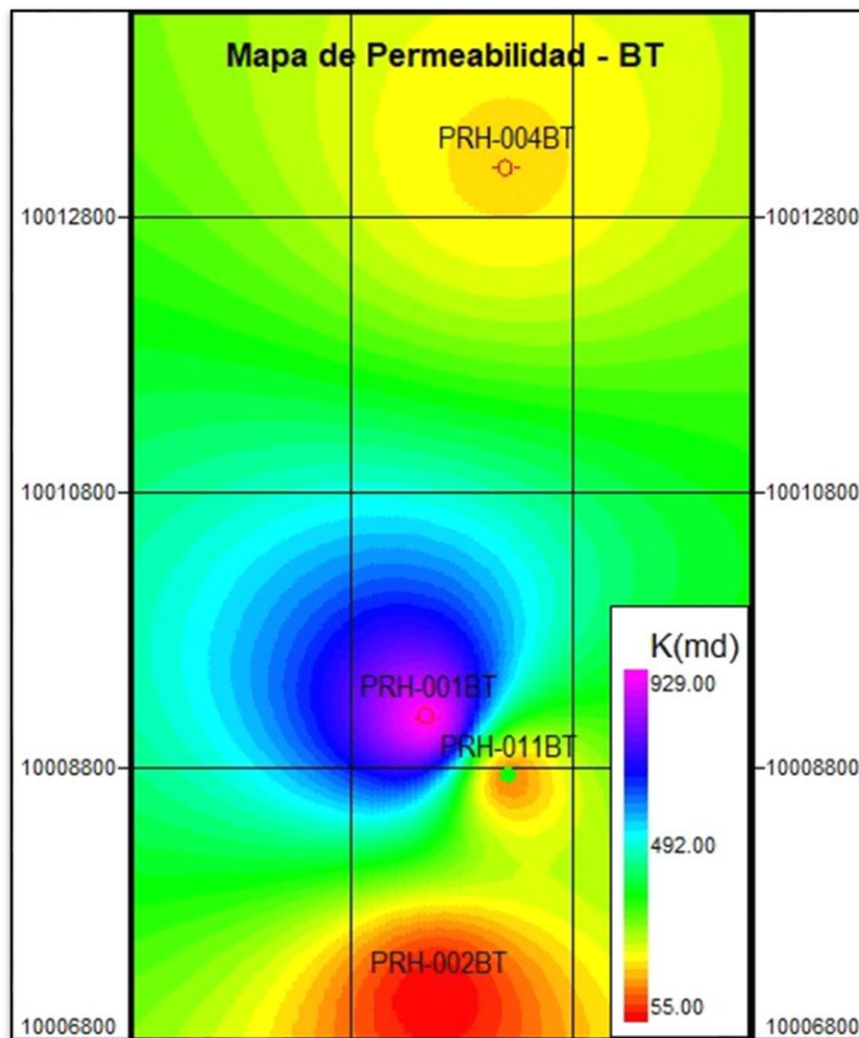


Figura 3.26. Mapa de permeabilidad, Basal Tena

La figura 3.26 representa las permeabilidades absolutas del campo Parahuacu de la arena Basal Tena realizado en el software OFM. Fue obtenido de datos de completaciones. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-002, PRH-004, PRH-011, se observa que la mayor permeabilidad corresponde a PRH-001 en la parte central del mapa con un valor aproximado de 929 (mD), se considera excelente permeabilidad. Mientras que PRH-002 posee una baja permeabilidad aproximadamente de 55 (mD).

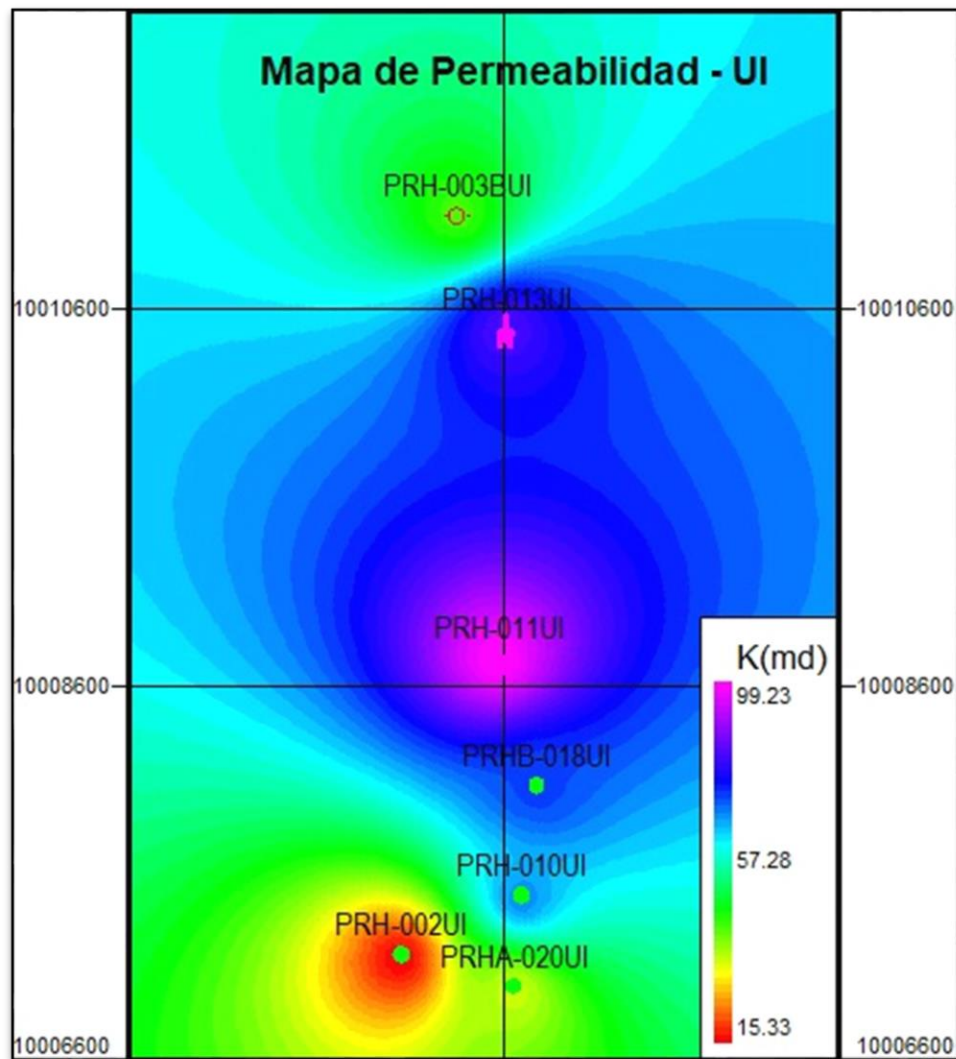


Figura 3.27. Mapa de permeabilidad, U inferior

La figura 3.27 representa las permeabilidades absolutas del campo Parahuacu de la arena U inferior realizado en el software OFM. Fue obtenido de datos de completaciones. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-002, 3B,10,11,13,18,20, se observa que la parte central posee mayor permeabilidad en la que se encuentra ubicado PRH-011 con un valor de 99.23 (mD), pero

alrededor se encuentran PRH-10,13 y 18 con una permeabilidad mayor a 60 (mD), son valores considerados buenos.

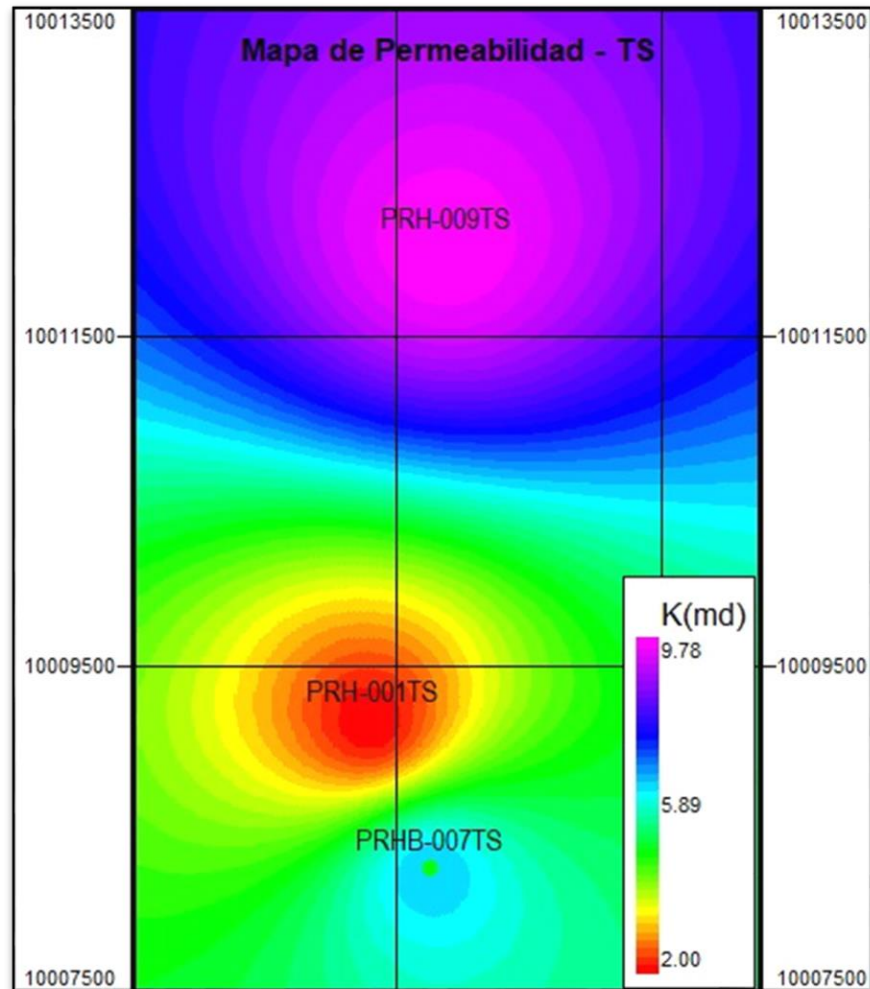


Figura 3.28. Mapa de permeabilidad, T superior

La figura 3.28 representa las permeabilidades absolutas del campo Parahuacu de la arena T superior realizado en el software OFM. Fue obtenido de datos de completaciones. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-007, PRH-009, se observa que en esta arena se tiene valores en un rango entre (2-9.78) mD, son valores consideramos muy bajos.

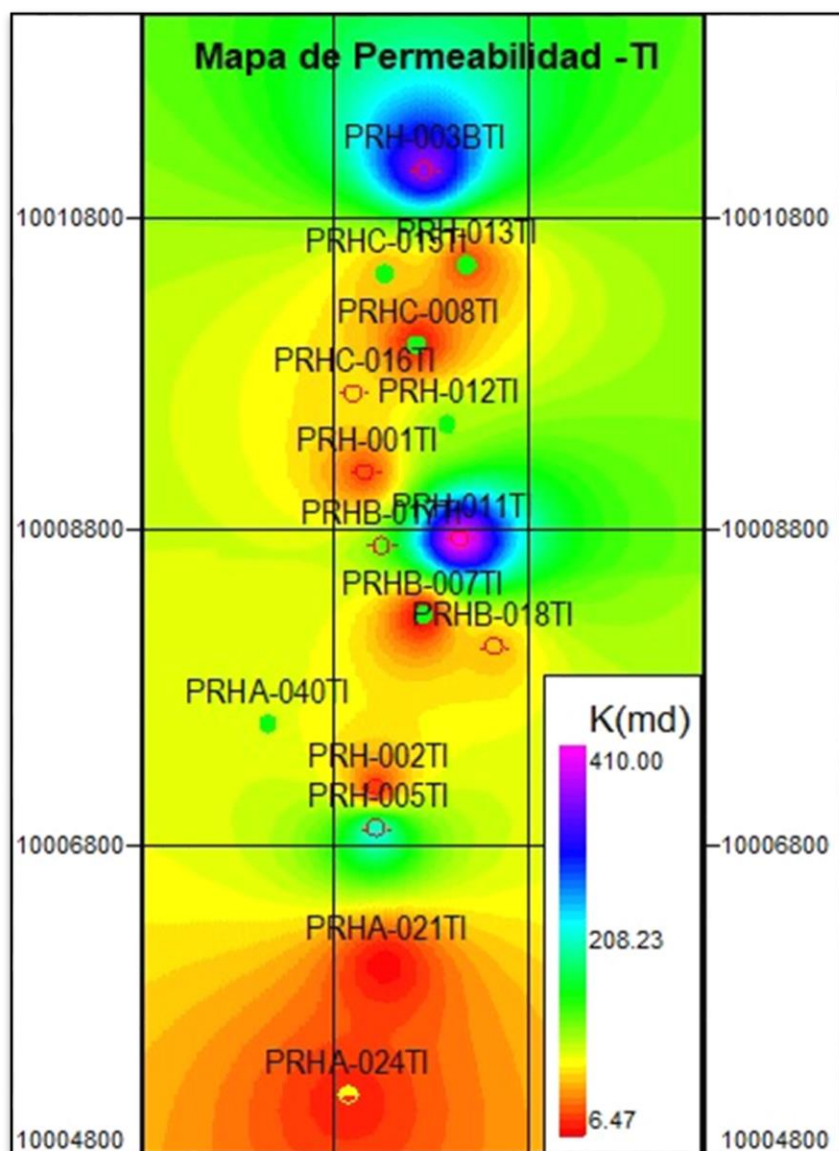


Figura 3.29. Mapa de permeabilidad, T inferior

La figura 3.29 representa las permeabilidades absolutas del campo Parahuacu de la arena T inferior realizado en el software OFM. Fue obtenido de datos de completaciones y de nuevas interpretaciones realizadas. Para el desarrollo de este mapa se utilizaron: PRH-001, PRH-002, PRH-003B, PRH-007, PRH-008, PRH-11,12,13,15,16,17,18,21,24, se observa que la mayor permeabilidad corresponde a PRH-003B en el extremo superior y PRH-011 en la parte central del mapa con un valor aproximado de 300 (mD), se considera excelente permeabilidad.

3.9. Análisis de reacondicionamiento

Se muestra en el apéndice III las gráficas de caída de presión versus petróleo acumulado (N_p) de las cuatro arenas; en conjunto con la tabla de permeabilidades promedios de cada arena adjuntada en el apéndice II, se seleccionó los pozos candidatos para realizar trabajos de reacondicionamientos, ya que cuentan con permeabilidades relativamente bajas y cercanos o sobre del punto de burbuja. Con estas dos características se obtuvieron los siguientes pozos: PRH-002 Ui, PRH-011 BT, PRH-014 Ti, PRH-020 Ui.

Mediante las gráficas del historial de producción, se puede observar la declinación que tienen cada uno de los pozos mencionados, en conjunto con los mapas de presión y permeabilidad representa un indicativo de mayor confianza en decidir que dichos pozos se debe realizar un reacondicionamiento, en la cual mejore la permeabilidad y se tenga un incremento en la producción. También se realizó el análisis de la declinación anual, mensual y diaria para confirmar que a finales del año 2020 los pozos presentarán un decremento en su producción promedio de hasta un 27% (aproximado).

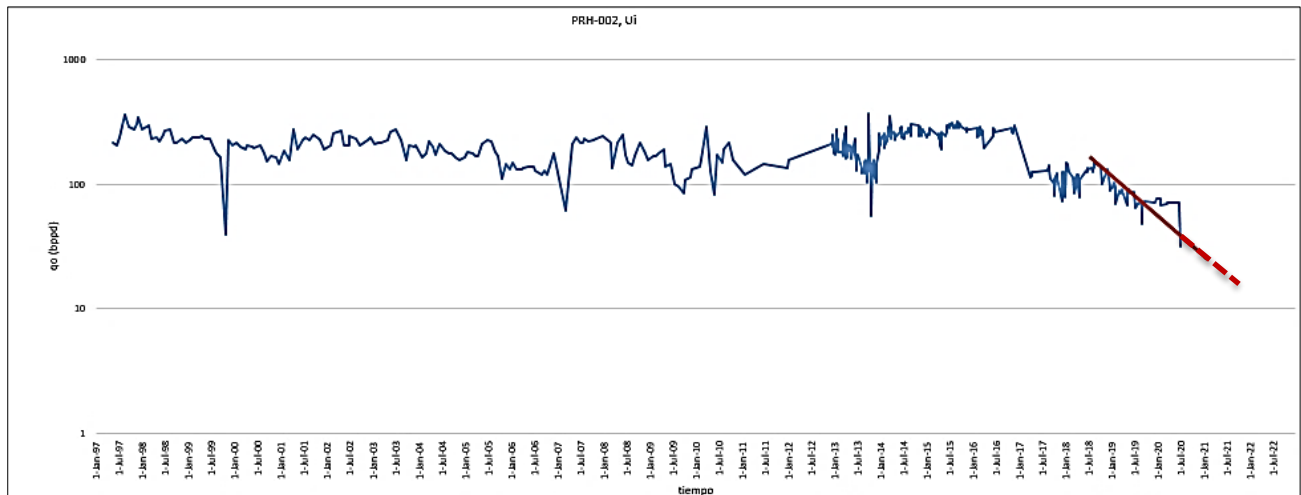


Figura 3.30. Historial de producción, PRH-002 U inferior

Tabla 3.5. Declinación PRH-002 U inferior

Declinaciones Modelo: Exponencial		
Anual	Mensual	Diario
68.6%	9.21%	0,31%
ULTIMA TASA DE PRODUCCIÓN:		
Caudal	70,9	Bppd
ESTIMACIÓN PROMEDIO A FINALIZAR EL AÑO 2020:		
Caudal	22.68	Bppd
Np	1.516	MBIs

PRH-002 produce por un sistema de bombeo hidráulico, cuenta con 13 w.o., en las cuales se le han realizado trabajos como estimulaciones con fractura, acido, solventes; en el año 1988 cambiaron el sistema de producción por un bombeo electrosumergible y desde esa fecha se realizaron trabajos de reacondicionamiento para reparaciones de bomba electrosumergible o cambio de la misma, en el año 2017 se fracturaron nuevos intervalos y finalmente en el año 2018 se cambió el sistema de bombeo electrosumergible por bombeo hidráulico.

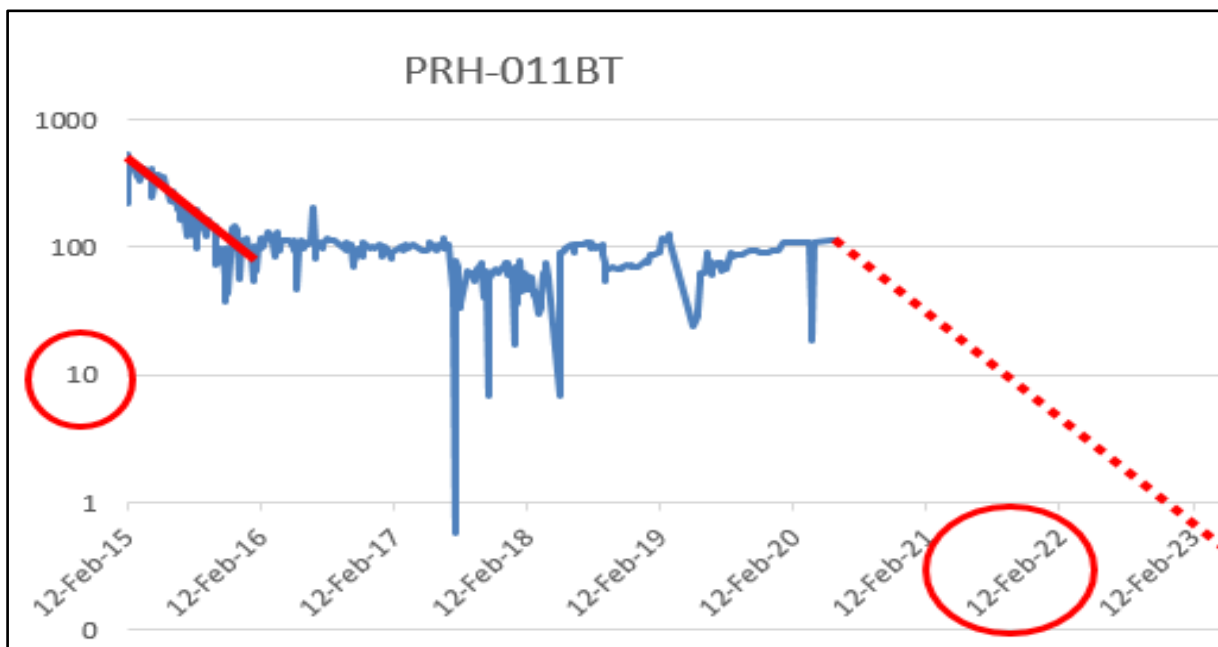


Tabla 3.6. Declinación PRH-011 BT

Figura 3.31. Historial de producción, PRH-011 BT

Declinaciones Modelo: Exponencial		
Anual	Mensual	Diario
85,88%	15,05%	0,53%
ULTIMA TASA DE PRODUCCIÓN:		
Caudal	112	Bppd
ESTIMACIÓN PROMEDIO A FINALIZAR EL AÑO 2020:		
Caudal	63,726	Bppd

PRH-011 produce por sistema de bombeo hidráulico, tiene 3 w.o. En el 2015 realizaron operaciones de cañoneo y prueba de producción, en el 2017 realizan Pulling hidráulico y prueba de producción, en el 2018 se vuelve a realizar un Pulling hidráulico y se arma nueva completación de bombeo hidráulico.

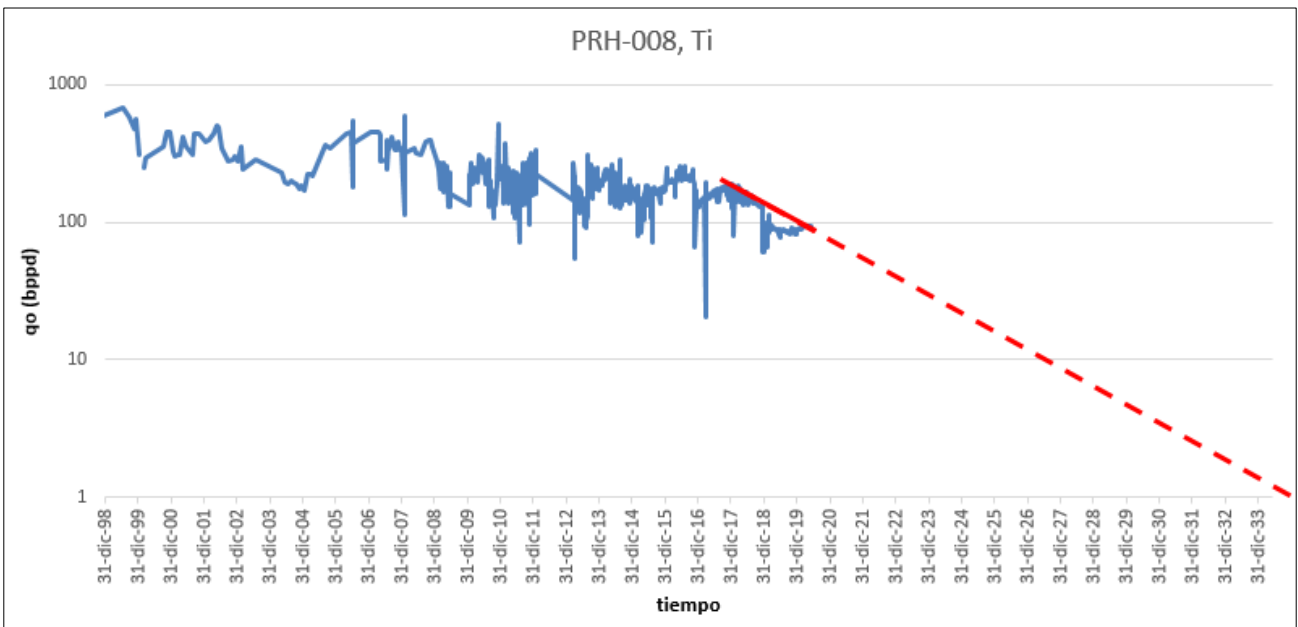


Figura 3.32. Historial de producción, PRH-008 T inferior

Tabla 3.7. Declinación PRH-014 T inferior

Declinaciones Modelo: Exponencial

Anual	Mensual	Diario
29.7%	2.9%	0,09%
ULTIMA TASA DE PRODUCCIÓN:		
Caudal	90	Bppd
ESTIMACIÓN PROMEDIO A FINALIZAR EL AÑO 2020:		
Caudal	63.9	Bppd

PRH-008 produce por sistema power oil, tiene 6 w.o realizados, la mayoría son por cambio de completaciones debido a problemas como: packer desasentado, daño en STD valve, tubería en mal estado, continuos taponamientos y equipos atascados, en 2006 se realizó fracturamiento de nuevos intervalos debido a que la zona en que se encontraba no había aporte de hidrocarburo, el reacondicionamiento más reciente fue en el año 2019 en la que se realizó un pulling hidráulico.

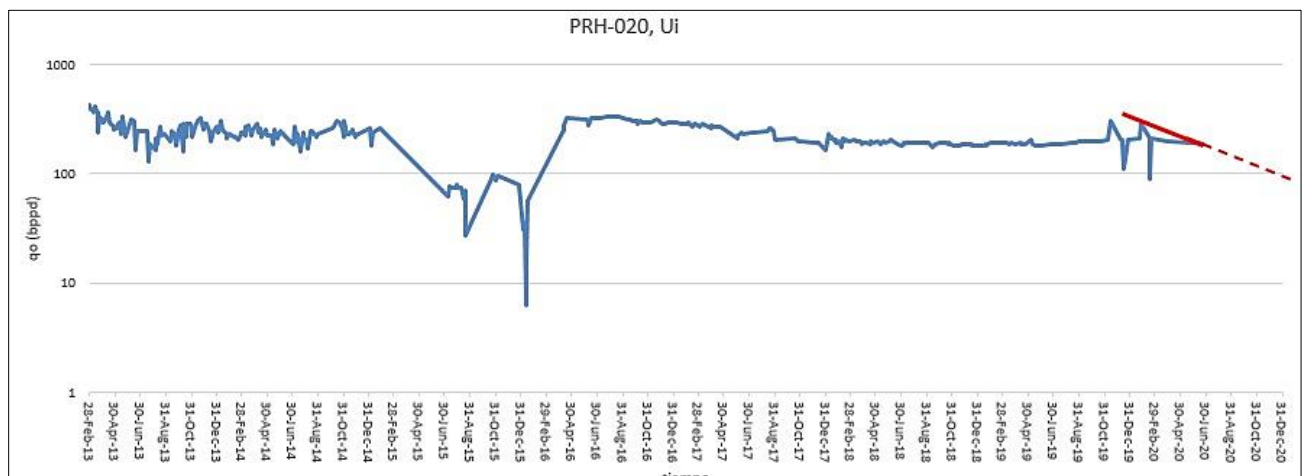


Figura 3.33. Historial de producción, PRH-020 U inferior

Tabla 3.8. Declinación PRH-020 U inferior

Declinaciones Modelo: Exponencial		
Anual	Mensual	Diario
41,3%	3.5%	0,1%
ULTIMA TASA DE PRODUCCIÓN:		
Caudal	103	Bppd
ESTIMACIÓN PROMEDIO A FINALIZAR EL AÑO 2020:		
Caudal	62.7	Bppd

PRH-020 actualmente produce mediante un sistema de bombeo electrosumergible, inicia su producción en el 2013, en el año 2015 se tienen problemas de escalas, pero se los disuelve con Bath de inhibidor, se le ha realizado 4 w.o. en los cuales se le ha realizado un fracturamiento hidráulico en el año 2015 teniendo como resultado un aumento de producción de petróleo de 192 a 432 bppd.

CAPÍTULO IV

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1. Conclusiones

Con la finalidad de aumentar la productividad del campo Parahuacu, reduciendo los tiempos de operación aplicado en cada pozo, se desarrolló mapas isobáricos, luego de los procesos metodológicos, resultados y análisis de observaciones, por lo que se concluye que:

- El análisis del tamaño poblacional fue de 112 completaciones, de la cual se escogió como muestra 58, ya que se los consideró como completaciones con suficiente información a ser analizada, 54 completaciones fueron descartadas por estar en proceso de planeación y no constar con información alguna de dichos pozos, para un mayor orden y comprensión de los parámetros necesarios para el desarrollo de mapas isobáricos se realizó matrices.
- Se realizó el análisis de pruebas de presión en 19 pozos. Se consideraron como las interpretaciones más representativas aquellas que fueron llevadas a cabo en los pozos que presentaron información completa y su respectiva data de prueba de presión.
- La mayor parte de los pozos que están cercanos a la falla presentaron anomalías en valores como la permeabilidad y que no son representativos del reservorio. Tal es el caso de algunos pozos que presentaba un almacenamiento constante y con un modelo de reservorio con doble porosidad o doble permeabilidad, indicando que dicha arena tiene carbonatos, pero la estratigrafía del campo indica que es arenisca.
- Mediante extrapolación de presión de reservorio a mediados de perforados e interpretaciones de la arena más productora Napo Ti, se logró estimar valores de dicha presión a diciembre del año 2020, y así obtener una mayor cantidad de valores representativos de cada pozo completado para representar su presión a futuro mediante mapas isobáricos.
- Combinado los mapas elaborados, se observan zonas donde existen muy bajos valores de permeabilidad y altos valores de presión de yacimiento. Por otra parte, en tales regiones se

llevó a cabo los análisis de declinación, lo cual arrojó que en los pozos cercanos existen valores moderados de reservas remanentes. Todo esto nos permite concluir que estas zonas son aptas para realizar programas de reacondicionamientos y métodos de estimulación o fracturamiento.

4.2. Recomendaciones

- A medida que se obtenga información actualizada de presión en los nuevos pozos, las líneas isobáricas deben ser modificadas conforme a los datos.
- En función a los análisis realizados a los mapas de presión y permeabilidad, y a los valores de producción reportados en los pozos PRH-002 (yacimiento Ui), PRH-011 (yacimientos BT), PRH-008 (yacimiento Ti), PRH-020 (yacimiento Ui), se recomienda aplicar trabajos de reacondicionamiento que permitan remediar o incrementar las permeabilidades a nivel de la cara de la arena, bien sea con operaciones de acidificación matricial o fractura hidráulica.
- En las zonas que muestran presiones bajas y permeabilidad moderadamente altas, y que a su vez se encuentran buzamiento debajo de cada yacimiento, se recomienda realizar un estudio para la aplicación de procesos de inyección de agua periférica, con la finalidad de mantenimiento de la presión. Por ejemplo, bajo estas premisas se podría convertir a inyector PRH-016 (yacimiento Ti).

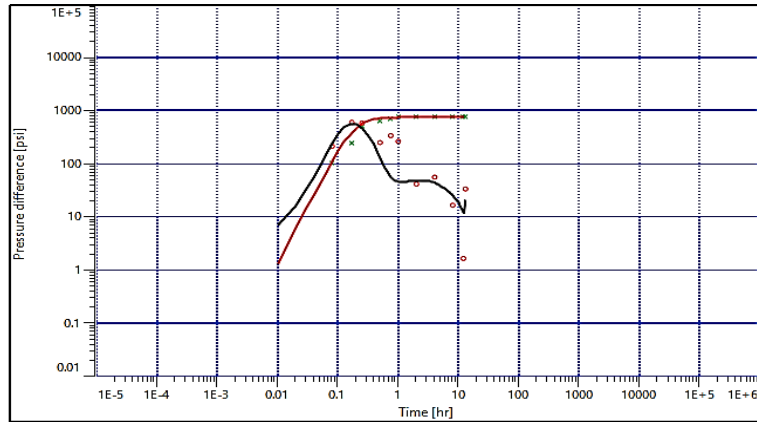
Bibliografía

- Ahmed, Tarek; McKinney, P. D. (316 C.E.). *Advanced Reservoir Engineering* (ELSEVIER).
- Baby, Patrice; Rivadeneira, Marco; Barragán, R. (2004). *La cuenca oriente: Geología y petróleo* (A.-M. Brougere (Ed.); Primera).
- Comercio. (2017). *OMS dice que baja la dependencia del petróleo como motor económico de Ecuador*. <https://www.elcomercio.com/actualidad/omc-baja-dependencia-petroleo-ecuador.html>
- Ep, P. (2017). *Ronda, Campos menores, Campo Parahuacu*. https://web.ins.gob.pe/sites/default/files/Archivos/censi/Achiote_Vademecum.pdf
- Escobar, Freddy H., Saavedra, N. F., Hernández, C. M., Hernández, Y. A., Pilataxi, J. F., & Pinto, D. A. (2004). Pressure and pressure derivative analysis for linear homogeneous reservoirs without using type-curve matching. *Society of Petroleum Engineers - Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2004, NAICE 2004*, 1–17. <https://doi.org/10.2118/88874-ms>
- Escobar, Freddy Humberto. (2003). *Analisis moderno de presiones de pozos*. 107,108.109.110.
- Escobar, Freddy Humberto, Navarrete, J. M., & Losada, H. D. (2004). Evaluation of pressure derivative algorithms for well-test analysis. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium Proceedings*, 183–192. <https://doi.org/10.2523/86936-ms>
- G, K. G. (2015). *KAZAN (VOLGA REGION) FEDERAL UNIVERSITY INSTITUTE OF PHYSICS Department of radioelektronik WELL TEST ANALYSIS Teaching textbook for the course of lectures*.
- Gonzáles, B. (2013). Definición del mapa de presiones del campo Drago mediante análisis de pruebas de presión. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Gonzalez, A. (2003). *Determinación de la geometría de los yacimientos*.
- Hechavarría, Rodney; López, G. (2013). WELL TESTING. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Houzé, O., Viturat, D., Fjaere, O., & Trin, S. (2011). Dynamic Data Analysis - Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. In *Houston, TX*. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:the+theory+and+practice+of+pressure+transient,+production+analysis,+well+performance+analysis,+production+logging+and+the+use+of+permanent+downhole+gauge+data#1>
- KAPPA - *Resumen de Saphir*. (n.d.). <https://www.kappaeng.com/software/saphir>
- Paulina, D., & Andrade, F. (2019). *Escuela politécnica nacional*.
- Quiroa, M. (2019). *¿Por qué el precio del petróleo es determinante en la economía mundial?*

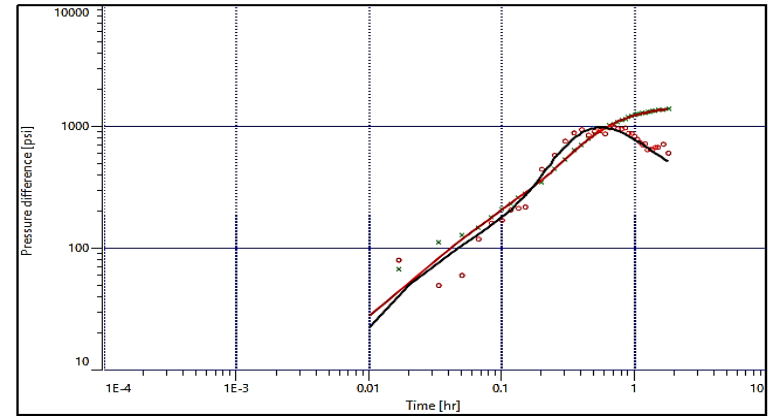
Economipedia. <https://economipedia.com/actual/por-que-el-precio-del-petroleo-es-determinante-en-la-economia-mundial.html>

Schlumberger. (2019). *Plataforma de software Petrel E&P*. OFM 2019.1.
<https://www.software.slb.com/software-news/software-top-news/ofm/ofm-2019-1>

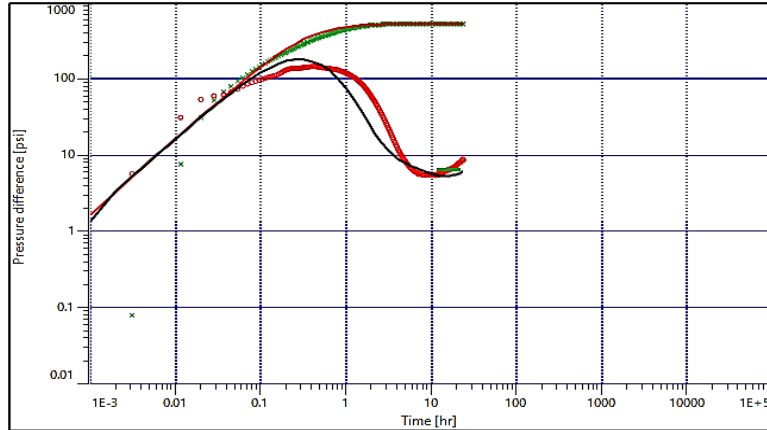
Apéndice No.1.



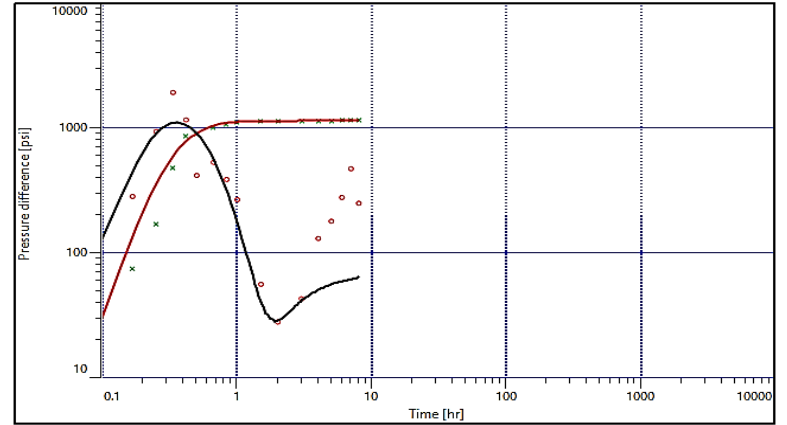
Ajuste de la derivada PRH-001 (1988)



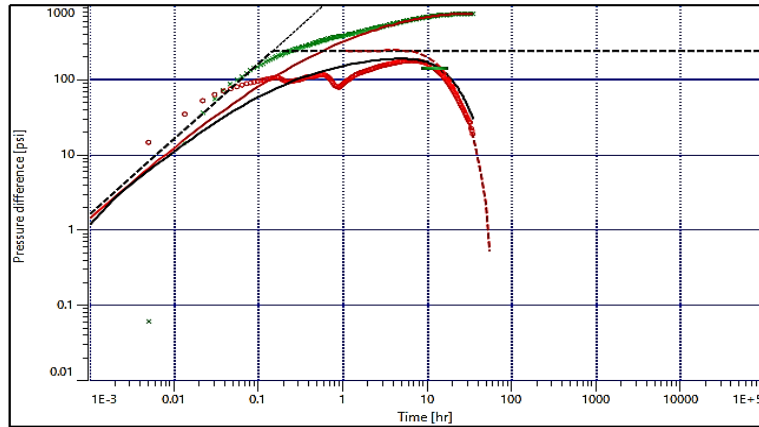
Ajuste de la derivada PRH-002 (1992)



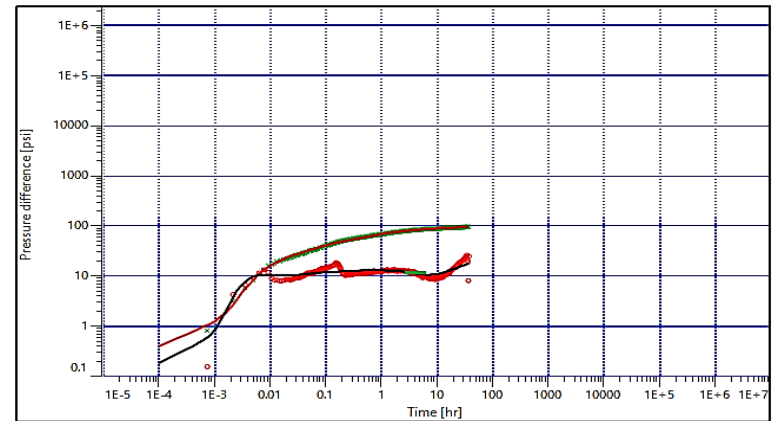
Ajuste de la derivada PRH-003 (2005)



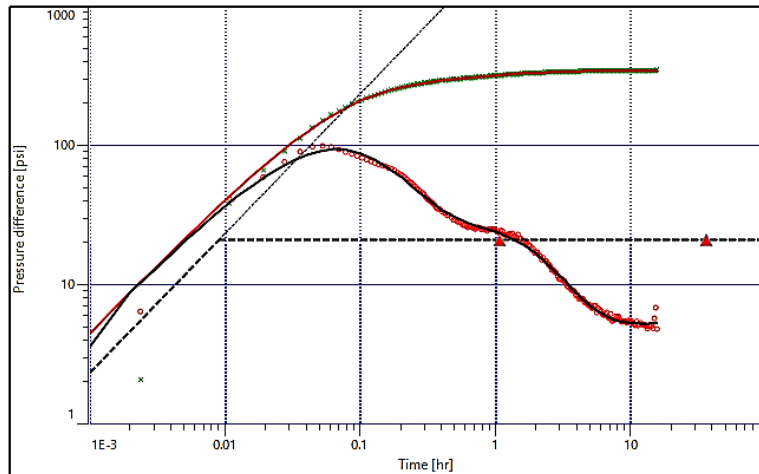
Ajuste de la derivada PRH-005 (1988)



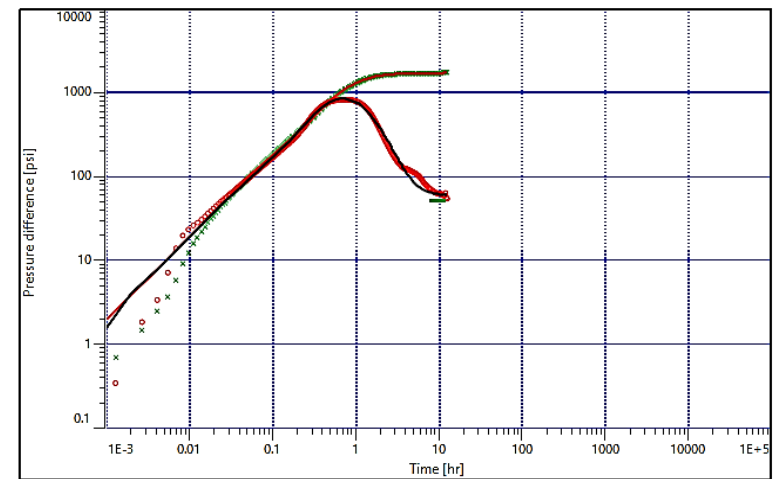
Ajuste de la derivada PRH-012 (2008)



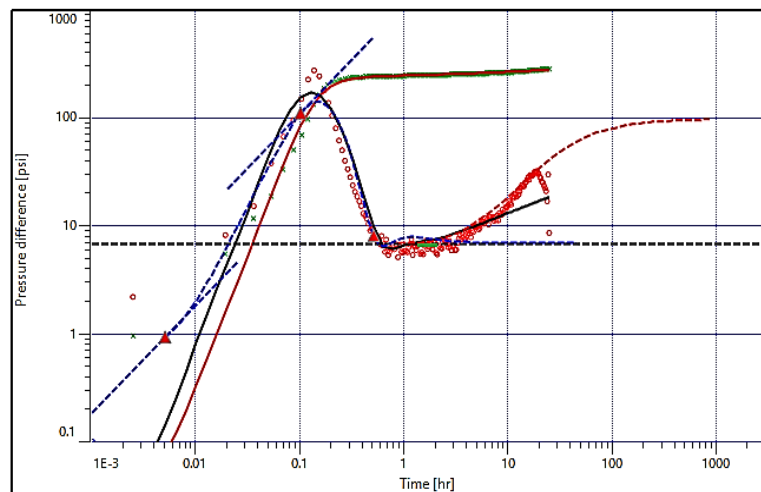
Ajuste de la derivada PRH-012 (2014)



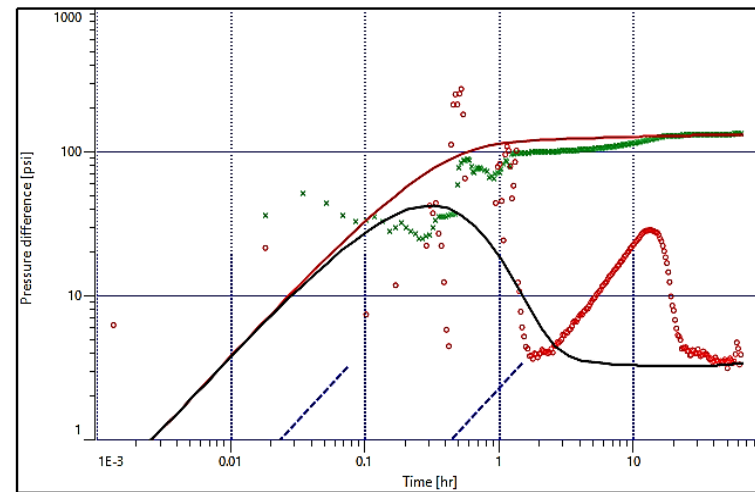
Ajuste de la derivada PRH-013 (2008)



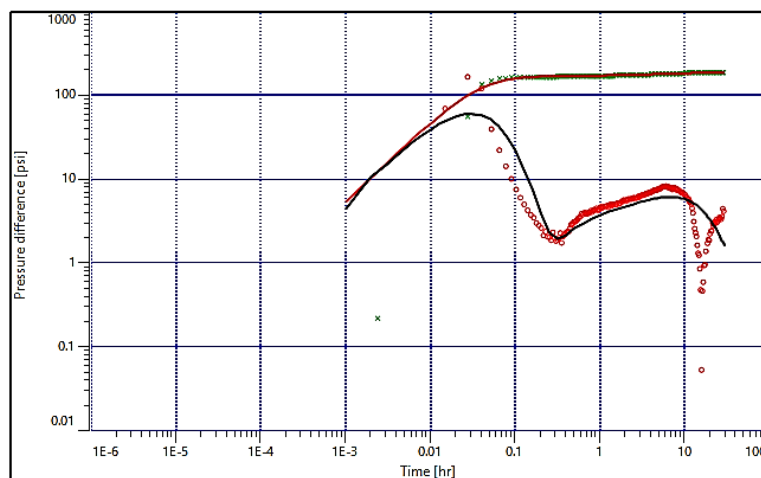
Ajuste de la derivada PRH-014 (2008)



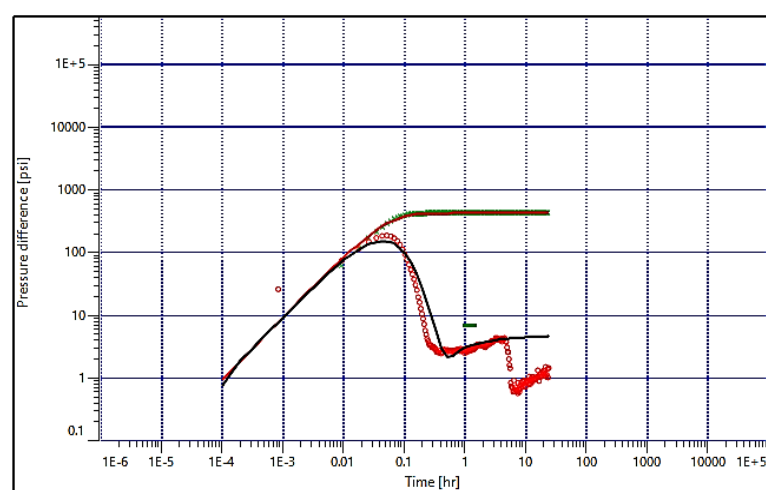
Ajuste de la derivada PRH-016 (2010)



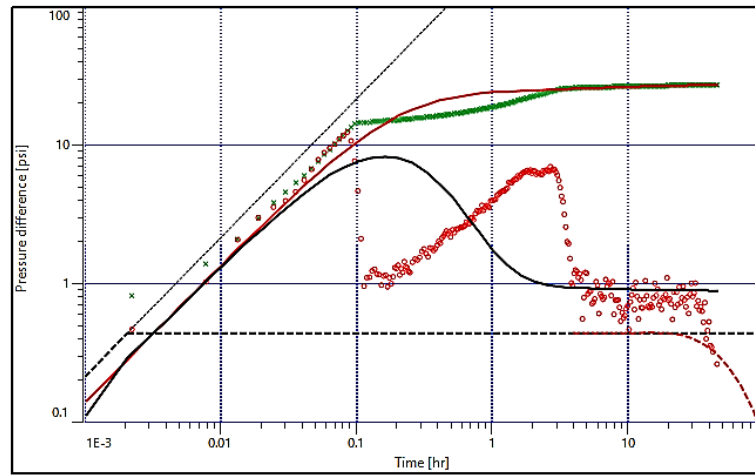
Ajuste de la derivada PRH-018 (2010)



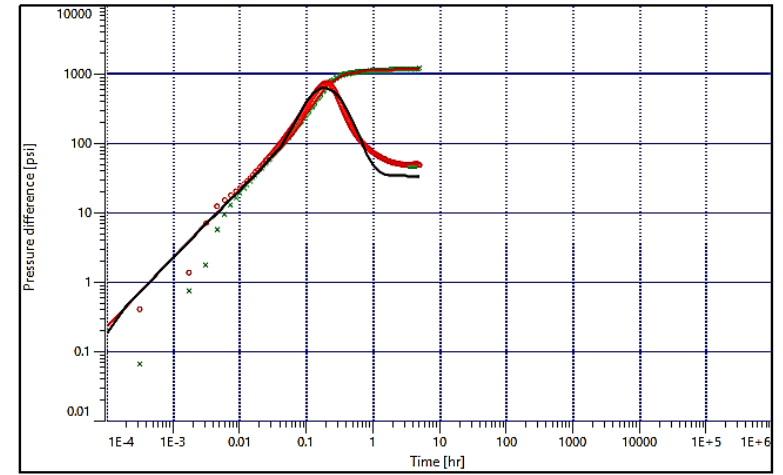
Ajuste de la derivada PRH-018 (2011)



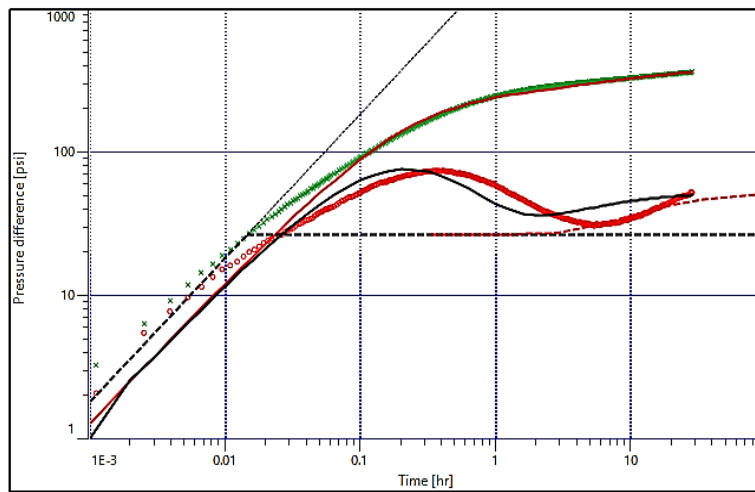
Ajuste de la derivada PRH-018 (02/2019)



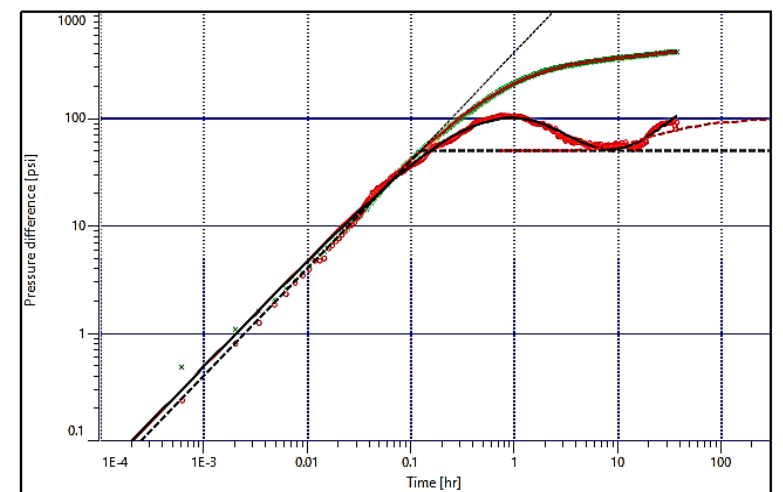
Ajuste de la derivada PRH-018 (03/2019)



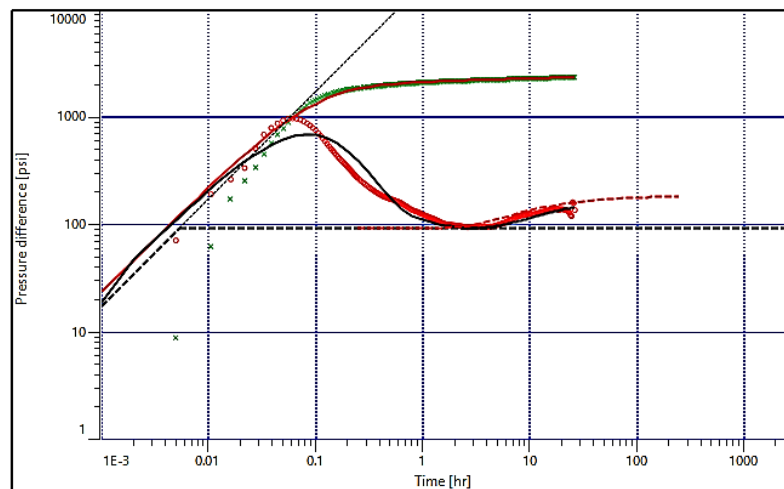
Ajuste de la derivada PRH-021 (2015)



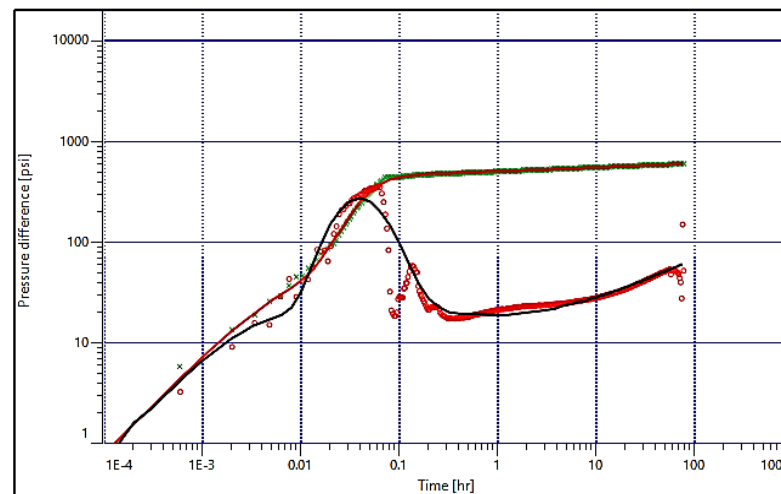
Ajuste de la derivada PRH-023 (2019)



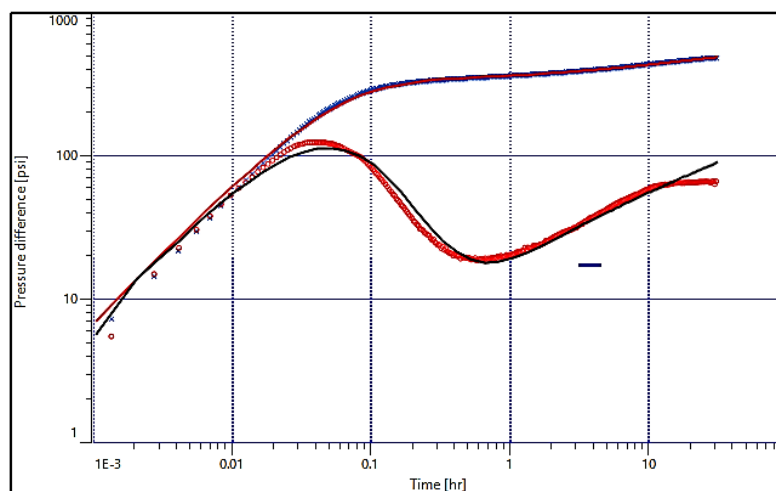
Ajuste de la derivada PRH-024 (2015)



Ajuste de la derivada PRH-025 (2011)

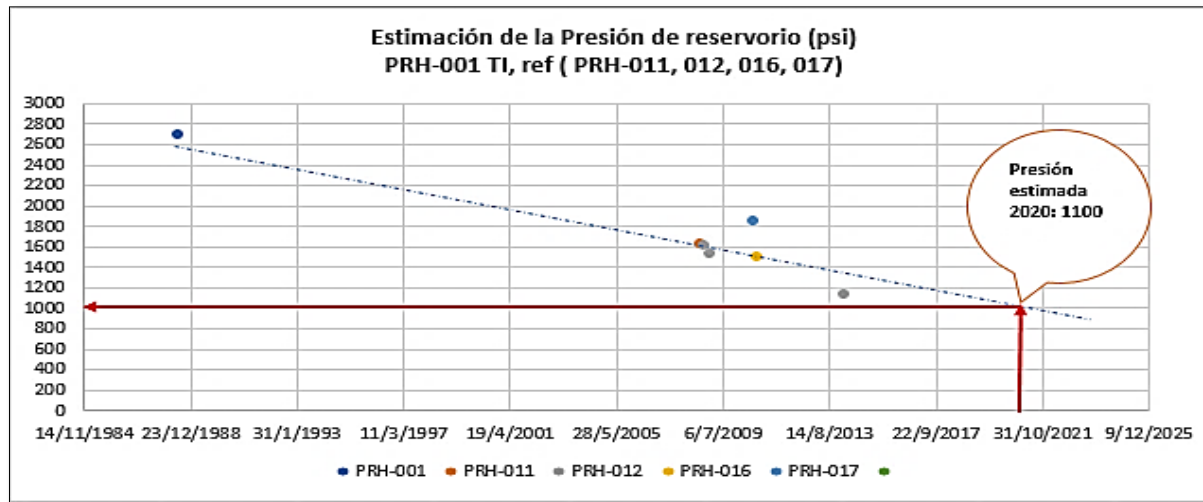


Ajuste de la derivada PRH-031

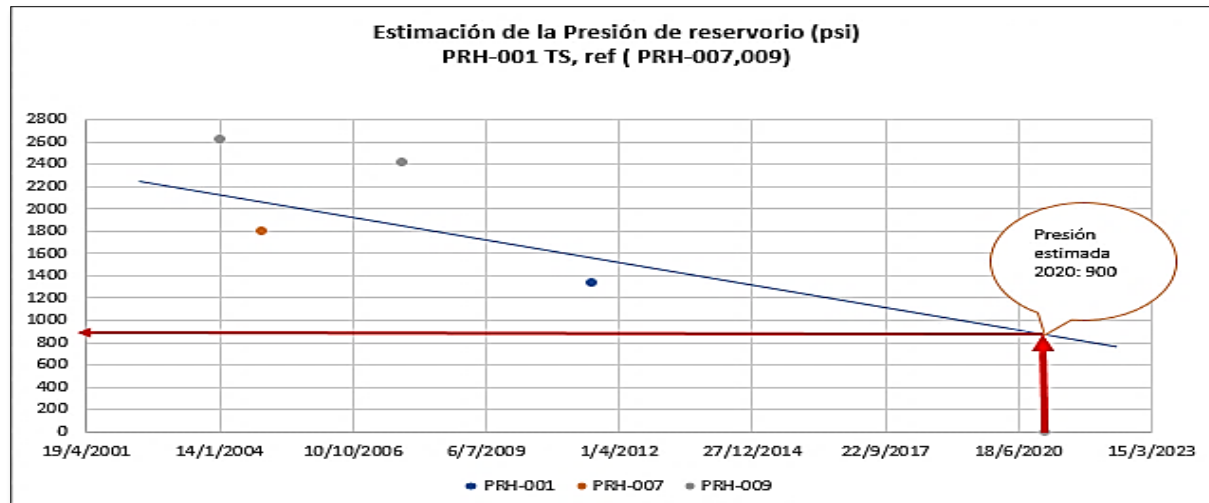


Ajuste de la derivada PRH-031 (2013)

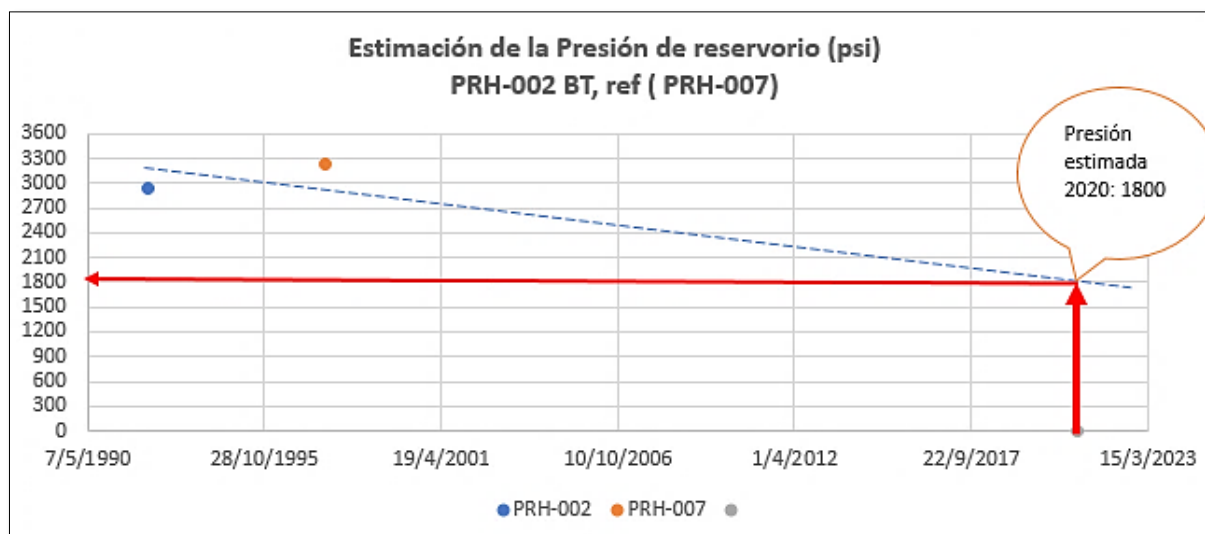
Apéndice No. 2



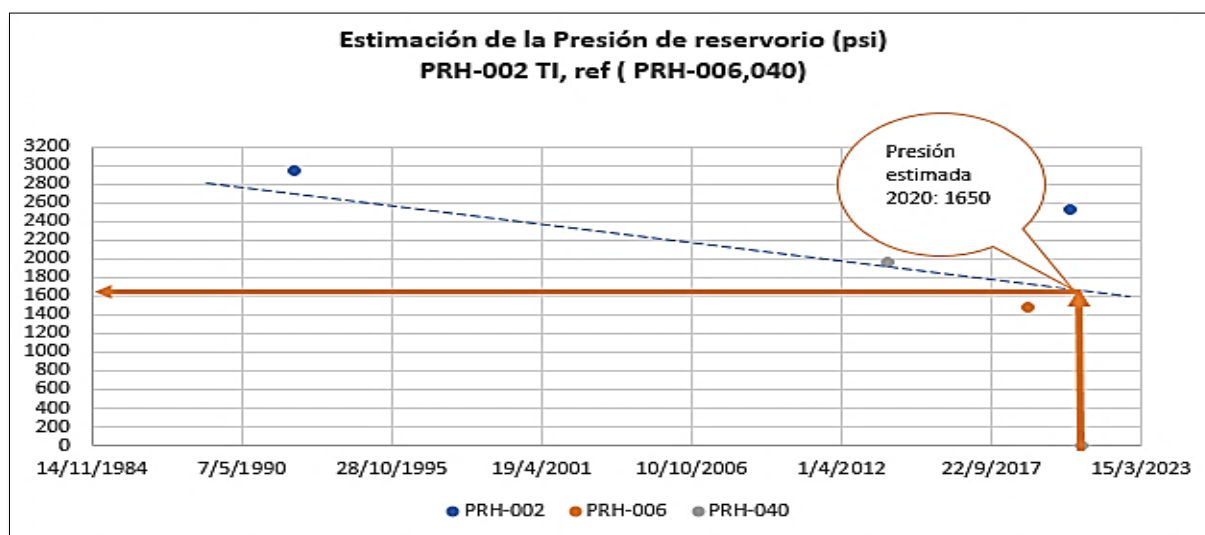
Estimación de presión de PRH-001, TI



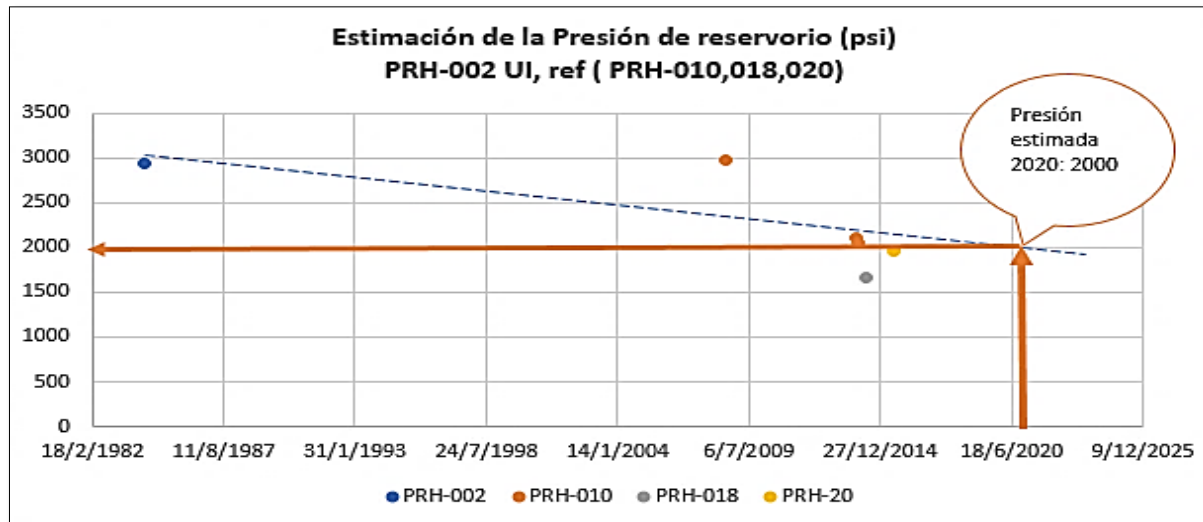
Estimación de presión de PRH-001, TS



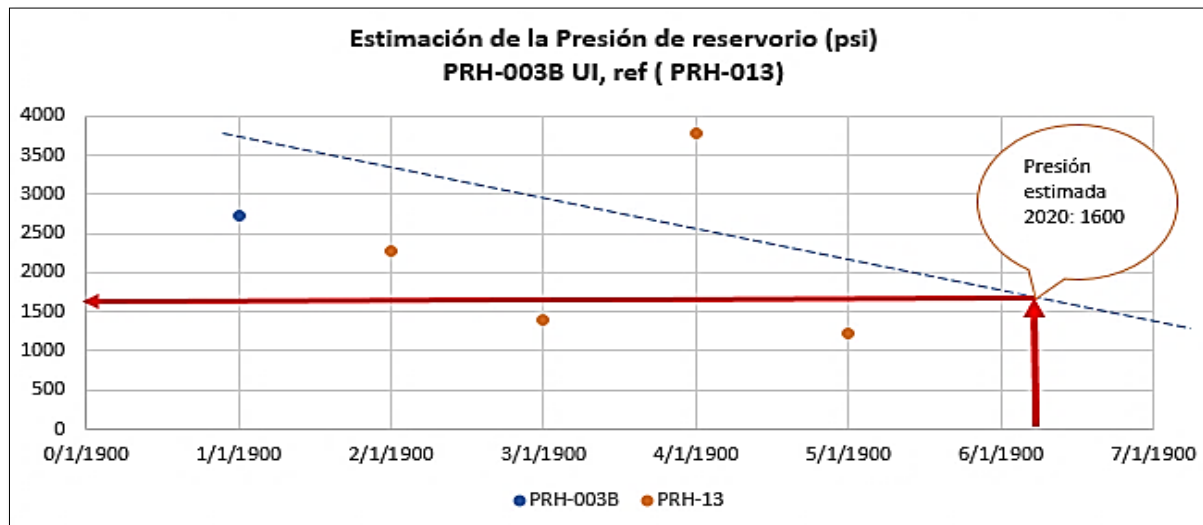
Estimación de presión de PRH-002, BT



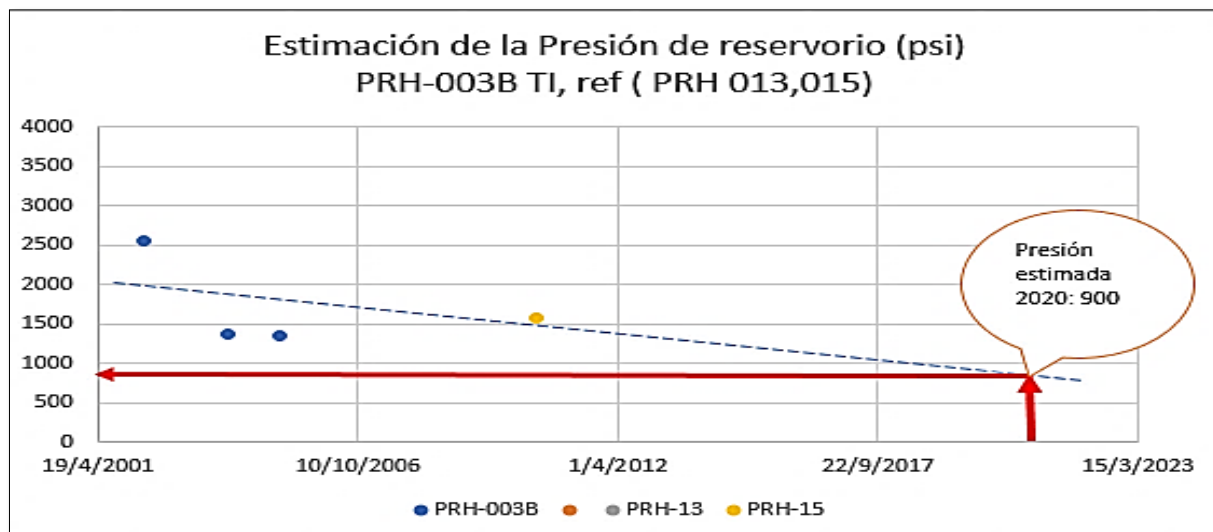
Estimación de presión de PRH-002, TI



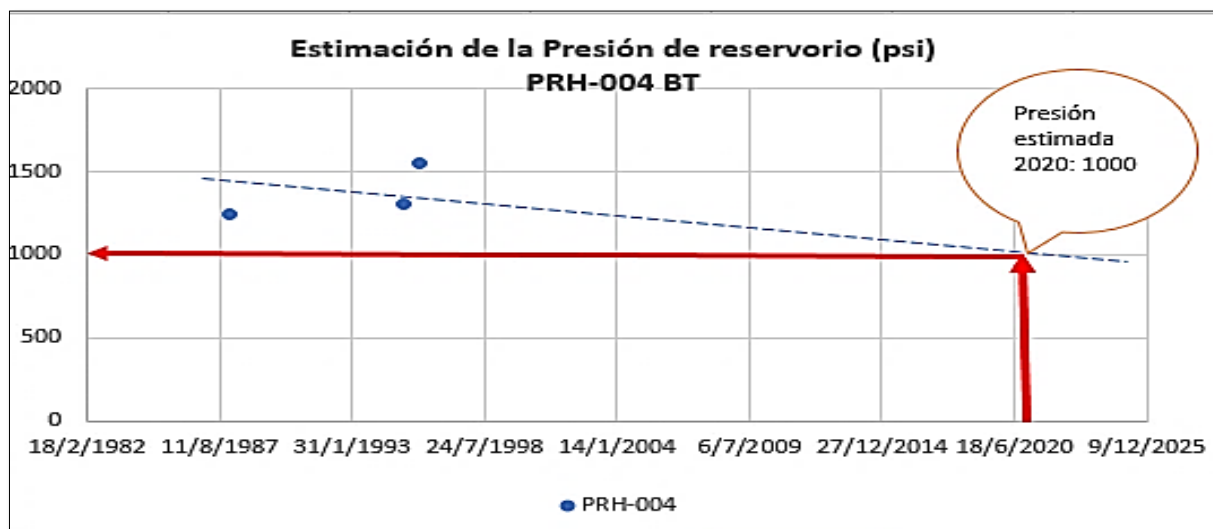
Estimación de presión de PRH-002, UI



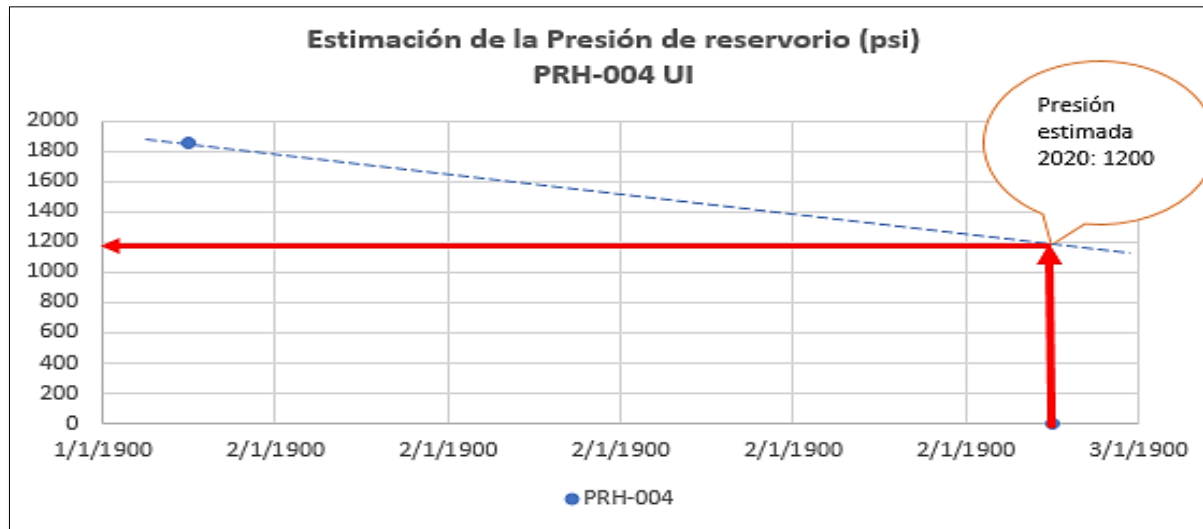
Estimación de presión de PRH-003B, UI



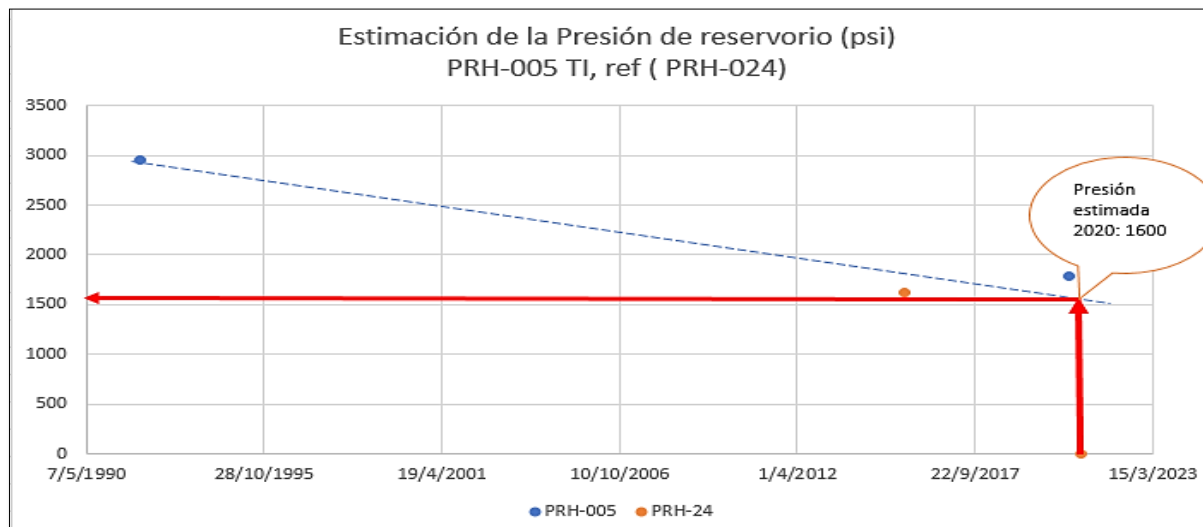
Estimación de presión de PRH-003B, TI



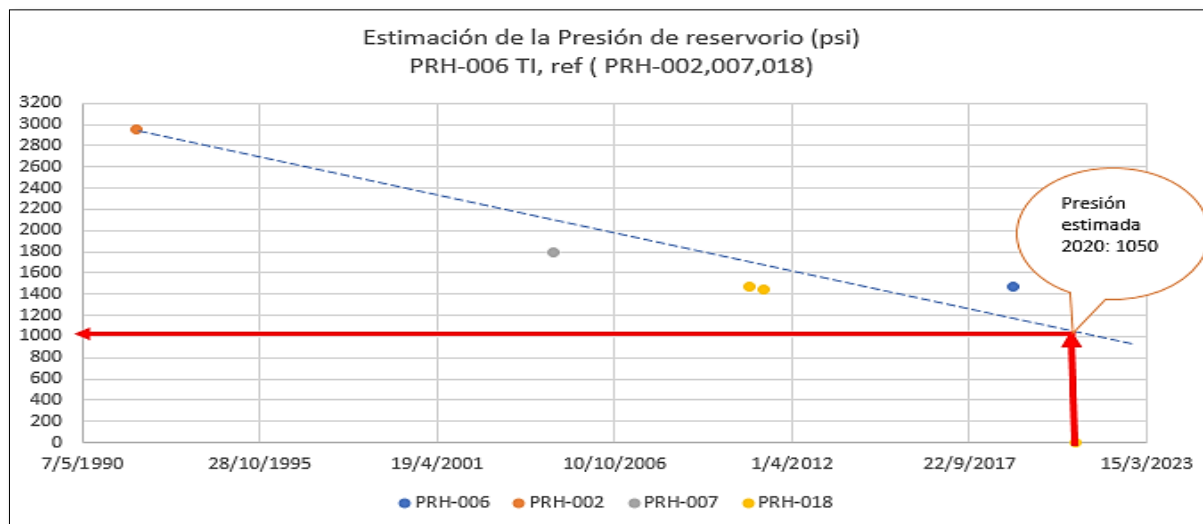
Estimación de presión de PRH-004, BT



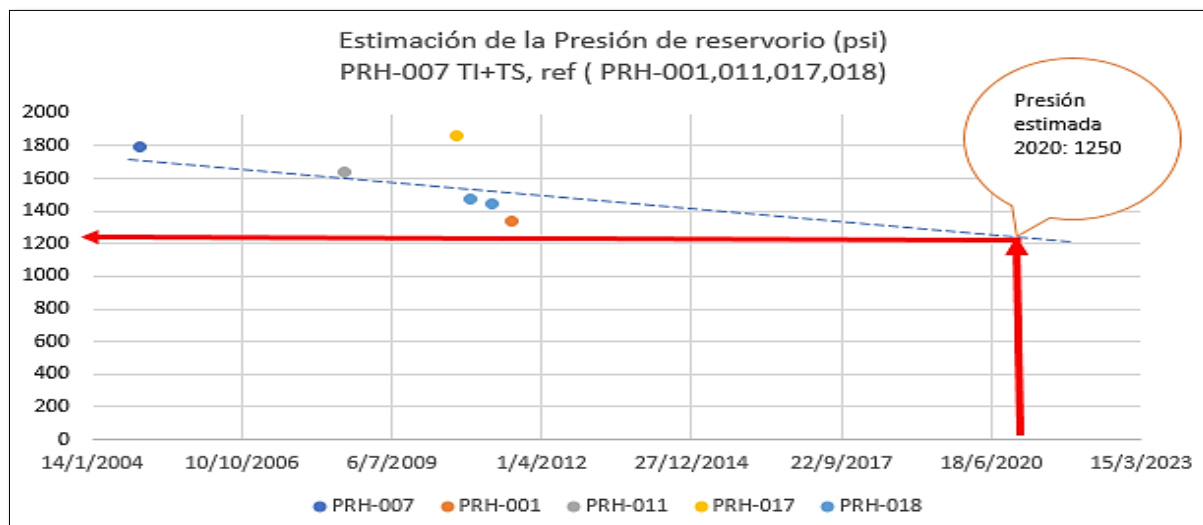
Estimación de presión de PRH-004, UI



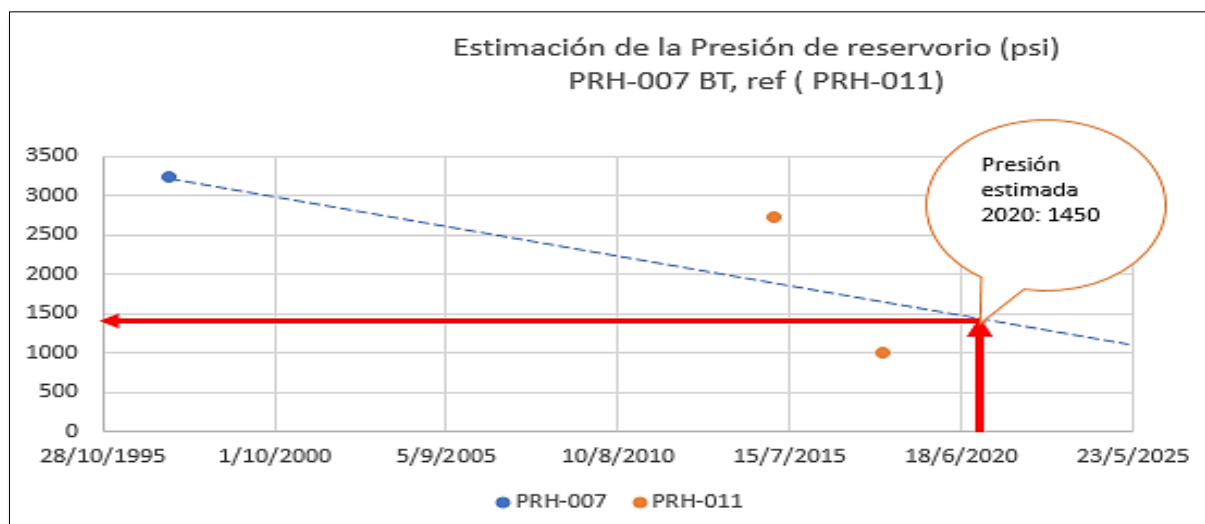
Estimación de presión de PRH-005, TI



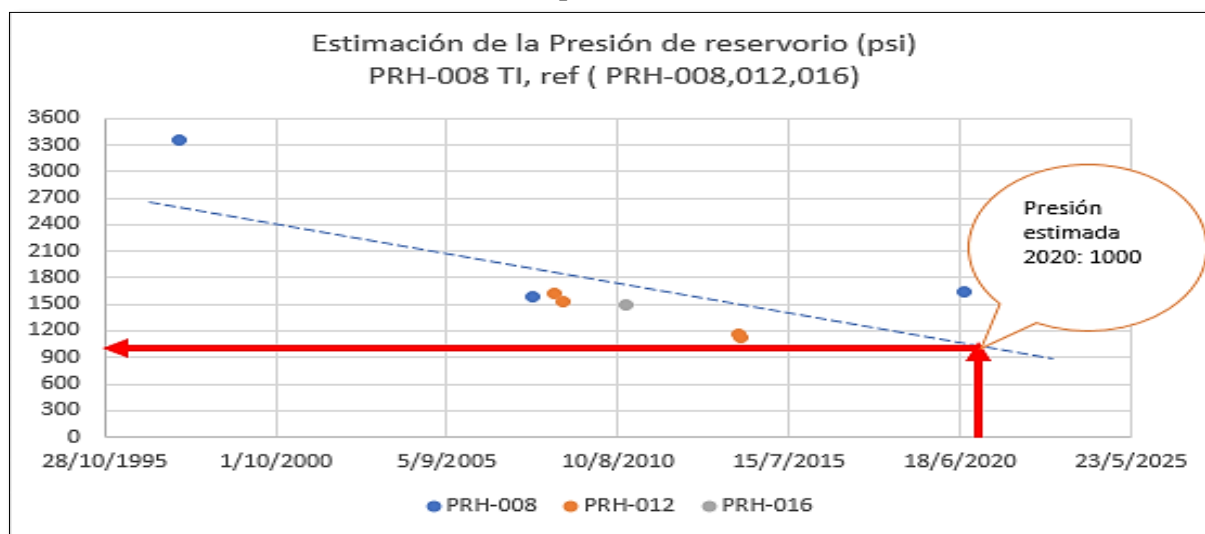
Estimación de presión de PRH-006, TI



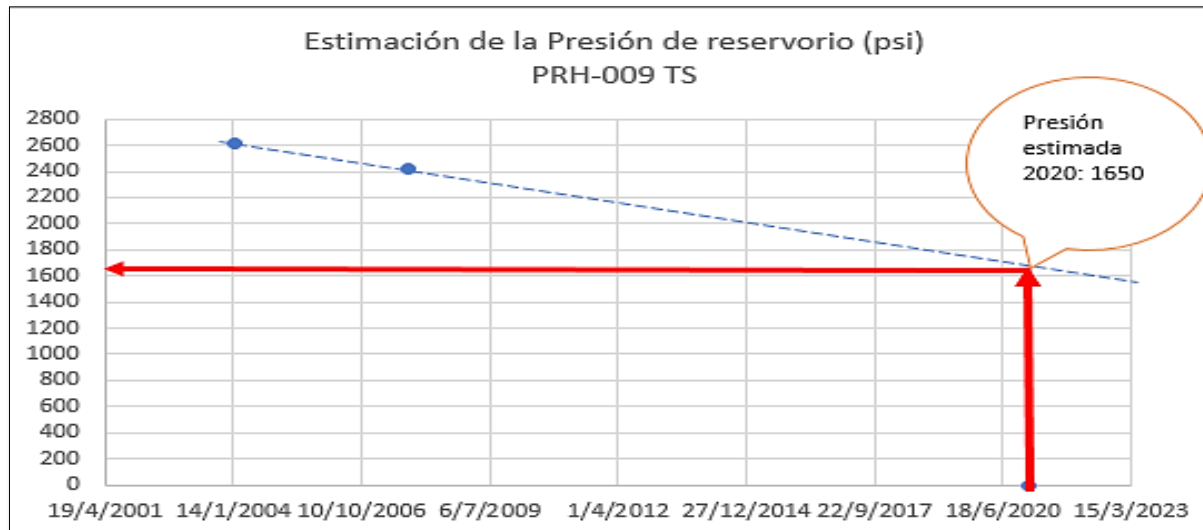
Estimación de presión de PRH-007, TI+TS



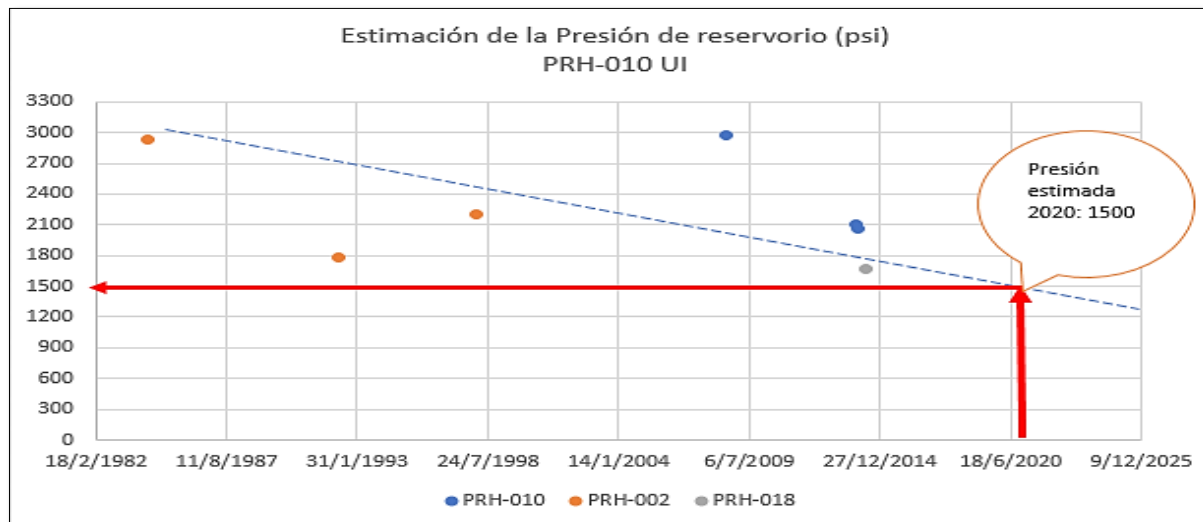
Estimación de presión de PRH-007, BT



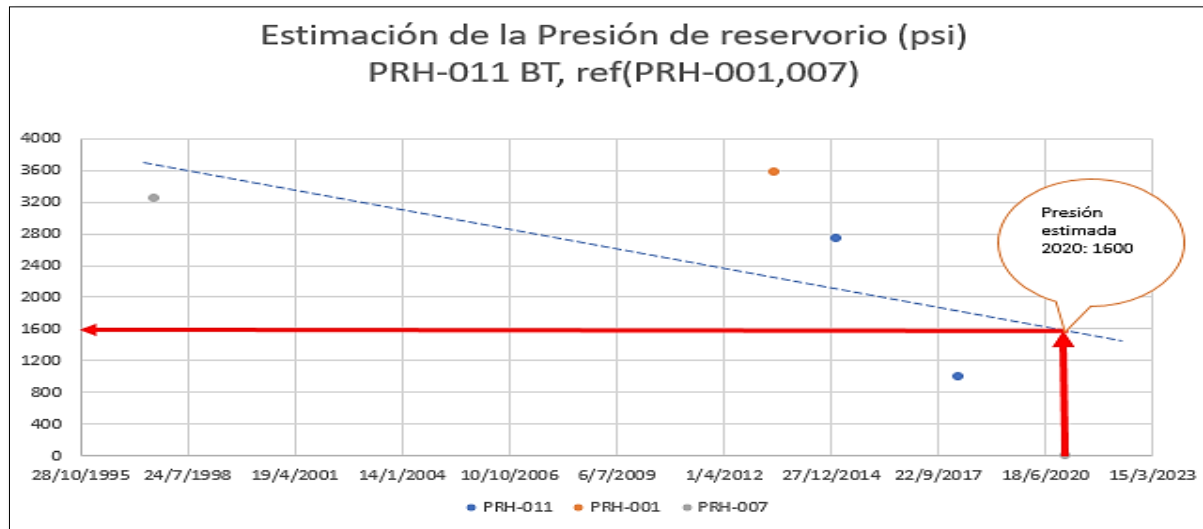
Estimación de presión de PRH-008, TI



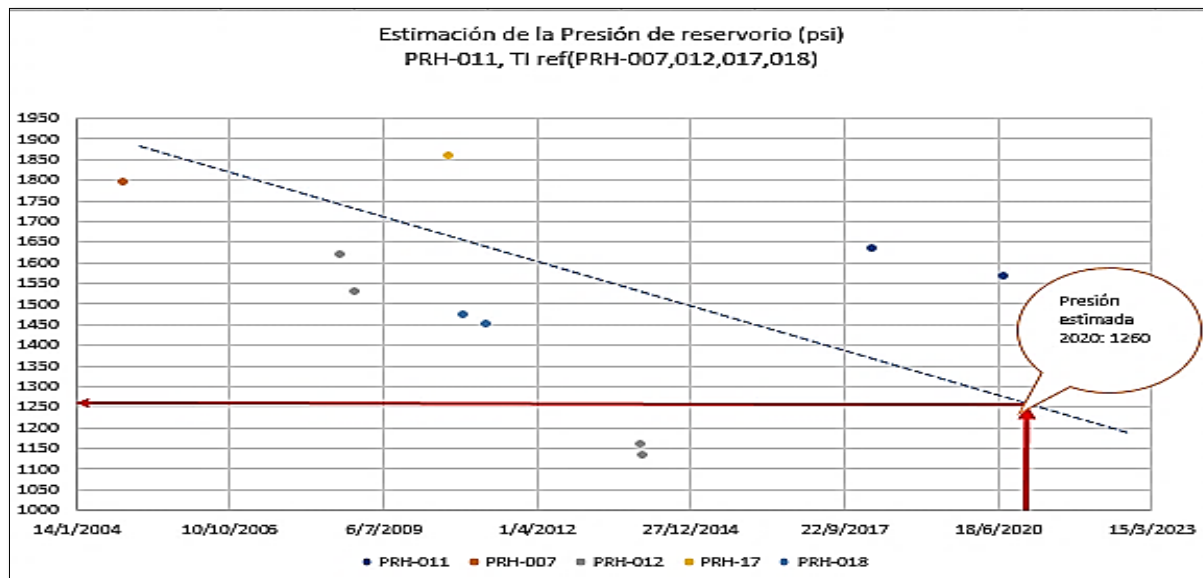
Estimación de presión de PRH-009, TS



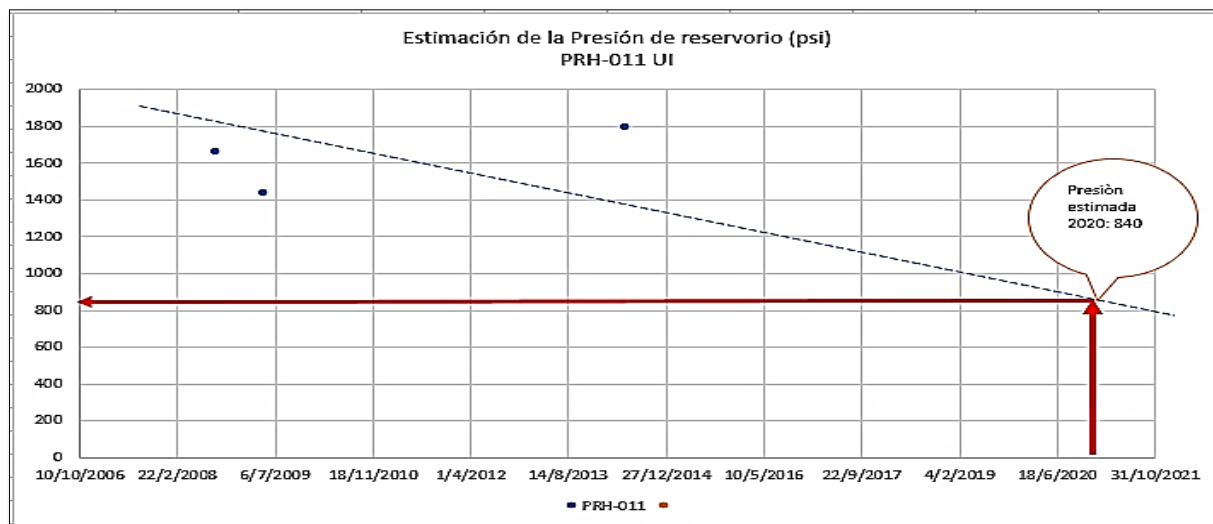
Estimación de presión de PRH-010, UI



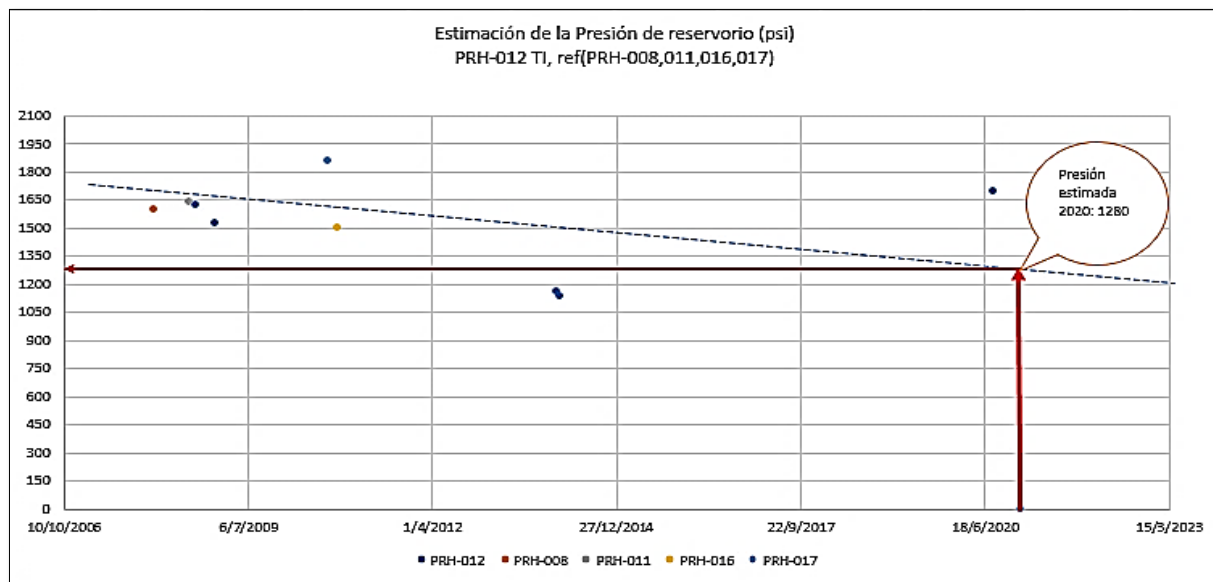
Estimación de presión de PRH-011, BT



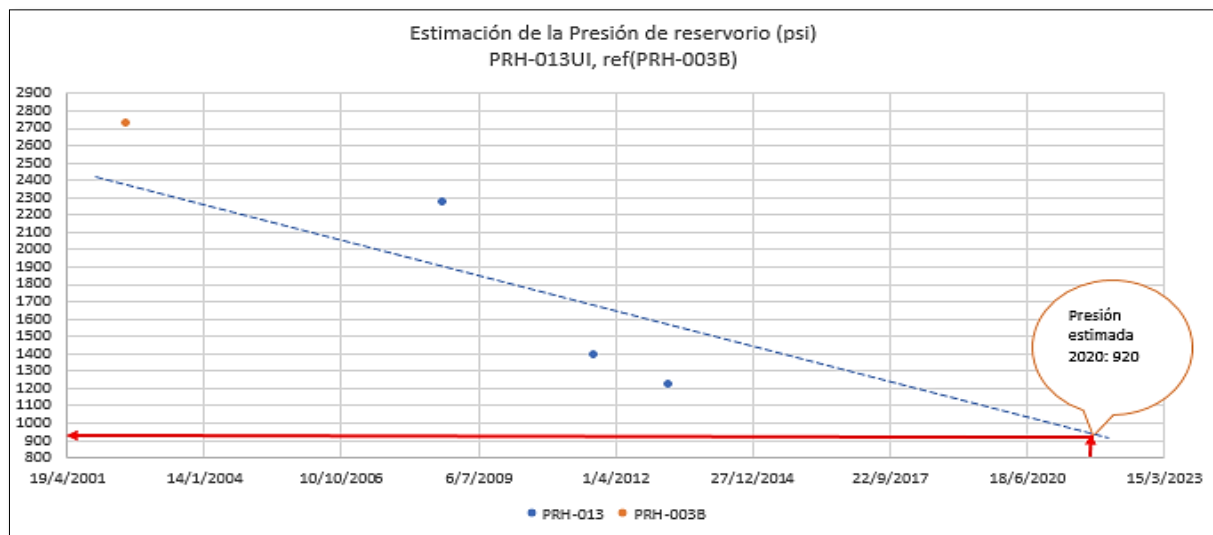
Estimación de presión de PRH-011, TI



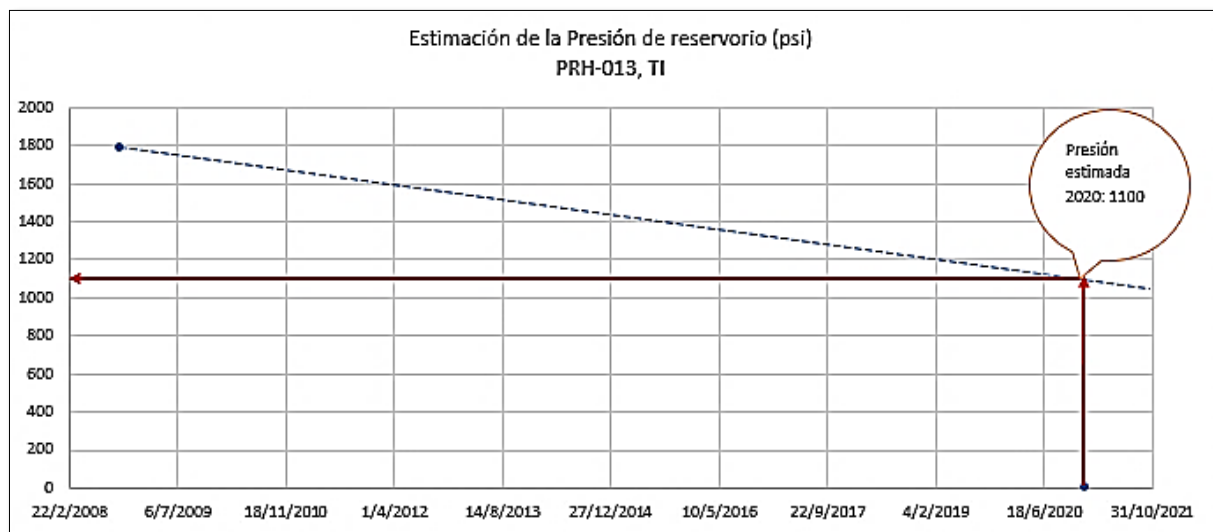
Estimación de presión de PRH-011, UI



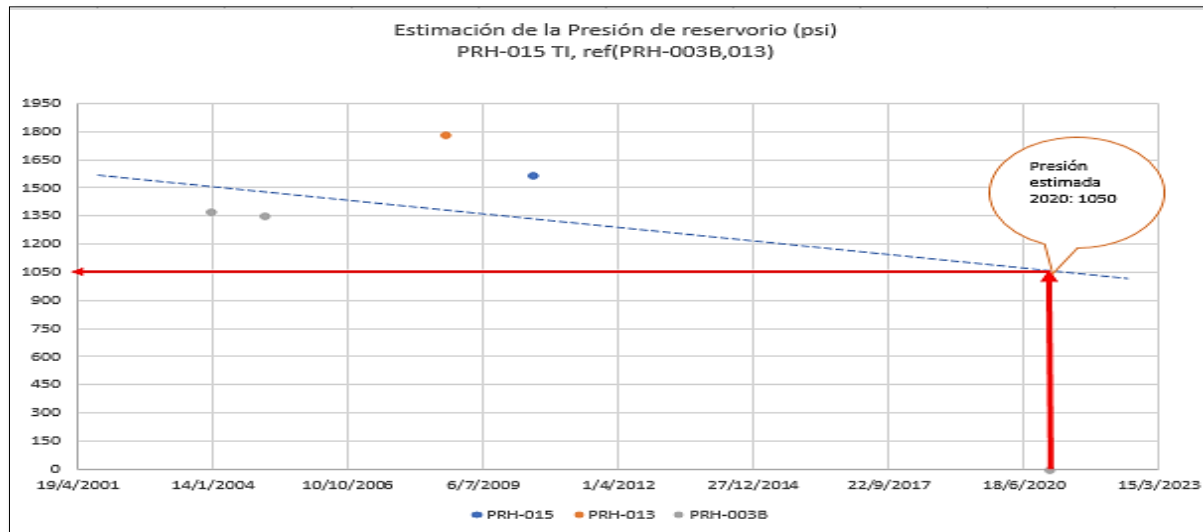
Estimación de presión de PRH-012, TI



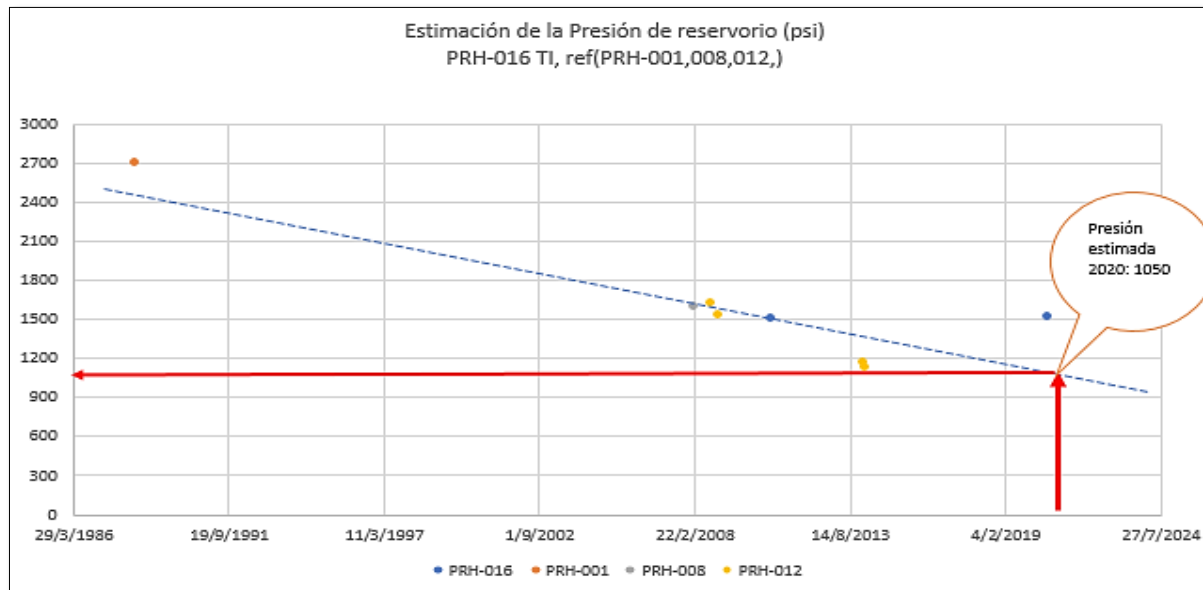
Estimación de presión de PRH-013, UI



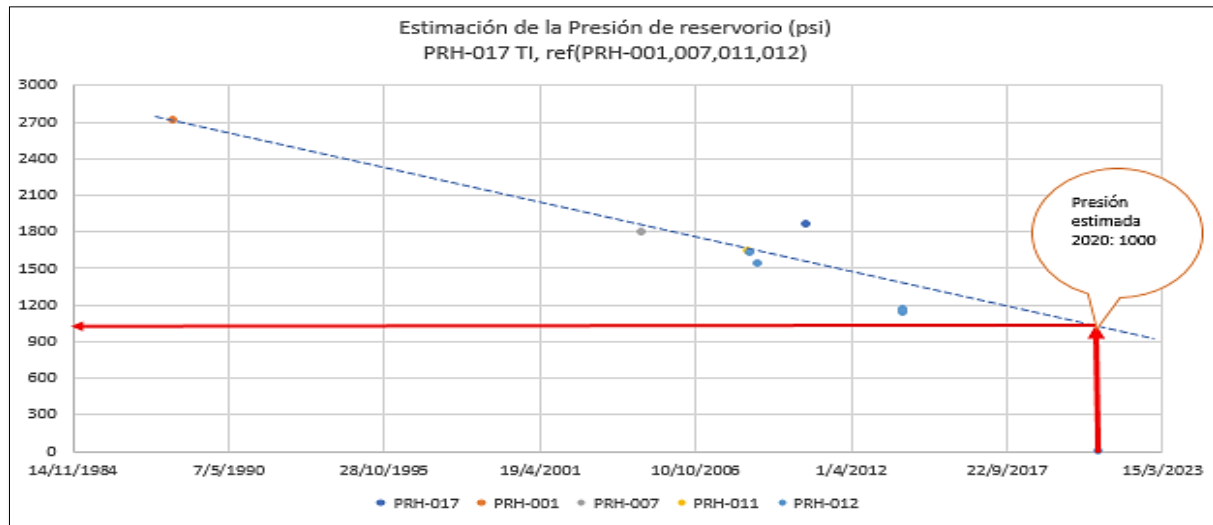
Estimación de presión de PRH-013, TI



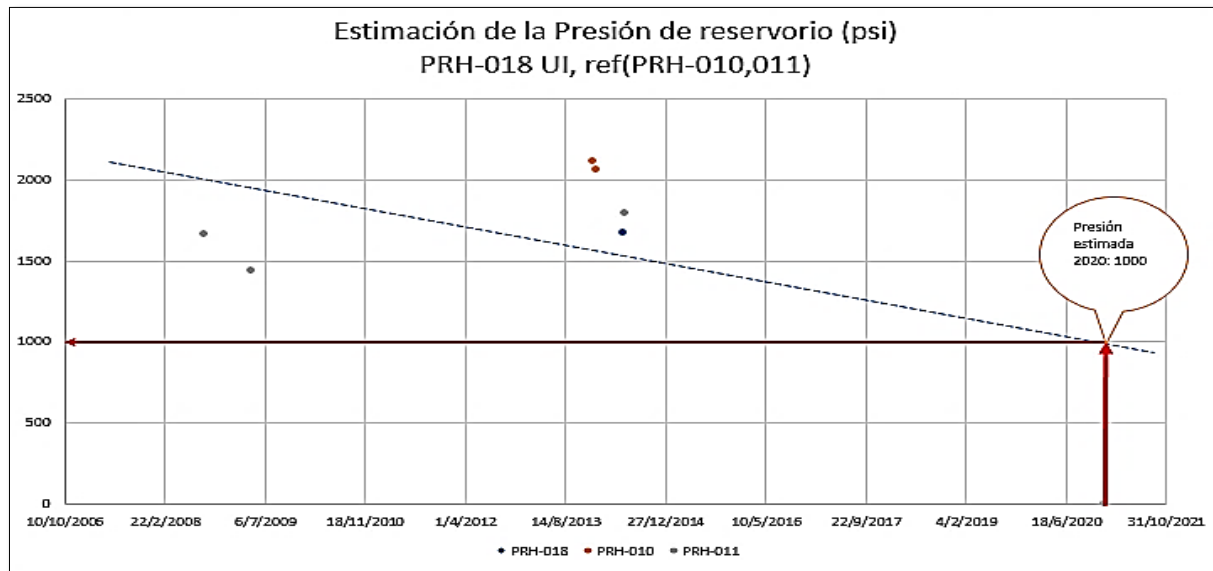
Estimación de presión de PRH-015, TI



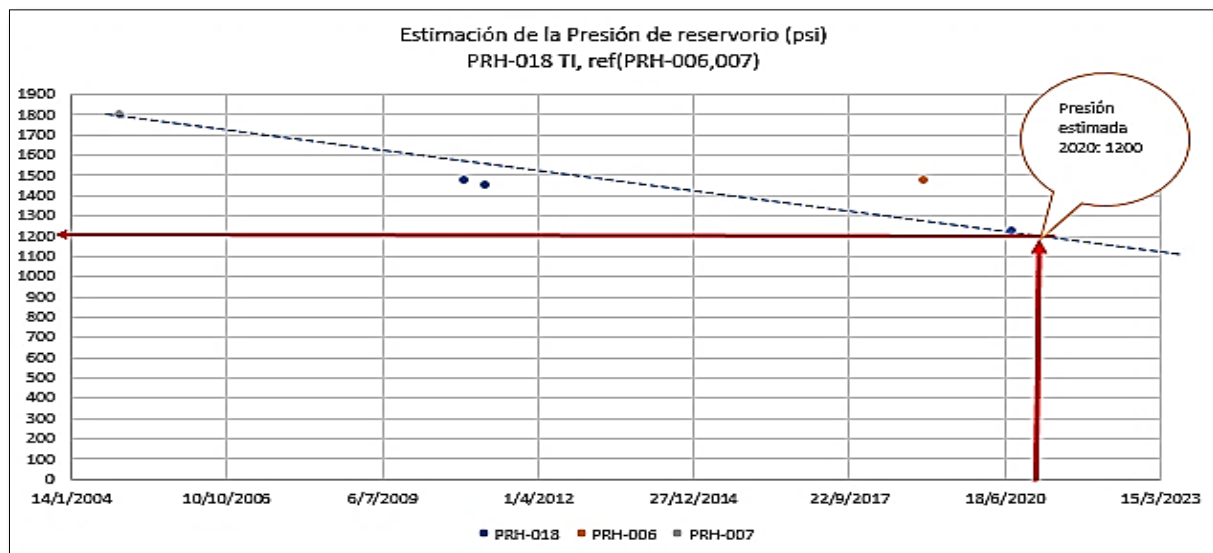
Estimación de presión de PRH-016, TI



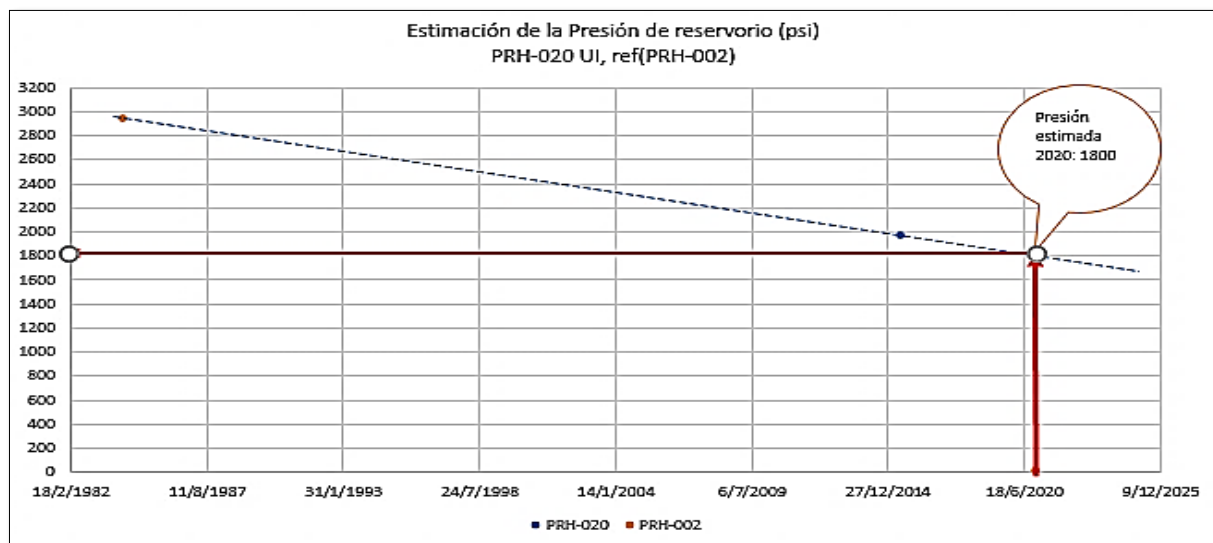
Estimación de presión de PRH-017, TI



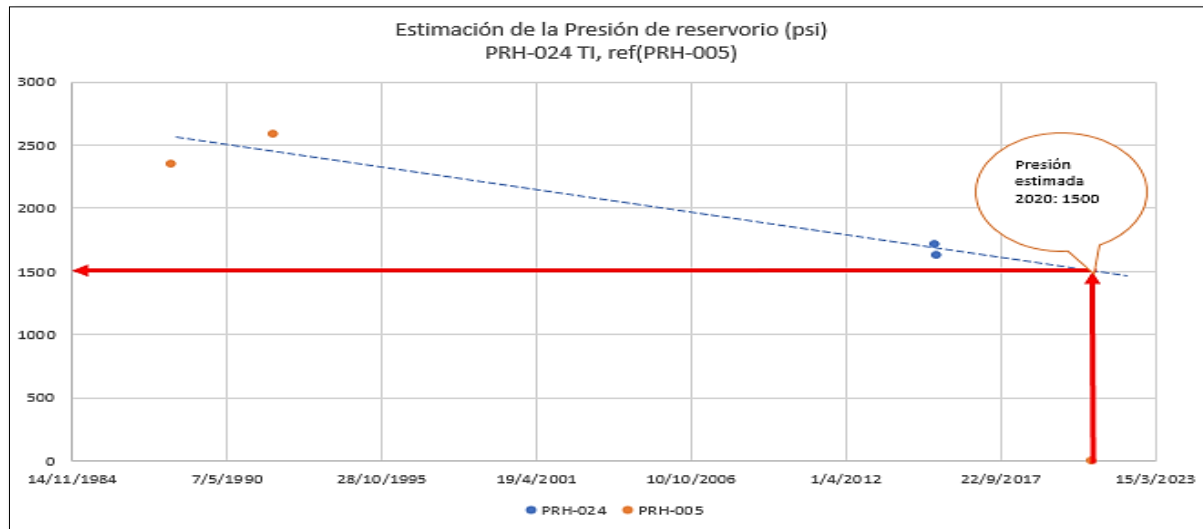
Estimación de presión de PRH-018, UI



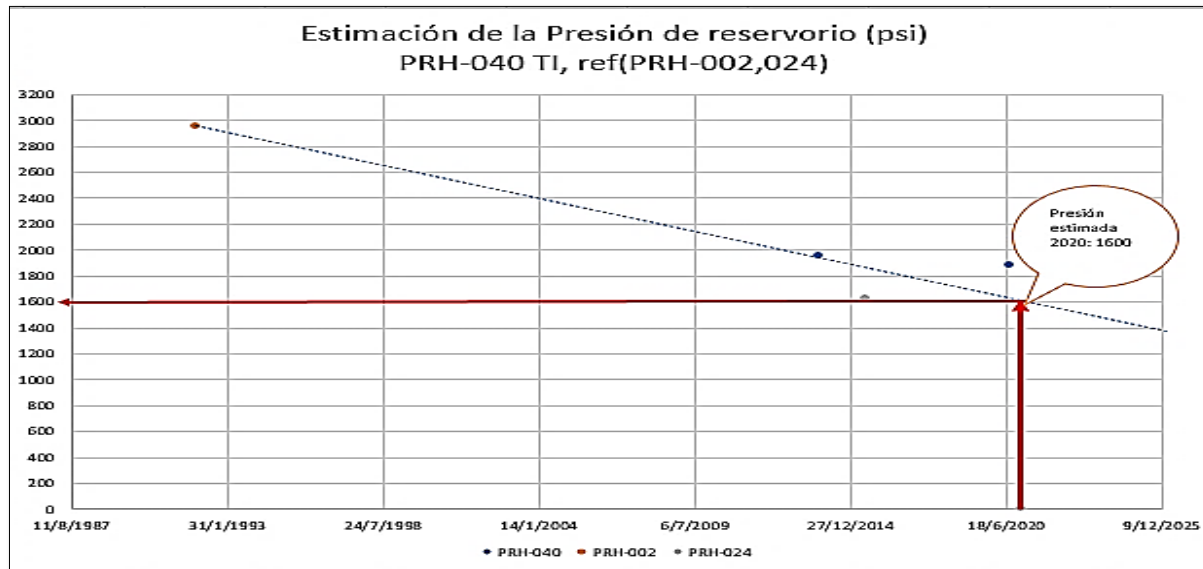
Estimación de presión de PRH-018, TI



Estimación de presión de PRH-020, UI

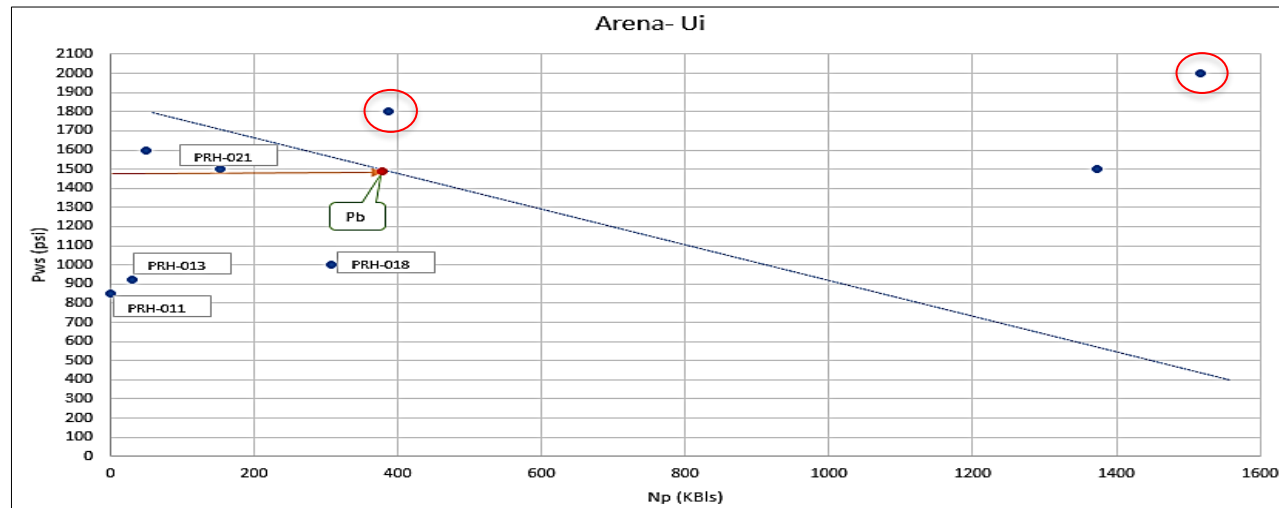
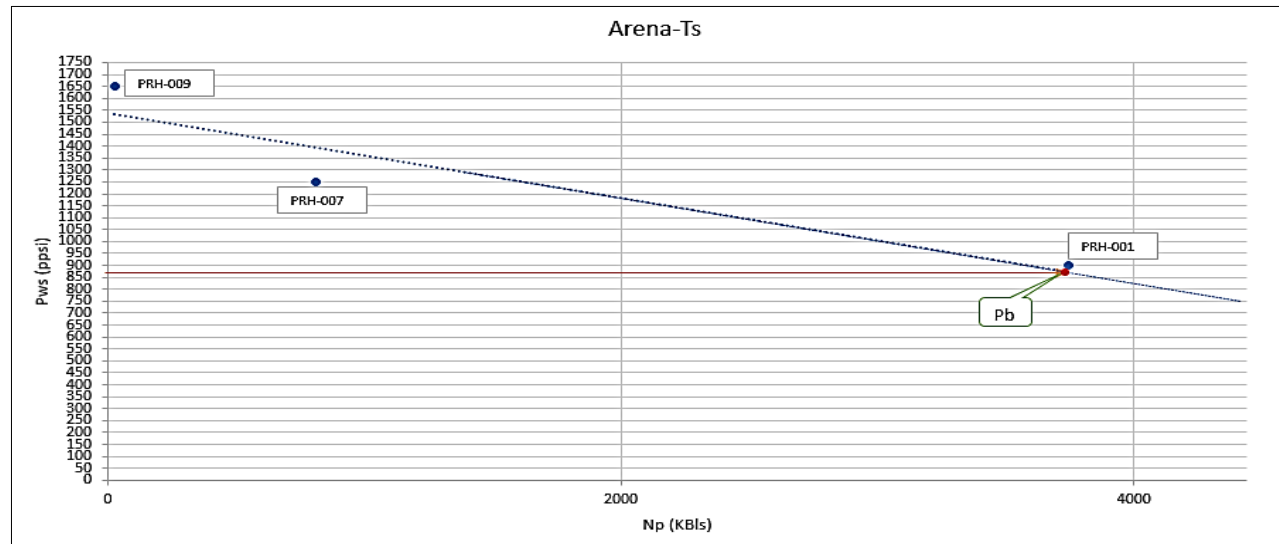


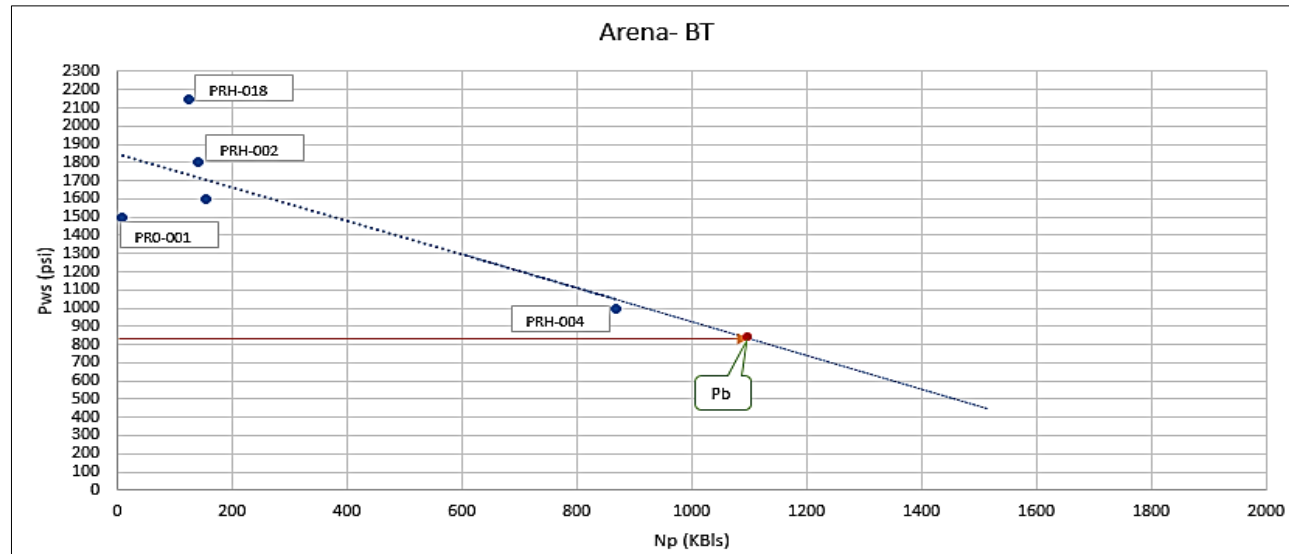
Estimación de presión de PRH-024, TI



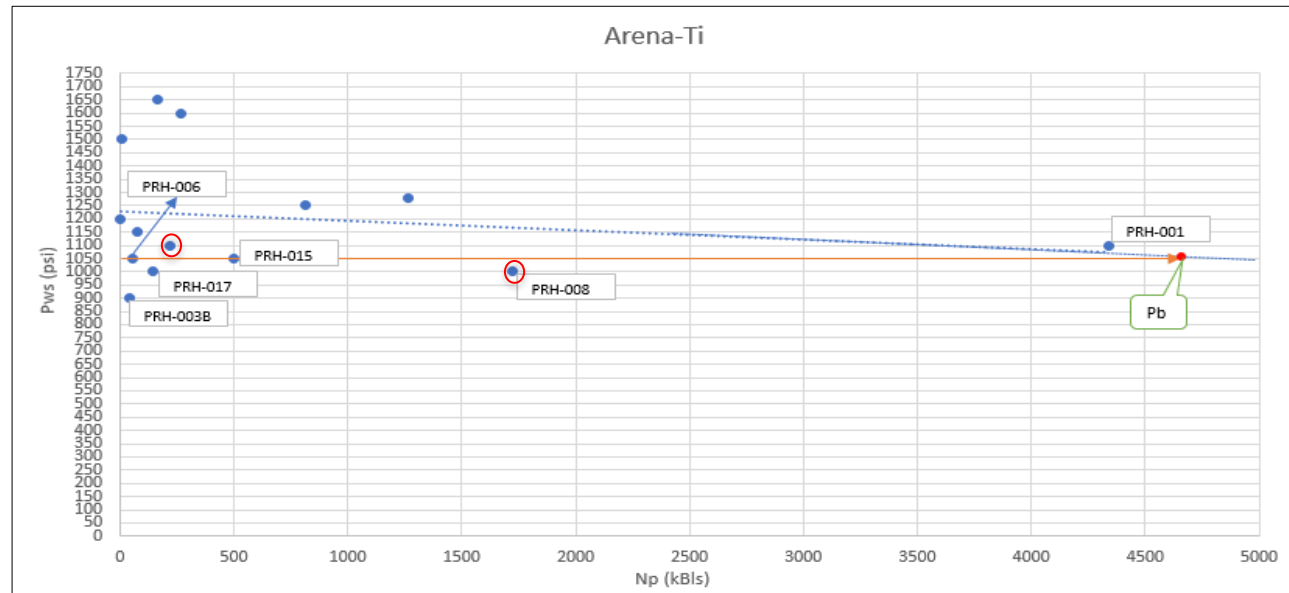
Estimación de presión de PRH-040, TI

Apéndice No 3.





Pws vs Np de la arena BT



Pws vs Np de la arena TI