

# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica




TESIS

## Optimización del software de manejo de datos de producción en el Lote VI en el Noroeste Peruano

Para obtener el Título Profesional de  
**Ingeniero de Petróleo y Gas Natural**

Elaborado por

**Nino Lenin Yupanqui Sánchez**

 0009-0005-9796-8118

Asesor

**MSc. Luis Antonio Del Castillo Rodríguez**

 0000-0002-2219-1851

LIMA – PERÚ  
2023

## **Dedicatoria**

A mis padres Luisa y Saturnino por haberme dado todo su apoyo tanto económico como moral para terminar mi carrera profesional de ingeniería de petróleo y gas natural a lo largo de estos años, mis logros se los debo a ustedes que siempre confiaron en mí, gracias a ustedes cumpla este gran logro en mi vida profesional.

## **Agradecimiento**

Eterno agradecimiento a la UNI mi alma mater, por haberme formado como profesional de ingeniería de petróleo y gas natural cuyo conocimiento adquirido me permite desenvolverse con solidez en la vida profesional. Para los profesores que estuvieron, para ellos mi enorme agradecimiento por sus enseñanzas y experiencias, para mis compañeros mi gratitud por su apoyo y motivación.

## Resumen

En la industria del Petróleo y Gas se maneja una gran cantidad de información, el Lote VI se viene produciendo desde el año 1910, pero no se tenía un buen control y registro de los datos de producción, por lo tanto, era laborioso y en algunos casos no era posible hacer evaluaciones por tal motivo la empresa operadora del lote VI en el 2010, se entendió en la necesidad de implementar un software de almacenamiento y análisis de la producción con la finalidad de tener un mejor control de la data de producción.

El objetivo de este proyecto de tesis es mostrar cómo se llevó a cabo la implementación y optimización del software elegido, considerando que existen otros similares en el mercado, la implementación de este sistema permite optimizar el caudal de producción de los pozos petroleros del Lote VI en el noroeste peruano.

En ese sentido se considera optimizar esta evaluación del software a través de un análisis matemático, ya sea; según el caso, confirmar o mejorar los resultados obtenidos por el software para así tomar mejores decisiones en cuanto a los escenarios que toque afrontar.

La metodología de trabajo que siguió este proyecto inicia con la generación del pronóstico de producción por medio del software OFM de los pozos seleccionados del Lote VI, así mismo se realiza el cálculo más óptimo de declinación teniendo en cuenta el caudal del pozo acumulado hasta la fecha y que servirá para calcular dicho pronóstico. Finalmente se realiza un análisis matemático para elegir según sea el caso, la mejor tendencia de declinación en el tiempo.

## **Abstract**

In the Oil and Gas industry, one of the main problems that arises is the large amount of information that is handled. Lot VI has been produced since 1910, but there was no good control and registration of production data. Therefore, it was laborious and in some cases it was not possible to make evaluations. For this reason, the operating company of batch VI, in 2010, saw the need to implement storage and production analysis software in order to have better control of production data.

The objective of this thesis project is to show how the implementation and optimization of the chosen software was carried out, considering that there are other similar ones on the market, the implementation of this system allows optimizing the production flow of the oil wells of Lot VI in northwest Peru.

In this sense, it is considered to optimize this software evaluation through a mathematical analysis, either; Depending on the case, confirm or improve the results obtained by the software in order to make better decisions regarding the scenarios that must be faced.

The work methodology followed by this project begins with the generation of the production forecast through the OFM software of the selected wells of Lot VI, and the most optimal decline calculation is carried out taking into account the well flow accumulated to date. and that will be used to calculate said forecast. Finally, a mathematical analysis is carried out to choose, as appropriate, the best decline trend over time.

## Tabla de Contenido

Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Tabla de Contenido.....	vi
Contenido de Figuras.....	ix
Contenido de Tablas.....	x
<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Problemática.....	2
1.3 Formulación del Problema.....	2
1.3.1 Problema General.....	2
1.4 Objetivos de la Investigación.....	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos.....	3
1.5 Hipótesis de la Investigación.....	3
1.5.1 Hipótesis General.....	3
1.5.2 Hipótesis Específicas.....	3
1.6 Justificación de la Investigación.....	3
1.7 Identificación de Variables.....	4
1.7.1 Variables Independientes.....	4
1.7.2 Variables Dependientes.....	4
1.8 Operacionalización de Variables.....	4
1.9 Matriz de Consistencia.....	5
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....</b>	<b>6</b>
2.1 Ubicación.....	6
2.2 Marco Geológico Regional: Descripción de la Cuenca Talara.....	7
2.2.1 Geología del Lote VI.....	9
2.2.2 Estratigrafía Cuenca Talara.....	10
2.2.2.1 Paleozoico.....	10
2.2.2.2 Pensilvaniano Medio.....	10

2.2.2.3 Mesozoico .....	10
2.2.2.4 Cretácico Medio .....	11
2.2.2.5 Cretácico Superior .....	11
2.2.2.6 <i>Cenozoico</i> .....	11
2.2.2.7 <i>Paleoceno</i> .....	11
2.2.2.8 Eoceno Inferior .....	12
2.2.2.9 Eoceno Medio .....	14
2.2.2.10 Eoceno Superior .....	14
2.2.2.11 Cuaternario .....	14
2.2 Descripción de las Principales Formaciones Productoras .....	15
2. 3.1 Formación Basal Salina: .....	16
2. 3.2 Formación Mogollón: .....	16
2. 3.3 Formación Pariñas: .....	16
2. 4 Propiedades Petrofísicas del Lote VI .....	17
2. 4.1 Propiedades de la Roca .....	17
2. 4.2 Presión Capilar .....	20
2.5 Características de los Fluidos del Lote VI .....	21
2.5.1 Propiedades PVT .....	21
2.5.2 Compresibilidad de la roca (Cr). .....	21
2.5.3 Relación Gas-Petróleo (Rs). .....	21
2.6 Conceptos Generales .....	22
2.6.1 Tipos de Datos .....	22
2.6.2 Validación de Datos .....	22
2.6.3 Almacenamiento y Recuperación de Datos .....	22
2.6.4 Base de datos .....	22
2.7 El Software OILFIELD MANAGER (OFM) .....	23
2.7.1 Beneficios del SOFTWARE OFM .....	23
2.8 Módulos utilizados .....	23
2.8.1 Mapa base .....	23
2.8.2 Módulo de filtro o selección: FILTER .....	24
2.8.3 Módulo de gráficos: PLOT .....	24
2.8.4 Declinación: FORECAST .....	24
2.8.5 REPORT .....	24

2.9 Declinación de la Producción de Petróleo .....	24
2.9.1 Tipos de Declinación de Producción .....	26
2.9.1.1 Naturaleza de la declinación .....	26
2.9.2 Tipos de Curvas de Declinación .....	27
2.9.2.1 Declinación Exponencial .....	27
2.9.2.2 Declinación Hiperbólica .....	29
2.9.2.3 Declinación Armónica .....	30
2.9.3 Determinación del tipo de Declinación .....	31
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION .....	32
3.1 Selección de pozos .....	32
3.2 Metodología general para la implementación del software OFM. ....	32
3.3 Procedimiento (OFM) .....	33
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	39
4.1 Declinación del pozo L15208D – Lote VI .....	39
4.1.1 Optimización del Análisis del Software .....	41
4.2 Declinación del pozo L15221D – Lote VI .....	45
4.2.1 Optimización del Análisis del Software .....	47
4.3 Declinación del pozo L15238D – Lote VI .....	49
4.3.1 Optimización del Análisis del Software .....	51
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	53
5.1 Conclusiones .....	53
5.2 Recomendaciones .....	55
CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	56
ANEXOS .....	57



## Contenido de Figuras

<b>Figura 1</b> Ubicación Geográfica del Lote VI .....	6
<b>Figura 2</b> Mapa geológico y unidades estructurales.....	8
<b>Figura 3</b> Mapa geológico Lote VI.....	9
<b>Figura 4</b> Columna Estratigráfica correspondiente a la parte sur de la Cuenca Talara.....	15
<b>Figura 5</b> Porosidad de la roca .....	17
<b>Figura 6</b> Permeabilidad de la roca.....	19
<b>Figura 7</b> Curvas de Declinación según el valor de “b” .....	26
<b>Figura 8</b> Logaritmo natural del caudal vs tiempo .....	28
<b>Figura 9</b> Mapa base .....	33
<b>Figura 10</b> Aplicación de Plot.....	34
<b>Figura 11</b> Aplicación del Forecast .....	35
<b>Figura 12</b> Aplicación de la función Report .....	36
<b>Figura 13</b> Función Flow Model .....	37
<b>Figura 14</b> Configuración del Escenario.....	38
<b>Figura 15</b> Historial de Producción Pozo L15208D .....	39
<b>Figura 16</b> Estimación del caudal de declinación a través de OFM, pozo L15208D.....	40
<b>Figura 17</b> Método grafico para establecer el tipo de declinación. ....	42
<b>Figura 18</b> Historial de producción Pozo L15221D.....	45
<b>Figura 19</b> Estimación del Caudal de declinación a través de OFM.....	46
<b>Figura 20</b> Método grafico para establecer el tipo de declinación. ....	47
<b>Figura 21</b> Historial de producción Pozo L15238D.....	49
<b>Figura 22</b> Estimación del Caudal de declinación a través de OFM.....	50
<b>Figura 23</b> Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM.....	51
<b>Figura 24</b> Método grafico para establecer el tipo de declinación. ....	51

## Contenido de Tablas

<b>Tabla 1</b> Coordenadas Geográficas .....	7
<b>Tabla 2</b> Propiedades Petrofísicas Estimadas del Lote VI.....	20
<b>Tabla 3</b> Propiedades Petrofísicas Estimadas del Lote VI.....	21
<b>Tabla 4</b> Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM .....	41
<b>Tabla 5</b> Datos obtenidos de la gráfica 1/Di vs tiempo, pozo L15208D .....	42
<b>Tabla 6</b> Resultados obtenidos del pozo L15208D.....	44
<b>Tabla 7</b> Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM. ....	47
<b>Tabla 8</b> Datos obtenidos de la gráfica 1/Di vs tiempo. ....	69
<b>Tabla 9</b> Resultados obtenidos del pozo L15221D.....	69
<b>Tabla 10</b> Datos obtenidos de la gráfica 1/Di vs tiempo. ....	52
<b>Tabla 11</b> Resultados obtenidos del pozo L15238D.....	52

## CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

### 1.1 Antecedentes

(Cordova, 2017) en la tesis “Desarrollo de un Software con Características de Calidad para automatizar los Procesos de Negocios en la Empresa Petrolera Monterrico S.A.C”, menciona que el desarrollo del Software es también de suma importancia en nuestro país, según (Velasquez, 2014) hace referencia que la industria del Software en el Perú, que está conformada por empresas las cuales ofrecen servicios de desarrollo de tecnologías de información, es cada vez más creciente, además resalta que la industria del Software peruana es auténticamente nacional ya que produce un 90% para nuestro mercado local y el 10% restante hacia el exterior, esto según las últimas estadísticas de APESOFT para el 2012.

Las herramientas que se usó fueron: un software que optimizó los pronósticos de producción y un gestor de Base de Datos. Con todo esto fue posible determinar un buen análisis económico que permitió determinar los principales indicadores financieros y con esto poder definir la rentabilidad de nuestro proyecto.

(Freddy, 2010), en la Revista Ingeniería y Región, como título” Software para Interpretar Registros de Producción de Pozos y Su Aplicación en Campos Petroleros”, presenta una alternativa para interpretar Pruebas de Registros de Producción de pozos petroleros, basada en el desarrollo de un software interactivo que, a partir de los datos de registro del pozo, datos de producción o inyección, descripción de las herramientas usadas y parámetros del hidrocarburo, permite determinar la distribución vertical de los fluidos producidos o inyectados, mediante la aplicación de un esquema de interpretación. El esquema cuenta con métodos y cartas para la calibración de las herramientas de registro, correlaciones PVT para determinar las propiedades de los fluidos (Bánzer, 1996), métodos para determinar las fracciones de fluido en distintas secciones del pozo y

correlaciones de flujo multifásico para el cálculo del caudal de flujo, el aplicativo cuenta con una interfaz gráfica que permite visualizar los datos de registro y los cálculos del caudal de flujo en función de la profundidad, dotado de un módulo de edición gráfico que permite modificar y eliminar datos no válidos. Para el desarrollo del programa se utilizó la herramienta de programación Visual Basic.Net versión Express 2008 debido a su enfoque a entornos gráficos y a que no genera costos por licencia; para el cálculo del caudal de flujo el programa utiliza cuatro correlaciones de flujo multifásico, **(Freddy, 2010)**.

El software desarrollado bajo lenguaje de programación Visual Basic.NET proporciona una interfaz gráfica muy versátil, pues además de la interacción con el usuario ofrece la facilidad para identificar los diferentes registros, la interfaz permite visualizar todos los datos de registro cargados, las cartas o gráficas de calibración para las herramientas, la interpretación de los registros y la distribución de caudal en las diferentes zonas del pozo **(Freddy, 2010)**.

## **1.2 Problemática**

Los principales problemas encontrados antes de la implementación y optimización del software son los siguientes:

- Desorden total de la base de datos (Producción mensual de petróleo, etc.)
- No se tenía un lugar fijo de almacenamiento de los datos obtenidos de los pozos.
- No se contaba con el Software.
- La base de datos se almacenaba en archivos de Excel en diferentes carpetas.

## **1.3 Formulación del Problema**

### ***1.3.1 Problema General***

¿Cómo optimizar el software de manejo de datos de producción en el Lote VI en el Noreste Peruano?

## **1.4 Objetivos de la Investigación**

### ***1.3.1 Objetivo General***

Optimizar el uso del Software de manejo de datos de producción, para tener un mejor control y evaluación de datos de los pozos de petróleo en el Lote VI, así determinar el caudal de declinación de la producción.

### ***1.4.2 Objetivos Específicos***

- Optimizar los resultados del Software y los pronósticos de producción.
- Estimar analíticamente el caudal de declinación de producción de los pozos petroleros seleccionados.

## **1.5 Hipótesis de la Investigación**

### ***1.5.1 Hipótesis General***

La optimización del Software permite tomar una mejor decisión en cuanto a la producción de pozos petroleros en el Lote VI del Noroeste Peruano.

### ***1.5.2 Hipótesis Específicas***

Al tener un mejor control y evaluación de datos de producción de pozos petroleros, esto permitirá una mejor interpretación y un mejor análisis para producir eficientemente los pozos petroleros.

## **1.6 Justificación de la Investigación**

Los beneficios potenciales de la implementación y optimización del software han despertado interés de las empresas operadoras de petróleo y gas en estos últimos años. Lo más interesante es que, si se tiene un amplio conocimiento del manejo del Software los trabajos de Reservas, Pronósticos de Producción, etc., se pueden realizar en un menor tiempo y con mayor precisión.

En el Lote VI del Noroeste Peruano, se utilizaba los archivos de Excel para guardar la información de los pozos, pero al tener mucha data los archivos de

Excel se congelaban y no se podía trabajar con mucha fluidez. Por lo mencionado los trabajos tomaban mucho tiempo en realizarse.

Luego a partir del 2010 se implementó el Software y se observó muy buenos resultados.

## 1.7 Identificación de Variables

En la implementación y optimización del software para un mejor control y evaluación de producción de pozos, diversas variables están involucradas, pero en esta tesis se colocará las variables de manera global y se clasificará en dos tipos: variables independiente y dependiente.

### 1.7.1 Variables Independientes

Implementación del Software.

### 1.7.2 Variables Dependientes

Producción de Petróleo.

## 1.8 Operacionalización de Variables

VARIABLES	TIPO DE VARIABLE	DEFINICION OPERACIONAL	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA
IMPLEMENTACION DEL SOFTWARE	INDEPENDIENTE	Permitirá un mejor análisis en los pozos y así poder producirlos eficientemente.	1. BUEN ANALISIS 2. MAL ANALISIS	-
PRODUCCION DE PETROLEO	DEPENDIENTE	La medición de la producción de petróleo es dada en barriles, en el cual si un pozo produce una gran cantidad de barriles entonces tiene una alta producción y viceversa.	1. ALTA PRODUCCION 2. BAJA PRODUCCION	BARRILES

## 1.9 Matriz de Consistencia

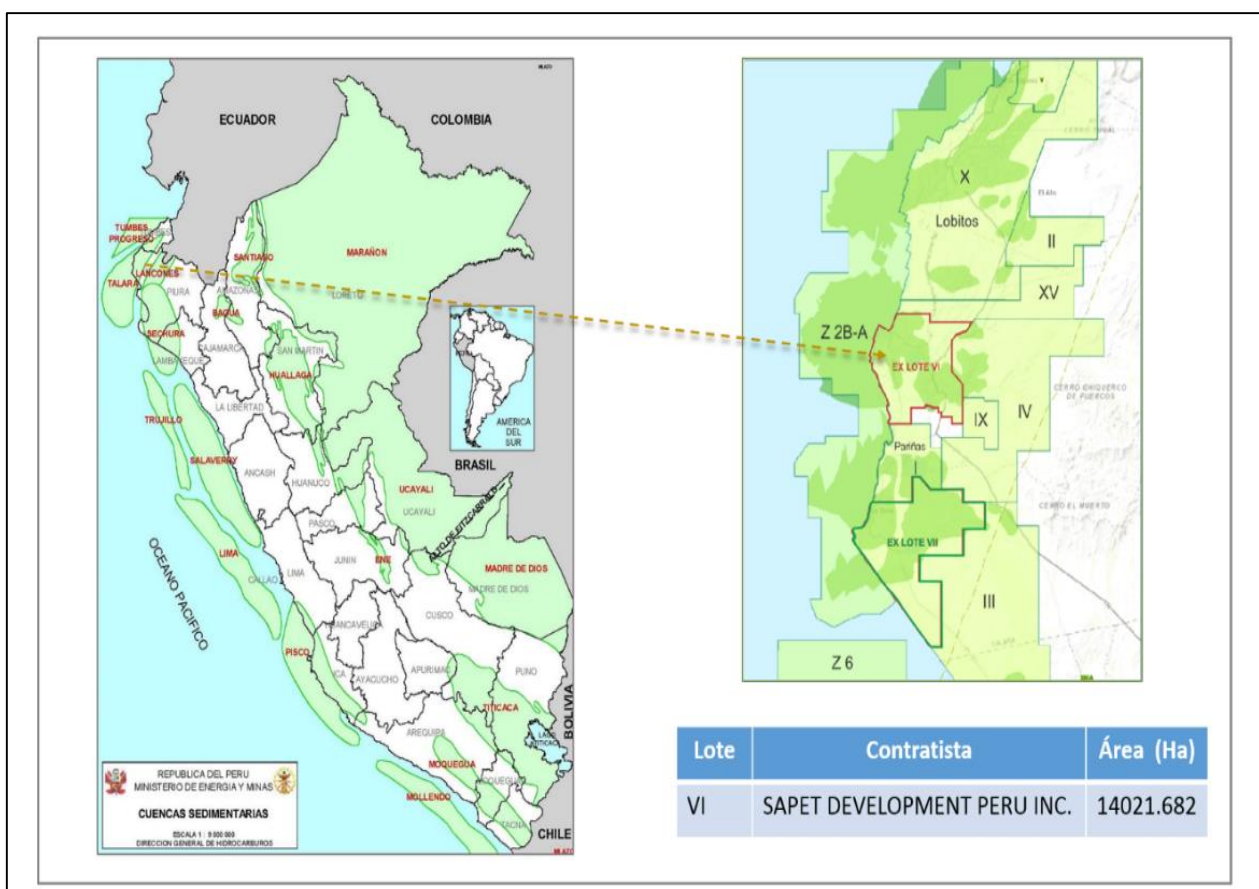
<b>OPTIMIZACION DEL SOFTWARE DE MANEJO DE DATOS DE PRODUCCION EN EL LOTE VI DEL NOROESTE PERUANO</b>					
<b>Problema</b>	¿Cómo optimizar el software de manejo de datos de producción en el Lote VI en el Noroeste Peruano?				
<b>Objetivos</b>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; width: 50%;"><u>General</u></th> <th style="text-align: center; width: 50%;"><u>Específicos</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Optimizar los resultados del Software para así determinar el caudal de declinación de la producción y el tiempo de vida del pozo.</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimar analíticamente el caudal de declinación de producción de los pozos petroleros seleccionados.</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	<u>General</u>	<u>Específicos</u>	Optimizar los resultados del Software para así determinar el caudal de declinación de la producción y el tiempo de vida del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimar analíticamente el caudal de declinación de producción de los pozos petroleros seleccionados.</li> </ul>
<u>General</u>	<u>Específicos</u>				
Optimizar los resultados del Software para así determinar el caudal de declinación de la producción y el tiempo de vida del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimar analíticamente el caudal de declinación de producción de los pozos petroleros seleccionados.</li> </ul>				
<b>Hipótesis</b>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; width: 50%;"><u>General</u></th> <th style="text-align: center; width: 50%;"><u>Específicos</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>La optimización del Software permite un mejor control y una mejor evaluación de datos de producción de pozos petroleros en el Lote VI del Noroeste peruano.</td> <td>Al tener un mejor control de data, esto permitirá una mejor interpretación y un mejor análisis para producir eficientemente los pozos petroleros.</td> </tr> </tbody> </table>	<u>General</u>	<u>Específicos</u>	La optimización del Software permite un mejor control y una mejor evaluación de datos de producción de pozos petroleros en el Lote VI del Noroeste peruano.	Al tener un mejor control de data, esto permitirá una mejor interpretación y un mejor análisis para producir eficientemente los pozos petroleros.
<u>General</u>	<u>Específicos</u>				
La optimización del Software permite un mejor control y una mejor evaluación de datos de producción de pozos petroleros en el Lote VI del Noroeste peruano.	Al tener un mejor control de data, esto permitirá una mejor interpretación y un mejor análisis para producir eficientemente los pozos petroleros.				
<b>Variables</b>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> <b>Variable Independiente:</b>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación del Software</li> </ul> </td> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> <b>Variable independiente:</b>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción de Petróleo</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	<b>Variable Independiente:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación del Software</li> </ul>	<b>Variable independiente:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción de Petróleo</li> </ul>		
<b>Variable Independiente:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación del Software</li> </ul>	<b>Variable independiente:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción de Petróleo</li> </ul>				

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

### 2.1 Ubicación

El lote Lote VI está ubicado a 7 kms aproximadamente al Norte de la ciudad de Talara, departamento de Piura (Figura 1). El área que comprende el LOTE VI, es de 14,021.682 Hectáreas (34,648.33 acres). En la figura N° 1 se puede observar el mapa peruano y el lugar exacto donde se encuentra el Lote.

*Figura 1 Ubicación Geográfica del Lote VI*



Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

El Lote VI se encuentra ubicado dentro de las siguientes coordenadas. En la tabla N° 1 se puede observar las coordenadas WGS 84.



*Tabla 1 Coordenadas Geográficas*

Coordenadas Lote VI WGS84					
Vertices	Este	Norte	Vertices	Este	Norte
1	474916.07	9510231.88	22	468929.53	9496747.97
2	474916.07	9509231.88	23	466666.62	9503255.29
3	481216.07	9509231.88	24	466634.55	9503234.41
4	480450.07	9508222.88	25	466552.94	9503459.05
5	478788.07	9507669.88	26	466389.64	9503529.85
6	478156.07	9507011.88	27	466469.34	9503713.25
7	478156.07	9503193.88	28	466317.04	9503779.35
8	479767.07	9501585.88	29	466476.24	9504146.15
9	479767.07	9496747.97	30	466017.64	9504345.05
10	478156.07	9496747.97	31	466272.24	9504932.05
11	478156.07	9497633.89	32	465932.94	9505079.25
12	476634.58	9497633.89	33	466728.94	9506913.65
13	476634.57	9498171.27	34	466563.74	9506985.25
14	476156.06	9498171.27	35	467359.64	9508819.65
15	476156.06	9498747.97	36	468946.14	9508131.55
16	475406.49	9498747.97	37	469239.85	9508578.55
17	474828.21	9498933.89	38	469326.75	9508521.55
18	474345.87	9499021.78	39	469927.64	9509906.55
19	474220.50	9498748.60	40	469912.05	9509913.35
20	472156.06	9498747.97	41	470050.27	9510231.88
21	472156.06	9496747.97			

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

## 2.2 Marco Geológico Regional: Descripción de la Cuenca Talara

El Lote VI está ubicado en la cuenca Talara, esta cuenca se encuentra ubicada al Noroeste del Perú con rumbo preferente N-S, consta de una parte emergida (on shore), y otra parte sumergida (offshore).

La cuenca Talara es una depresión alargada de rumbo NE – SO, paralela al frente andino, limita por el Este con los cerros Amotape – la Brea, al Sur con la Falla “La Casita” y el alto “Silla de Paita”, al norte con la “Falla Tronco Mocho” (Alto de Zorritos) y hacia el Oeste su límite no se conoce aún (Martinez, 2004), (Higley, 2001) y otros). En la Figura N°2 se puede observar los límites de la cuenca Talara.

Figura 2 Mapa geológico y unidades estructurales.



Fuente: (Martínez, 2004)

El origen y evolución de la cuenca Talara es el resultado de la interacción de la placas tectónicas sud-americana y Farallón-Nazca, este proceso de subducción de bajo ángulo ( $5^{\circ} - 10^{\circ}$ ) de la placa de Nazca por debajo de la placa Sudamericana fue iniciado hace más de 5 a 10 millones de años dando lugar a una compleja variación estratigráfica e intenso fallamiento (Higley D. , 2001).



poco variables litológicamente, constituidas por Lutitas, areniscas y conglomerados de origen marino a continental (Valencia, 2018).

## **2.2.2 *Estratigrafía Cuenca Talara***

### **2.2.2.1 *Paleozoico***

Al Sur de la Cuenca Talara se describen las formaciones Paleozoicas Cerro negro, Chaleco de paño, Cerro prieto y Palaus; al Norte solo se detalla la Formación Amotape constituida principalmente por cuarcitas, argilitas, y pizarras fracturadas (Muñoz L, 1985).

#### **2.2.2.2 *Pensilvaniano Medio***

La Formación Amotape, está constituida por las rocas metamórficas y sedimentarias más antiguas expuestas en la región. Se trata de areniscas cuarzosas, argilitas y lutitas marinas con capas de limolitas que están localmente intruídos por rocas ígneas en áreas restringidas, que al final se convirtieron en filitas, pizarras, cuarcitas, mostrando marcas de metamorfismo de contacto (Muñoz L, 1985).

Al Oeste de la localidad típica de Cerro Prieto, los afloramientos están compuestos por ortocuarcitas, lutitas y capas delgadas de limonitas; las lutitas son muy duras y están interestratificadas con delgados niveles de cuarcita. El espesor total de la Formación Amotape es desconocido, la base no se aprecia desde Talara hasta Paita, en los afloramientos se ha observado capas impermeables plegadas y volcadas (Muñoz L, 1985).

#### **2.2.2.3 *Mesozoico***

Está definido desde el Albiano, Campaniano, Mastrichtiano. El Mesozoico del Noroeste del Perú, está representado por las siguientes formaciones cretácicas: Pananga y Muerto (Albiano); Sandino, Redondo, Monte Grande, Ancha y Petacas (Campaniano - Mastrichtiano), todas ellas hacen un espesor aproximado de 8000 pies (Muñoz L, 1985).

#### ***2.2.2.4 Cretácico Medio***

**Formación Pananga.-** La Formación Pananga de edad Albiana, constituida en su mayoría por calizas. Se encuentran en discordancia angular sobre el Paleozoico (Iddings & Olson, 1928), con un espesor aproximado de 500 pies.

#### ***2.2.2.5 Cretácico Superior***

**Formación Redondo.** - La Formación Redondo aflora en el sinclinal de Pazul de gran extensión (Palacios, 1984); consiste en lutitas limolíticas ligeramente calcáreas, localmente arenosas en las partes basales de color gris marrón y contienen nódulos calcáreos de ambiente litoral, marino somero a marino poco profundo (Olsson, 1934).

**Formación Ancha.** - Representa un depósito marino, por su posición estratigráfica es discordante con la Formación Monte Grande, y su contacto superior es concordante a la Formación Petacas (Gonzales G, 1976). Constituida por conglomerados de cuarzo, fragmentos de cuarcita y chert intercalados con areniscas de grano fino algo calcáreo, y lutitas de color gris oscuro (Gonzales G, 1976).

**Formación Petacas.-** Su litología consta de lutitas limolíticas, intercalada con estratos de caliza y dolomita, la lutita es de color gris oscuro, dura y ligeramente micácea. Tiene un espesor aproximado de 2,400 pies (Séranne, 1987).

#### ***2.2.2.6 Cenozoico***

Las secuencias Cenozoicas del Noroeste del Perú, incluyen series desde el Paleoceno hasta el Plioceno con un espesor aproximado de 33,180 pies.

#### ***2.2.2.7 Paleoceno***

Está conformado por las formaciones Mesa y Balcones, con un espesor de 4,000 pies aproximadamente, constituidos principalmente por lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y arcillas.

**Formación Mesa.** - Se encuentra en discordancia con la Formación Petacas y concordante con Formación Balcones. Tiene un espesor aproximado de 1,500 pies y corresponde a un ambiente sedimentario marino somero (Séranne, 1987).

**Formación Balcones.** - Está compuesta por lutitas grises, gris oscuro, marrón oscuro, denso y homogéneo, ligeramente calcáreo con venillas laminares de carbón y piro bitumen. Contienen intercalaciones de areniscas gris claro, blanquecinas, ligeramente duras de grano fino a medio, y sucias, los granos son angulares, subredondeadas a redondeados, regularmente seleccionados y de cemento calcáreo en parte con un espesor aproximado es de 2,500 pies. (Séranne, 1987).

#### ***2.2.2.8 Eoceno Inferior***

El paso del paleoceno al eoceno inferior está marcado por un cambio notable en la fauna. (Gonzales G., 1970). Existe una marcada disconformidad cerca de la base del Eoceno medio (Chacra – Talara) reflejado en un apreciable incremento de espesor en los estratos del área Norte (El Alto, Lobitos), y discordancias locales allí ocurridas. Las secuencias del Eoceno se extienden desde el Sur del desierto de Sechura, hasta la parte Norte de la caleta Mero. El espesor total de estas secuencias en la artesa de Lagunitos, es de aproximadamente 27,000 pies, estableciendo que la sedimentación de la secuencia en esta área, se ha dado de manera clara y continua durante el Eoceno inferior. El Eoceno Inferior está representado por el Grupo Salinas (Formaciones como Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Cerro Pardo, Cerro Tanque, Palegredda), y las formaciones Pariñas y Chacra (Gonzales G, 1976) .

#### ***Grupo Salina***

**Formación Basal Salina.** - Está constituida principalmente por areniscas con intercalaciones de lutitas y lodolitas. Las areniscas están compuestas de cuarzo vítreo, de color blanco lechoso, grises, de grano medio a grueso, y gradan a gravas o guijarros

conglomerádicos, y varían de friables a bien seleccionadas. Las lutitas son grises, acero oscuro; limosas en parte micromicáceas y ligeramente calcáreas. Tiene un espesor aproximado de 150 pies en promedio en el área de negritos, 180 pies en Lobitos, y más de 200 pies en Peña Negra (Gonzales G, 1970). En el lote VI está ampliamente distribuido, con importantes producciones de hidrocarburos.

**Formación San Cristóbal.** - Constituida por lutitas con intercalaciones aisladas de capas de areniscas arcillosas de grano fino a grueso de espesor variable, la Formación San Cristóbal fue depositada en un ambiente marino fluvio-deltaico, que permitió la sedimentación de arenas en canales submarinos (Seranne M, 1987) .

**Formación Mogollón.** - Esta formación, está conformado por areniscas cuarzosas masivas de grano medio a gravas compactadas y cementadas con intercalaciones de limolita gris y lutita gris oscura. El espesor de esta formación es desde 1,900 pies en el área de Negritos hasta 3,000 pies en el área de El Alto (Séranne, 1987) y (Grover, 1977).

**Formación Cerro Tanque.** - Esta formación está conformada por areniscas de color gris verdosas, de grano medio a grueso, con arenas blancas, semi lechosas, intercalado con potente capa de lutitas de color gris oscuro. Su ambiente de deposición es fluvial anastomosado se puede apreciar una parte fina en la base de la formación.

**Formación Pariñas.** - Aflora en Punta Pariñas del lote VII, conformada por conglomerados redondeados incluyendo troncos fósiles silicificados de gran tamaño, debido al espesor del sedimento, no se ha observado estructuras sedimentarias, pero sin embargo, en base a las orientaciones de troncos fósiles, Carozzi determina una paleocorriente de dirección E-W de ambiente fluvio – deltaico (Séranne, 1987) y (Grover, 1977).

### ***2.2.2.9 Eoceno Medio***

#### ***Grupo Talara***

**Formación Lutitas Talara.** - Contiene abundantes microfósiles de foraminíferos típicos, marcadores del Eoceno Medio, la litología está constituida mayormente por lutitas marrones y areniscas verdosas; correspondientes a depósitos marinos de edad Eoceno Medio, esta formación se divide en 4 miembros: Terebrátula, Lobitos, Hélico, Monte. El espesor es mayor a 4,800 pies (Seranne M, 1987) .

**Miembro Hélico.-** Existen buenos afloramientos en la zona de Lobo, Lobitos del Lote VI. Los granos de las areniscas varían de grano medio a grueso, en capas paralelas con espesor que van de 0.1 a más de 1 m (Seranne M, 1987).

**Formación Arenisca Talara.** - Esta formación sobreyace a la Formación Lutitas Talara.

### ***2.2.2.10 Eoceno Superior***

#### ***Grupo Lagunitos***

**Formación Verdún.** - La Formación Verdún es un reservorio que está conformado por una secuencia de areniscas conglomerádicas con intercalaciones de lutitas algo arcillosas. Presenta un espesor máximo de 2,000 pies, que han sido depositadas en un ambiente transgresivo sublitoral, con cambio de facies de Norte a Sur, tendiendo a ser marino hacia la parte Sur de La Brea y Pariñas (Seranne M, 1987) .

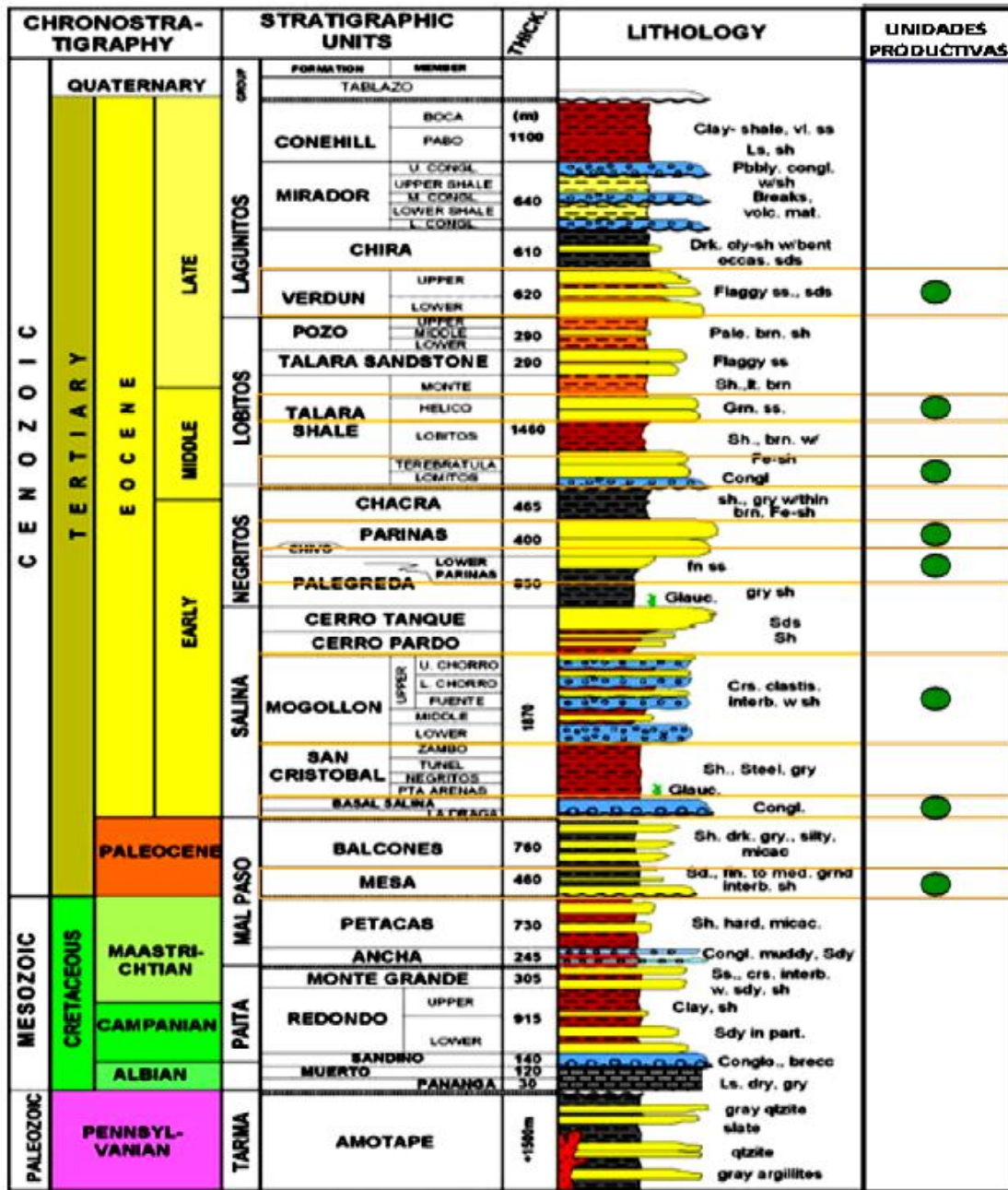
### ***2.2.2.11 Cuaternario***

#### ***Tablazo Talara***

La Formación Tablazo está compuesta por una mezcla de yeso, calcita, granos de cuarzo lechoso, y lechos de conchas dispersas, en una matriz de arenisca calcárea con un espesor promedio de 170 pies.



Figura 4 Columna Estratigráfica correspondiente a la parte sur de la Cuenca Talara.



Modified of Zuniga F. and Gonzales G. (xxxx)

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERU INC.

## 2.2 Descripción de las Principales Formaciones Productoras

Las formaciones explotadas de petróleo en el Lote VI, son: Basal Salina, Mogollón Superior e Inferior, Pariñas Superior e Inferior, Miembros Terebrátula, Hélico y desarrollos arenosos de la Formación Talara.

### 2. 3.1 *Formación Basal Salina:*

- **Litología:** Está conformada por depósitos fluviales de geometría canalizada que rellenan valles incisos desarrollados durante el Eoceno Inferior cuya dirección de eje depositacional es aproximadamente este-oeste. Se interpreta que estos rellenos se han producido durante periodos de regresión forzada a periodos de regresión normal de mar bajo. Posteriormente a estos eventos, se desarrolla la unidad San Cristóbal durante un periodo transgresivo, caracterizado por depósitos de canales aislados, cambiando a un periodo de regresión normal de mar alto, que conforman depósitos de plataforma (Marsaglia, 1991).
  
- **Espesor:** 100´a 200´en promedio

### 2. 3.2 *Formación Mogollón:*

- **Litología:**
  - **Chorro Superior:** Está conformado por areniscas grises, presentan horizontes de conglomerados y algunas diseminaciones de glauconita. Los estratos tienen entre 15´ - 42´ de arena neta..
  
  - **Chorro Inferior:** Está constituido por areniscas gris verdosas de grano medio, intercaladas con conglomerados de cuarzo. Los espesores de los estratos tienen de 40´ – 90´.
  
- **Espesor:** En promedio 1800´.

### 2. 3.3 *Formación Pariñas:*

- **Litología:** Los afloramientos más conspicuos se observan en Punta Pariñas, cerca de la localidad de Negritos, en la zona de punta Balcones y en la margen derecha de la quebrada Acholado, donde se presentan como bloques limitados por fallas. La litología de esta formación está constituida por conglomerados

redondeados, incluyendo troncos fósiles silicificados de gran tamaño (Carrozi, 1976).

➤ **Espesor:** Pariñas Superior: +450' y Pariñas Inferior: ±310'.

## 2.4 Propiedades Petrofísicas del Lote VI

### 2.4.1 Propiedades de la Roca

Entre las principales propiedades de la roca tenemos:

- **Porosidad ( $\emptyset$ )**

Se define como almacenamiento de fluidos (agua, oil, gas u otros) adentro de los espacios porosos intercomunicados de la roca reservorio y como fórmula es la siguiente:

Expresado matemáticamente:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_T} \quad \text{Ecuación [1]}$$

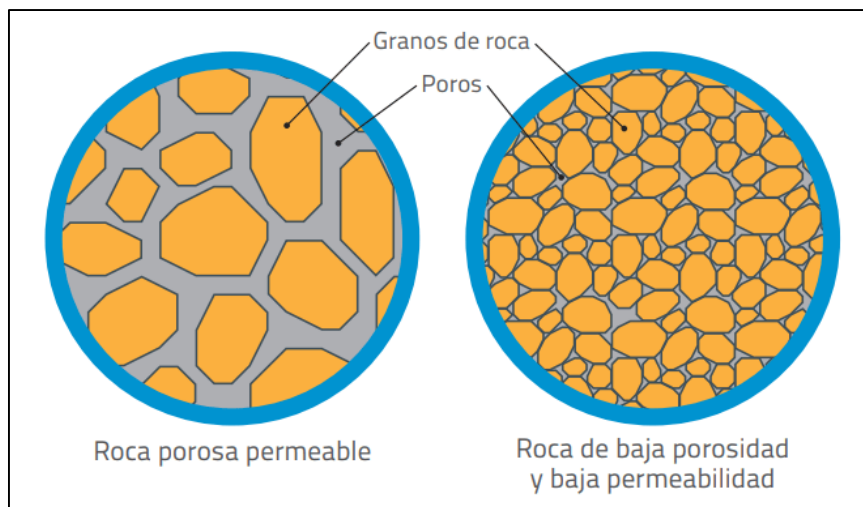
Donde:

$\emptyset$  = Porosidad (%)

$V_p$  = Volumen Poroso

$V_T$  = Volumen total de la roca.

*Figura 5 Porosidad de la roca*



Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo y Gas.

- **Saturación de Fluidos ( $S_f$ ):**

Como definición es la cantidad de hidrocarburo presente en una roca reservorio y como fórmula es expresado matemáticamente:

$$S_f = \frac{V_{total\ del\ fluido}}{V_{Poroso}} \quad \text{Ecuación [2]}$$

Donde:

$S_f$  = Saturación de fluidos

$V_{Total\ del\ fluido}$  = Volumen total del fluido.

$V_{poroso}$  = Volumen poroso.

Aplicado este concepto a cada fluido que existe en el reservorio se tiene:

$$S_o = \frac{V_{petroleo}}{V_{Poroso}} \quad \text{Ecuación [3]}$$

$$S_g = \frac{V_{gas}}{V_{Poroso}} \quad \text{Ecuación [4]}$$

$$S_w = \frac{V_{agua}}{V_{Poroso}} \quad \text{Ecuación [5]}$$

Donde:

$S_o$  = Saturación de petróleo

$S_g$  = Saturación de gas

$S_w$  = Saturación de agua

$V_{poroso}$  = Volumen poroso.

- **Permeabilidad ( $k$ )**

La permeabilidad es una característica que hace referencia a la movilidad de los fluidos dentro del medio poroso, es decir, desplazarse dentro de este, por lo que es relevante manejar con gran precisión todos los términos que están involucrados con esta propiedad,

debido a que forma parte de uno de los factores prioritarios para corroborar si la producción del yacimiento es rentable. (Carvajal Tapias J. C)

Expresado matemáticamente:

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad \text{Ecuación [6]}$$

Donde:

K = Permeabilidad

q = caudal de producción

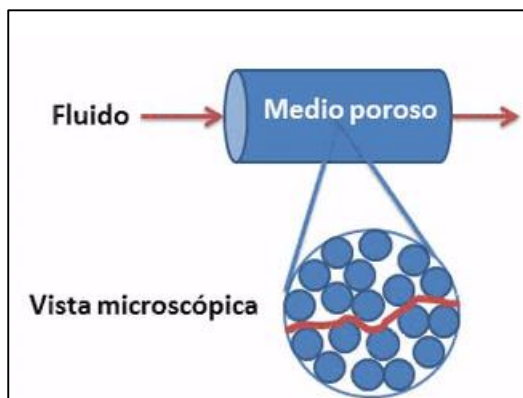
A = área transversal

$\mu$  = viscosidad

$\Delta P$  = Diferencia de presión

L = Longitud

*Figura 6 Permeabilidad de la roca*



Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo y Gas.

- **Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)**

El factor volumétrico del petróleo o factor volumétrico del fluido de la formación, abreviado FVF y símbolo Bo, puede definirse, a cualquier presión, como el volumen en barriles que un barril en condiciones estándar ocupa en la formación(yacimiento), es decir, a la temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo

a esa presión y debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del petróleo fiscal, este factor será siempre mayor y de la unidad. (Carvajal Tapias J. C)

Cuando todo el gas presente esta disuelto en el petróleo, es decir, a la presión del punto de burbujeo, un aumento adicional en la presión reduce el volumen en proporción de la compresibilidad del líquido. (Carvajal Tapias J. C)

- **Espesor de Arena Neta Petrolífera**

Es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo y se define mediante los siguientes criterios: límite más bajo de porosidad, límite más bajo de permeabilidad, límite más alto de saturación de agua. (Carvajal Tapias J. C)

#### 2. 4.2 *Presión Capilar*

Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante, en un sistema poroso se observa que las fuerzas inducidas por la Mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extienden sobre toda la interfase, causando diferencias de presión medible entre los dos fluidos a través de la interfase y cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cercanas a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinos, si la interfase es curvada la presión sobre el lado cóncavo excede la del otro lado convexo entonces esa diferencia es la Presión Capilar. (Carvajal Tapias J. C)

**Tabla 2** *Propiedades Petrofísicas Estimadas del Lote VI*

<b>Lote</b>	<b>Reservorio</b>	<b>Porosidad</b> %	<b>Saturación</b> Agua %	<b>FVF</b> rb/STB	<b>Arena Neta</b> ft	<b>K</b> mD
VI	BASAL SALINA	10	50	1.25	100	1000
	MOGOLLON	6	50	1.35	140	500
	PARIÑAS	12	50	1.20	200	3000

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

## 2.5 Características de los Fluidos del Lote VI

### 2.5.1 Propiedades PVT

#### Gravedad Específica ( $\gamma_o$ )

La calidad del petróleo depende de la gravedad API, el cual está relacionada con la gravedad específica del petróleo.

Expresado matemáticamente:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad \text{Ecuación [7]}$$

### 2.5.2 Compresibilidad de la roca ( $C_r$ ).

La compresibilidad de la roca es el cambio unitario de volumen debido a una presión manteniendo la temperatura constante.

Expresado matemáticamente

$$C_r = \frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_t \quad \text{Ecuación [8]}$$

### 2.5.3 Relación Gas-Petróleo ( $R_s$ ).

Definida como la solubilidad de gas como la cantidad de gas que se encuentra en solución en un barril de petróleo a una determinada condición de presión y temperatura del reservorio.

**Tabla 3** Propiedades de Fluidos Estimadas del Lote VI

Propiedades PVT	Unidades	Basal Salina	Mogollón	Pariñas
GOR	(PC/Bls)	2000	1700	1500
Temperatura de Fondo	°F	150	135	120
Gravedad Especifica	°API	32	30	32.5
Compresibilidad	(x10 <sup>6</sup> Psi <sup>-1</sup> )	8	6	5

Fuente: SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC.

## **2.6 Conceptos Generales**

### **2.6.1 Tipos de Datos**

A lo largo de la vida de un yacimiento, desde la etapa de exploración hasta el abandono, se adquiere una gran cantidad de datos de diferente índole y por las diferentes áreas que intervienen, estos datos son adquiridos y luego analizados por profesionales responsables de cada área. (Carvajal Tapias J. C)

### **2.6.2 Validación de Datos**

En la industria petrolera los datos que son tomados en el Lote están sujetos a muchos errores, por tal motivo, los datos recolectados deben ser minuciosamente revisados para corroborar su consistencia y exactitud.

### **2.6.3 Almacenamiento y Recuperación de Datos**

Los datos tomados de varias fuentes deben ser almacenados en una base de datos amigable por cualquier usuario que forme parte del proyecto, estos datos almacenados están disponibles para ser usados en cualquier momento y para cualquier propósito de análisis del Lote VI, incluyendo el monitoreo de la producción, así como el comportamiento dinámico de los reservorios y pozos. (Carvajal Tapias J. C)

### **2.6.4 Base de datos**

En la industria petrolera se maneja datos como la producción diaria, mensual de petróleo, agua y gas, de igual manera las medidas del nivel de fluido, el estado de la bomba o las sartas de varillas representadas en los diagramas de completación, etc.

Al tener tanta cantidad de data se piensa inmediatamente en utilizar un software en que podamos tener un mejor control y manejo de dicha data. Las bases de datos son ante todo una disciplina para organizar los datos que busca darle mayor eficiencia y fluidez a la información. (Carvajal Tapias J. C)



## **2.7 El Software OILFIELD MANAGER (OFM)**

(Carvajal Tapias J. C), OFM es un software administrador de bases de datos que permite a ingenieros y geólogos monitorear, supervisar y analizar datos de yacimiento y de pozo; constituyéndose en una de las mejores herramientas del mercado para la supervisión de la producción, utilizando OFM 2016, se puede generar reportes y gráficos, realizar pronósticos de producción.

Además, OFM calcula el factor de compresibilidad ( $z$ ) y otros parámetros del fluido y de roca a partir de las propiedades del yacimiento y cálculos PVT, para campos de gas. (Carvajal Tapias J. C)

### **2.7.1 Beneficios del SOFTWARE OFM**

Los beneficios que ofrece OFM se describen a continuación:

- Un manejo eficiente de campos de gas y petróleo a lo largo de la exploración y producción.
- Realizar pronósticos de producción.
- Análisis de Curvas de Declinación.
- Construcción de Mapas isopacos, porosidad, presión, etc.
- Importación de Registros Eléctricos.
- Filtrado de Pozos.
- Ubicación de pozos GIS.
- Diagrama de completacion.
- Librería de Variables.

## **2.8 Módulos utilizados.**

### **2.8.1 Mapa base**

El mapa base es la primera ventana de cada proyecto, es posible ajustar el tamaño del mapa, ampliar la vista, y visualizar los nombres de los pozos. (Carvajal Tapias J. C)

### **2.8.2 Módulo de filtro o selección: *FILTER***

Filter, es la simple selección de los pozos asociados a cada yacimiento, que serán mostrados en el mapa base.

### **2.8.3 Módulo de gráficos: *PLOT***

Con esta opción, es posible utilizar un máximo de 6 ejes en el eje Y, de manera que se realizaron gráficos del caudal de producción en el eje principal y el número de pozos en el eje secundario, en función del tiempo en coordenadas semilogarítmicas; los cuales permitieron seleccionar los posibles períodos de declinación. (Carvajal Tapias J. C)

### **2.8.4 Declinación: *FORECAST***

El programa OFM suministra la herramienta de análisis de curvas de declinación que permite analizar, predecir y planificar el rendimiento de un yacimiento. Para este estudio se usó el Método Empírico y Curvas Tipo de Fetkovich. (Carvajal Tapias J. C)

Al presionar el botón derecho del ratón sobre el gráfico, la aplicación muestra un cuadro de diálogo que permite ingresar a la Ventana Scenario (Escenario) y a la Ventana Limits (Límites). (Carvajal Tapias J. C)

### **2.8.5 *REPORT***

Permite crear reportes con las variables requeridas por el usuario, además de personalizar la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos.

## **2.9 Declinación de la Producción de Petróleo**

Las curvas de declinación de producción es el método más utilizado en la estimación de reservas, su base es la propia producción del pozo, las curvas de declinación de producción consideran que el reservorio es un sistema que se agota, por lo cual la producción tiende a declinar naturalmente. (Carvajal Tapias J. C)

Se requieren suficientes datos de producción. Se debe tener mucho cuidado en la extrapolación de la curva, por lo que hay que tener en consideración la historia de eventos en un pozo. Las curvas de declinación de producción casi siempre se encuentran afectadas por:

- Cambios de métodos de producción
- Problemas en facilidades de producción
- Condiciones de mercado, etc.

Arps propone las curvas matemáticas empíricas. La ecuación de declinación empírica representa el caudal en función del tiempo.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bDt)^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ecuación [9]}$$

Donde:

Q: Caudal diario de petróleo o gas, para el tiempo “t” de producción (bls/d)

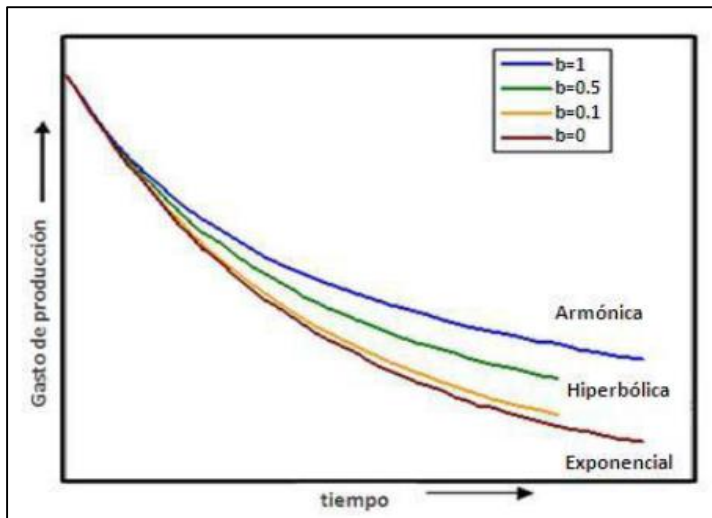
$q_i$  Producción inicial (bls/d)

b y D: Constantes, siendo D la declinación del pozo.

La ecuación anterior se resume en dos casos especiales: Si  $b=0$  la declinación es exponencial y si  $b=1$  la declinación es armónica, para el caso en que  $0 < b < 1$  representa la declinación hiperbólica. (Carvajal Tapias J. C)

En la Figura N° 7, muestra los tipos de curvas de declinación según el valor de la constante “b”.

**Figura 7** Curvas de Declinación según el valor de “b”



Fuente: Análisis de los modelos de estimación de producción (Cuba Cesar, 2012),

## **2.9.1 Tipos de Declinación de Producción**

### **2.9.1.1 Naturaleza de la declinación**

#### ➤ **Declinación energética**

Es la declinación del caudal de producción debido a la pérdida de la energía del reservorio.

#### ➤ **Declinación Mecánica**

Esta referida a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas generalmente recurrentes, como arenamiento, producción excesiva de asfaltenos, deterioro del casing de producción, averías en las bombas de subsuelo alguna otra falla que genere la pérdida de producción. (Carvajal Tapias J. C)

#### ➤ **Declinación Total**

Es la adición de la declinación energética más la declinación mecánica.

## **2.9.2 Tipos de Curvas de Declinación**

(Carvajal Tapias J. C) Las curvas de declinación son métodos para estimar reservas y pronósticos de producción futuros, están basados en ciertas condiciones como la suposición de que los pozos permanecerán sin la influencia de controles artificiales; que se les permite constantemente mantener la producción máxima de que son capaces, y de que siempre producen bajo las mismas condiciones de operación.

La base para calcular la Declinación del Caudal de Producción es un conjunto de curvas características, definidas como “curvas tipo”, las cuales fueron desarrolladas por (Fetkovich, 1980).

### **2.9.2.1 Declinación Exponencial**

(Nind, 1987) La forma lógica de graficar la producción es trazar contra el tiempo, este fue el primer método utilizado. Después de un periodo durante el cual se estabilizó la producción, se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes, como se expresa en la siguiente ecuación: (Nind, 1987)

$$q(t) = q_i e^{-t/a} \quad \text{Ecuación [10]}$$

La Ecuación [10] representa el caudal de producción vs tiempo.

Dónde:

qt= Caudal de producción (BPPD)

qi= Producción inicial (BPPD)

t= Tiempo (años)

a= Constante

También esto se puede expresar como el caudal vs la producción acumulada, así:

$$Np = a(q_i - q) \quad \text{Ecuación [11]}$$

Dónde:

$N_p$  = Producción acumulada (bls),

$a$  = Constante, días  $-1$ ,

$q$  = Producción (BPPD),

En función de la rapidez de declinación,  $D=1/a$ , las ecuaciones mencionadas sería así:

$$q(t) = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ecuación [12]}$$

Dónde:

$D$  = Constante de declinación exponencial, días  $-1$ .

$$N_p = \frac{1}{D} (q_i - q) \quad \text{Ecuación [13]}$$

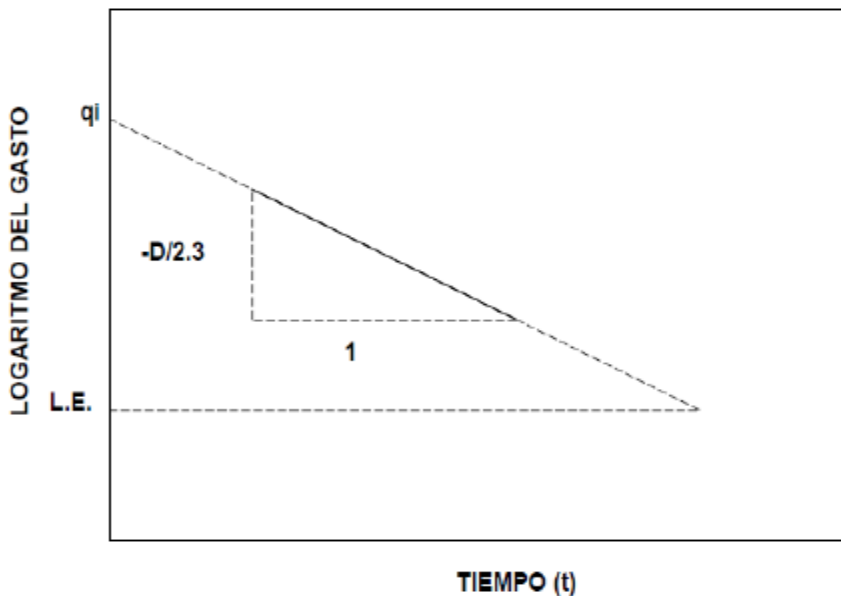
Tomando logaritmo natural a logaritmo base 10, la ecuación 12 obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3} t \quad \text{Ecuación [14]}$$

gráficamente queda representada como una línea recta de pendiente  $(D/2.3)$  y ordenada al origen  $q_i$ , al extrapolar esta línea hasta el L.E. puede conocerse la vida futura del pozo.

(Carvajal Tapias J. C)

**Figura 8** Logaritmo natural del caudal vs tiempo



Fuente: (Pérez Tomas, Curvas de declinación, 2008)

El Límite Económico (LE) se obtiene mediante una extrapolación de la curva de declinación, debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los caudales de producción, el cual nos indica hasta cuando es rentable la explotación del pozo en estudio.

El porcentaje de declinación:

$$\%Declinación = \frac{100}{Np} (q_i - q) \quad \text{Ecuación [15]}$$

Vida útil del reservorio:

$$t = \frac{2.3}{Di} (\log LE - \log q_i) \quad \text{Ecuación [16]}$$

### 2.9.2.2 Declinación Hiperbólica

(Carvajal Tapias J. C) Este tipo de declinación ocurre generalmente después que el drenaje por gravedad se ha convertido en el mecanismo de desplazamiento predominante y, usualmente, tiene lugar durante los niveles tardíos de agotamientos. La declinación puede cambiar a exponencial nuevamente en las etapas tardías. (Carvajal Tapias J. C) La declinación hiperbólica no es constante y cambia en función a el caudal de producción, por lo tanto, será mayor su ritmo de declinación (ARPS, 1945). Se expresa en la siguiente ecuación:

$$-b = \frac{q / \left(\frac{dq}{dt}\right)}{dt} \quad \text{Ecuación [17]}$$

Donde b representa la constante de declinación,  $0 < b < 1$ .

Integrando la ecuación anterior tenemos:

$$q(t) = q_o (1 + b \cdot D \cdot t)^{\left(-\frac{1}{b}\right)} \quad \text{Ecuación [18]}$$

Donde:

$q(t)$  = Producción a un determinado tiempo (bls/d)

$q_o$  = Producción inicial (bls/d)

$t$  = Tiempo de producción

$D$  = Constante de declinación

$b$  = Exponente de declinación

Para hallar la ecuación de caudal-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$N_{p=\frac{q_o}{D(1-b)}}(q_o^{(1-b)} - q(t)^{(1-b)}) \quad \text{Ecuación [19]}$$

El porcentaje de declinación mensual:

$$\frac{dq}{dt} = -\frac{q_o D}{(1 + Dbt)^{\left(\frac{1}{b}\right)+1}} \quad \text{Ecuación [20]}$$

Por lo que finalmente se expresa como:

$$\%Declinación = \frac{100D}{(1 - Dbt)} \quad \text{Ecuación [21]}$$

La vida útil para la declinación Hiperbólica:

$$t = \frac{1}{Db} \left[ \left( \frac{q_o}{LE} \right)^b - 1 \right] \quad \text{Ecuación [22]}$$

### 2.9.2.3 Declinación Armónica

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando  $b = 1$ , la ecuación del caudal de producción permite predecir el caudal de petróleo a un tiempo determinado; para esta declinación la ecuación se obtiene a partir de la ecuación para la declinación hiperbólica, al asignarle el valor de 1 al parámetro  $b$ , (Carvajal Tapias J. C)

Su expresión es la siguiente:

$$q(t) = \frac{q_o}{(1 + D \cdot t)} \quad \text{Ecuación [23]}$$

Donde:

$q(t)$  = Producción a un determinado tiempo (bls/d)

$q_o$  = Producción inicial (bls/d)



$t$  = Tiempo de producción

$D$  = Constante de declinación

Al integrar esta última ecuación obtenemos:

$$N_{p=\frac{q_0}{D}}(\log(q_0) - \log(q)) \quad \text{Ecuación [24]}$$

El porcentaje de declinación mensual se define bajo la siguiente expresión:

$$\frac{dq}{dt} = -\frac{q_0 D}{(1 + D)^2} \quad \text{Ecuación [25]}$$

Por lo que la expresión final nos queda:

$$\%Declinación = \frac{100D}{(1 - Dt)} \quad \text{Ecuación [26]}$$

El tiempo de vida útil para declinación armónica se expresa así:

$$t = \frac{1}{Di} \left[ \left( \frac{q_0}{LE} \right) - 1 \right] \quad \text{Ecuación [27]}$$

### **2.9.3 Determinación del tipo de Declinación**

(Carvajal Tapias J. C) En esta etapa para establecer el tipo de declinación de cada yacimiento se utilizó la aplicación OilField Manager (OFM) 2016.

## **CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION**

### **3.1 Selección de pozos**

Antes de la implementación del software, para realizar evaluaciones técnicas a los pozos, como las reservas asociadas a dicho pozo o el monitoreo de la producción, las actividades tomaban un tiempo considerable de horas hombre, ya que se empleaban hojas de cálculo excel (**Anexo1**), este formato no soporta una carga pesada de datos presentando problemas de manejo de operaciones y distintos cálculos al momento de trabajar y realizar los distintos análisis técnicos.

Para la realización de este proyecto se generó una base de datos con la producción mensual (en barriles por día) de los pozos seleccionados del campo; tomando como referencia la producción mensual. (Carvajal Tapias J. C)

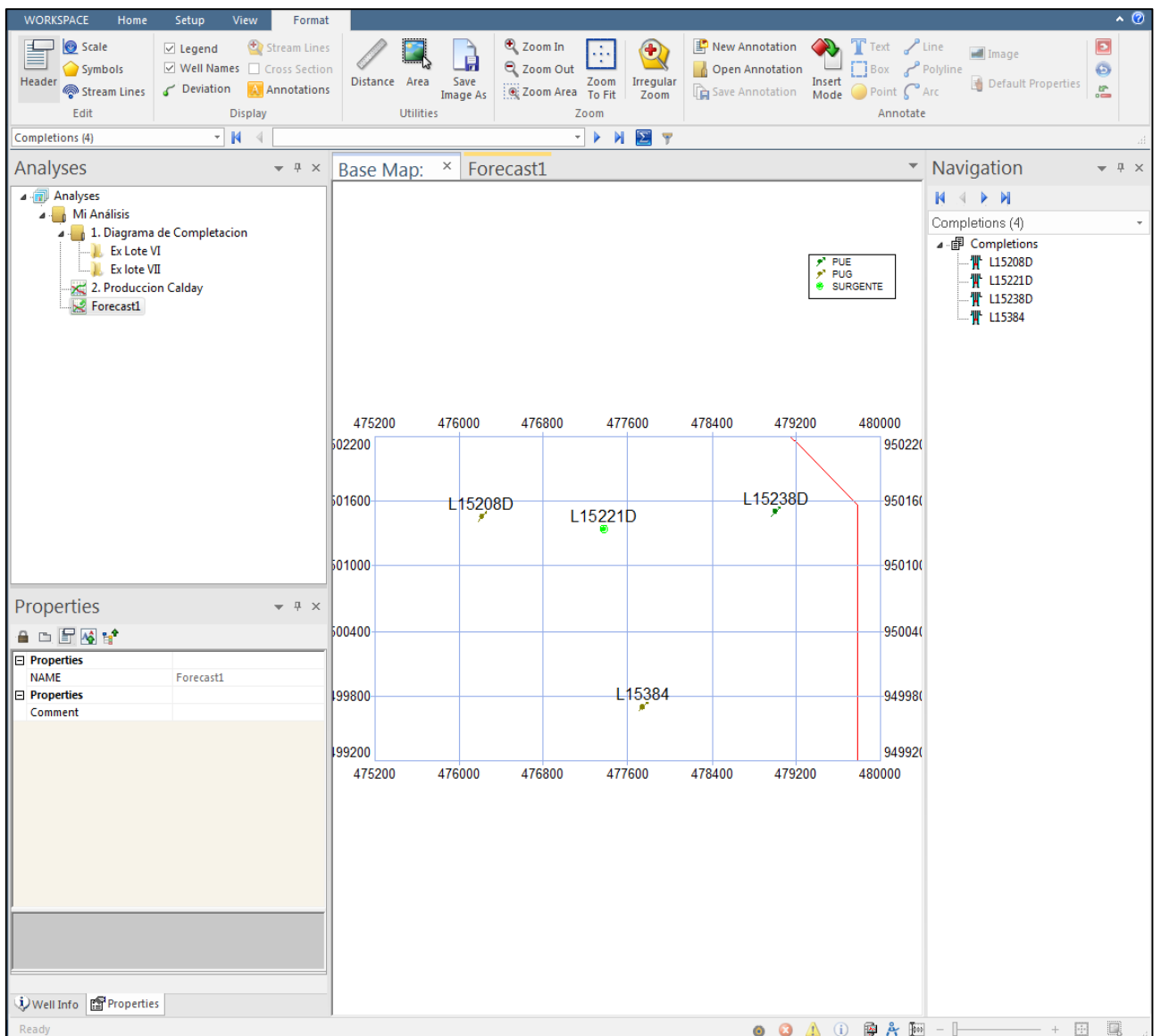
### **3.2 Metodología general para la implementación del software OFM.**

- 1. Abrir OFM.**
- 2. Elaborar las categorías o módulos que ingresara a la base de datos, se refiere generalmente al tipo de tablas y datos que usaran.**
- 3. Cargar los datos correspondientes a cada categoría, para darle forma al proyecto.**
- 4. Verificar el mapa base con las ubicaciones de los pozos del proyecto.**
- 5. Analizar el uso variables calculadas y campos calculados.**
- 6. Aplicar y filtrar los pozos según se requiera.**
- 7. Crear reportes para analizar los resultados obtenidos.**
- 8. Elaborar gráficas para evaluar el comportamiento en los pozos.**

### 3.3 Procedimiento (OFM)

Para abrir el software OFM, se hace doble clic sobre el icono que representa al software, al dar clic sobre esta opción, aparecerá la pantalla que permite dicha selección, Una vez seleccionado el proyecto, en este caso Lote VI aparecerá el Mapa Base. (Carvajal Tapias J. C)

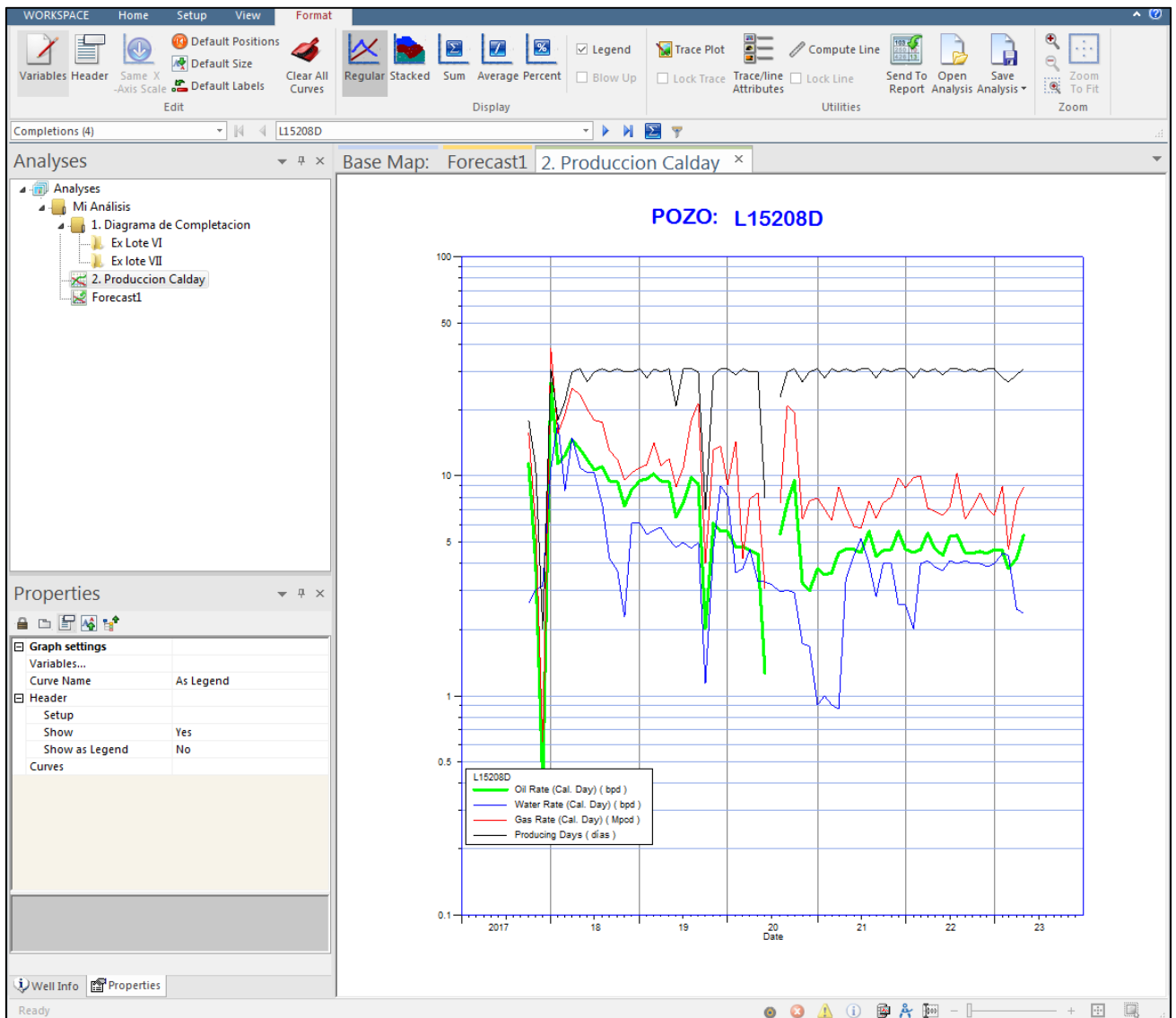
Figura 9 Mapa base



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

Seguidamente se tiene el módulo Plot en donde se genera la gráfica de producción Vs tiempo para el fluido en evaluación, ya sea petróleo, agua o gas. Ver Figura 10:

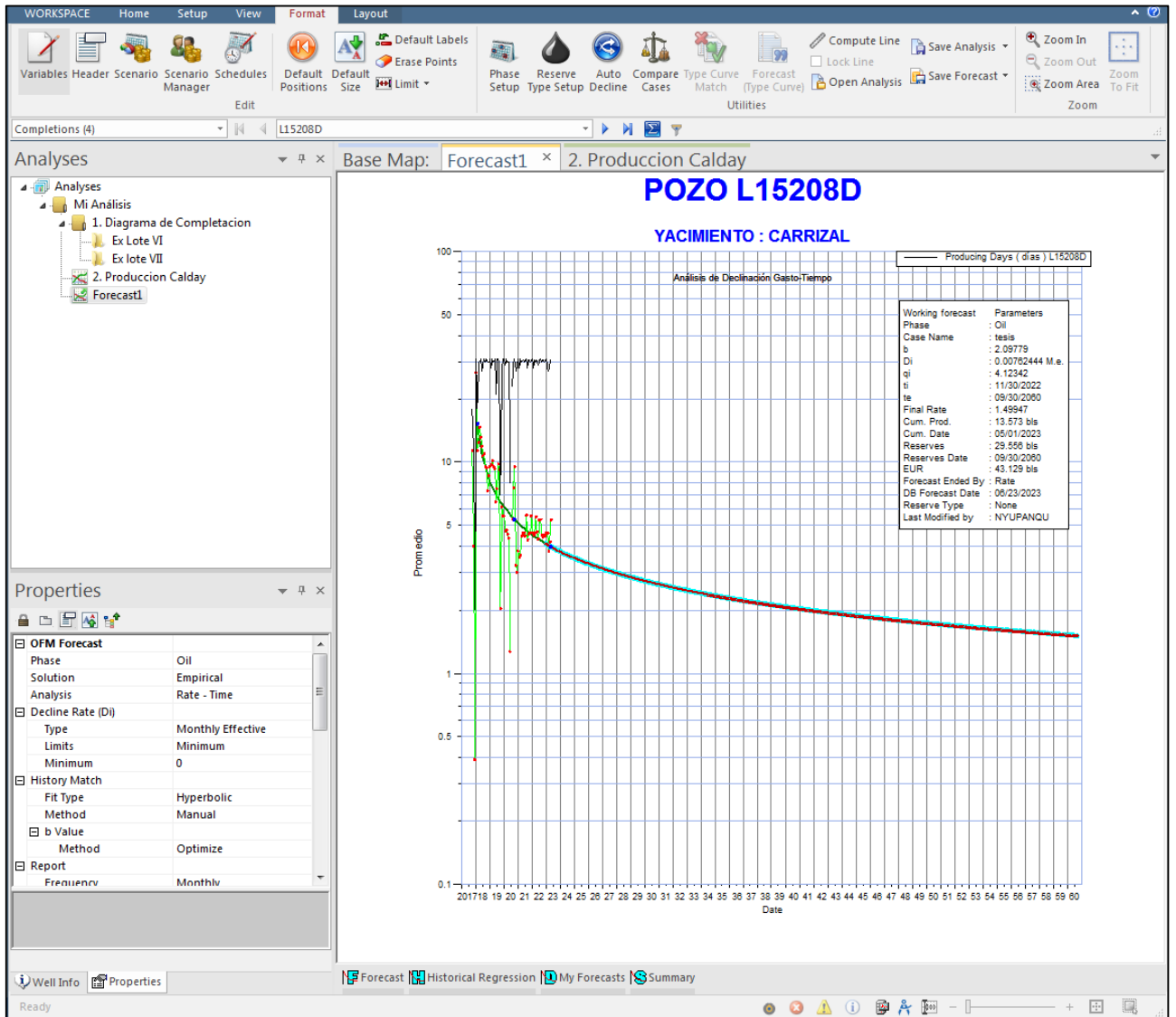
Figura 10 Aplicación de Plot.



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

En el módulo Forecast, el programa tiene la capacidad de analizar las curvas de declinación, predecir y pronosticar la producción de un pozo como en la siguiente figura:

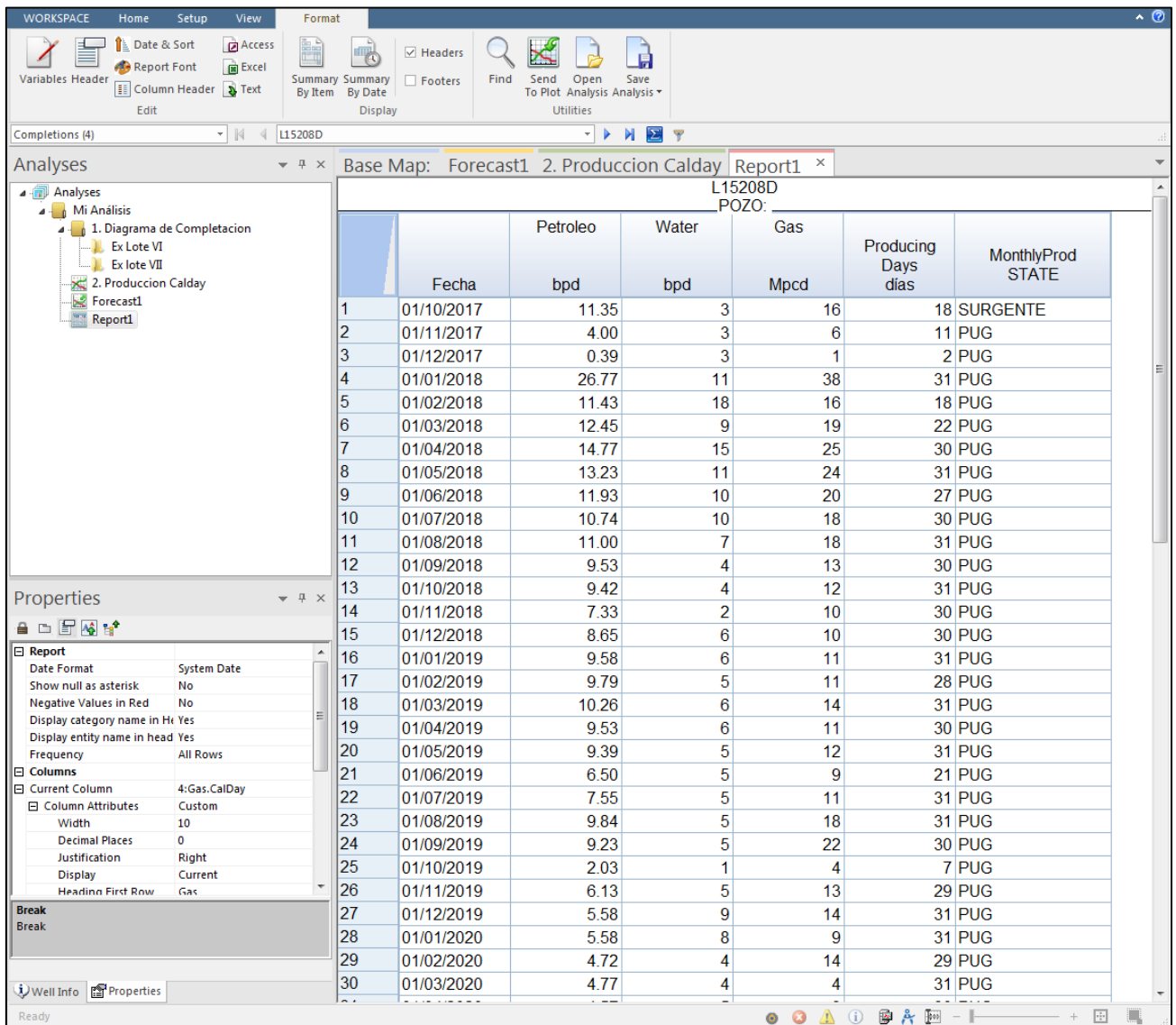
Figura 11 Aplicación del Forecast



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

En Report, se crea reportes requeridos por el ingeniero a cargo. Ver Figura 12.

**Figura 12** Aplicación de la función Report



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

Los pasos para obtener el cálculo de la declinación de los pozos seleccionados es el siguiente:

- Se genera un filtro con los pozos a ser analizados.
- En este caso se utiliza el tipo de gráfica “Forecast”.
- En la pestaña “Scenario”. Se ajusta el pronóstico de producción mediante la opción “Flow Model” y se selecciona los datos a evaluar.
- En la opción “Flow Model” se especifica las variables en cada parámetro como se muestra en la figura 13:

**Figura 13** Función Flow Model

Current Scenario: L15208D [Current Case: tesis]

Flow Model Forecast Calculated

Variable Association  
For accurate results, all Variable Associations must use the units listed.

Phase/Analysis Oil

Time (Date) Date

Cum. Oil, Mbbl Oil.Cum bls

Oil Rate, bbl/d Promedio  Instant Rate

Flowing Pressure, psi

Initial Pressure, psi

Model Description

Solution Empirical  Late-Time Only

Reservoir Type Conventional Isotherm Data

Porosity Single Porosity

Permeability Isotropic

Inner Boundary Radial Flow

Outer Boundary Finite Circular Drainage Area

Pressure Changes Constant Pressure Steps

OK Cancel

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

En la opción “Forecast” se debe elegir el tipo de declinación que el software va a calcular, el tipo de reservas y los parámetros para la predicción. (Carvajal Tapias J. C)

- Start Time (tiempo de inicio de la predicción): Last Historical Day
- Start Rate (Caudal inicial de predicción): Previous
- Reserve Type: None
- End Time (Tiempo final de la predicción): 120 Months
- Type Decline: Exponential

- Rate: Historical Regression

*Figura 14 Configuración del Escenario.*

Current Scenario: L15208D [Current Case: tesis]

Flow Model Forecast Calculated

Oil Schedules

YACIMENTOS Add Delete

Insert Name

Oil: Schedule YACIMENTOS

Start Time Last Historical Date

Start Rate Last Historical Rate

Reserve Type None

Schedule Limits (Oil: Schedule YACIMENTOS)

End Time Months from Start 120 Months

End Rate 3 bbl/d

Sch. Reserves Mbbl

Total Reserves Mbbl Default Limits

Decline Parameters (Oil: Schedule YACIMENTOS)

Type Historical Regression b  Reinitialize

Rate Historical Regression Di  M.e.

Advanced Settings (Oil: Schedule YACIMENTOS)

Capacity Limit  bbl/d  Days Off  days

Switch Rate  M.e.  Downtime  %

OK Cancel

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

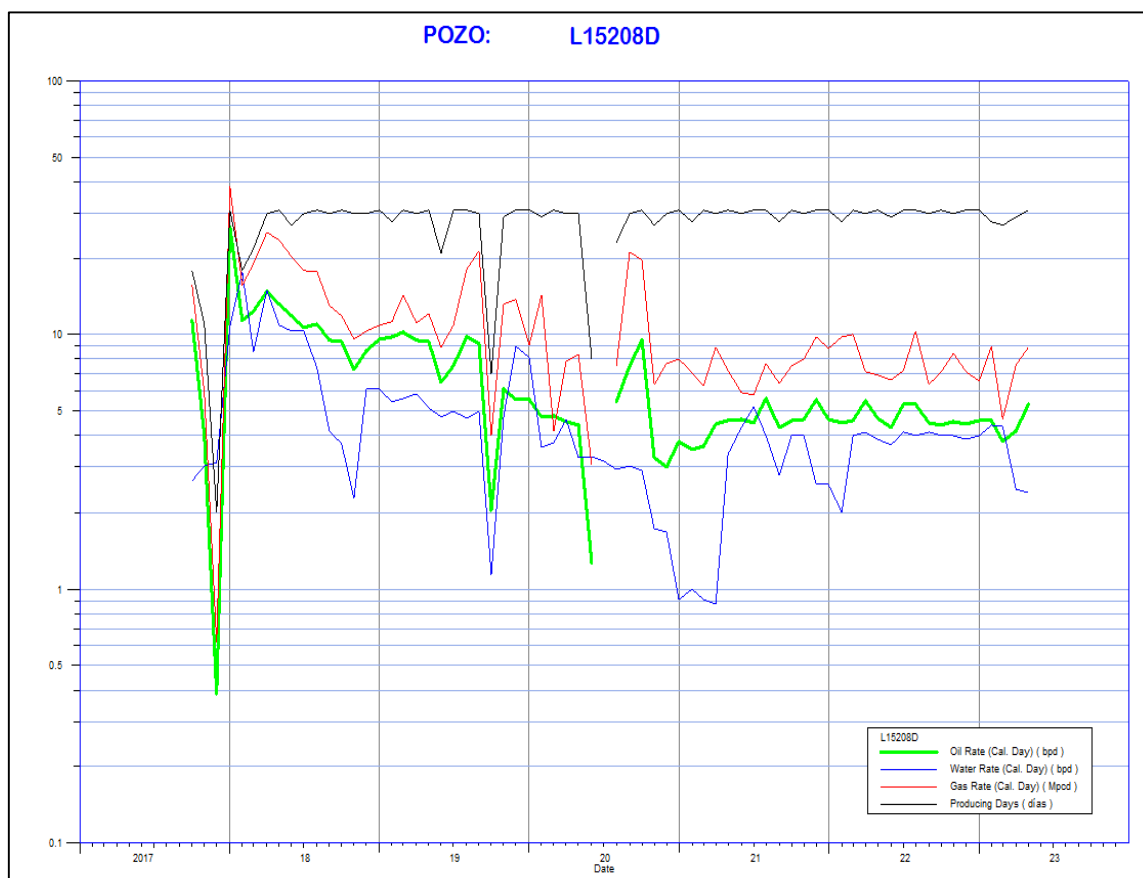


## CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 Declinación del pozo L15208D – Lote VI

En la Figura 15, muestra el historial de producción de petróleo, agua y gas desde el inicio de su vida productiva, actualmente es un pozo productor y produce del reservorio Mogollón.

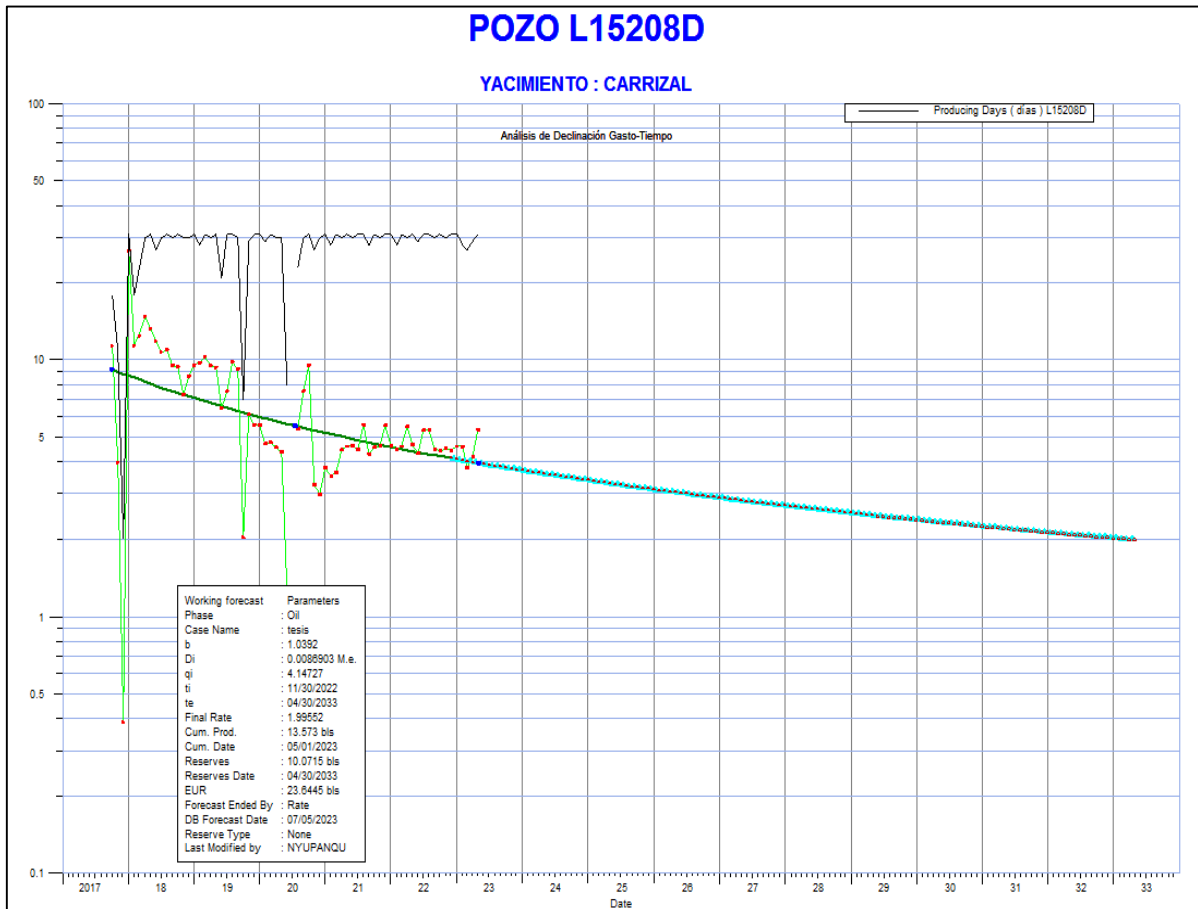
*Figura 15 Historial de Producción Pozo L15208D*



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

En la (Figura, 16), se refiere al ajuste de la tendencia del caudal de la producción para estimar su respectivo pronóstico.

**Figura 16** Estimación del caudal de declinación a través de OFM, pozo L15208D



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

Los resultados de la Figura 16, permitió calcular el pronóstico de producción en un lapso de 10 años a partir de la fecha de inicio como se muestra en el Anexo 2.

Estimar la constante  $b$ , permitirá entonces, conocer el tipo de declinación que mejor se ajusta a los datos de producción, de manera analítica y corroborar el tipo previamente propuesto de forma apreciativa mediante las representaciones del comportamiento de producción realizadas en la etapa anterior, en la Tabla 4, muestra los resultados obtenidos usando la estimación del caudal de declinación a través de OFM, en donde se obtiene el valor de  $D_i = 0.0086903$  además de los siguientes resultados: (Carvajal Tapias J. C)

**Tabla 4** Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM

Pozo - L15208D

Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: tesis
b	: 1.0392
<b>Di</b>	<b>: 0.0086903</b>
qi	: 4.14727
ti	: 11/30/2022
te	: 04/30/2033
Final Rate	: 1.99552
Cum. Prod.	: 13.573 bls
Cum. Date	: 05/01/2023
Reserves	: 10.0715 bls
Reserves Date	: 04/30/2033
Forecast Ended By	: Rate
DB Forecast Date	: 07/05/2023
Last Modified by	: NYUPANQU

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

#### 4.1.1 Optimización del Análisis del Software

Primero se determina los valores de m y Di mediante el análisis gráfico; el cual permite elegir qué tipo de declinación es la que mejor se ajusta a la tendencia del caudal del pozo.

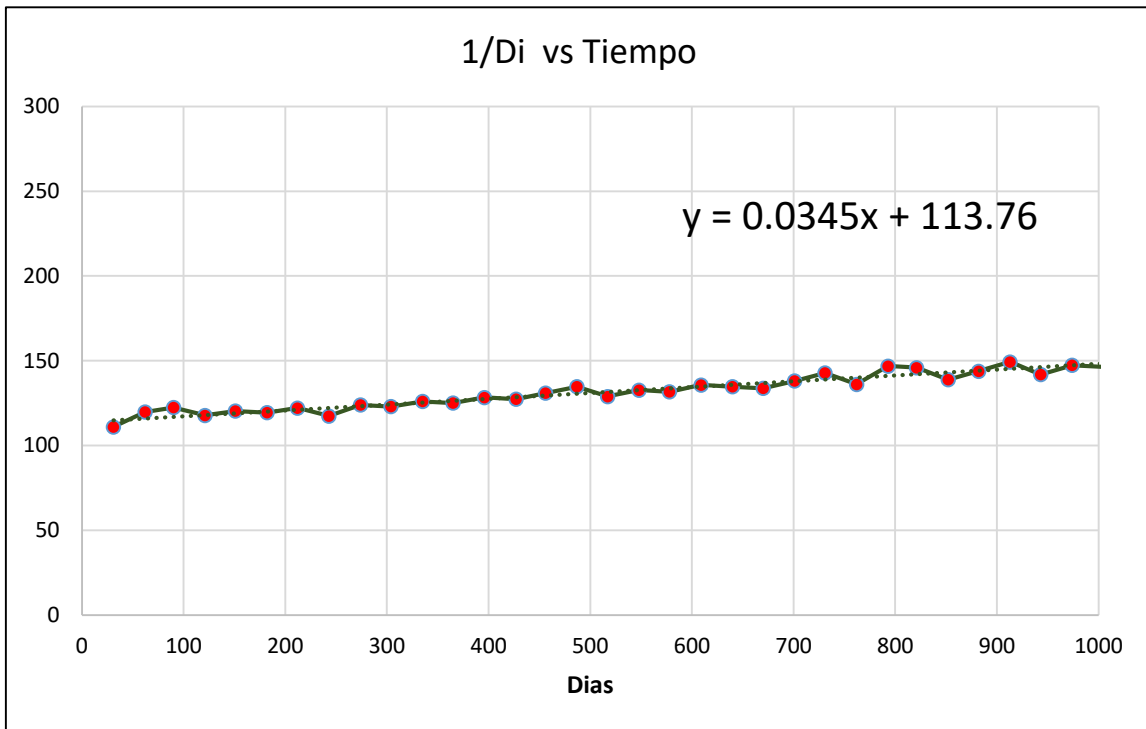
Se siguen los pasos siguientes:

- Seleccionar datos de caudal vs tiempo de la base de datos.
- Calcular Di por la siguiente ecuación:

$$Di = -\ln \frac{q_o/(q_o-1)}{t_o-t_{o-1}} \quad \text{Ecuación [28]}$$

- 3. Graficar 1/Di Vs t donde el tiempo está dado en días.
- 4. Estimar los valores de m y b.

**Figura 17** Método para establecer el tipo de declinación.



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

De la gráfica de la Figura 17 se obtienen los datos presentados en la tabla N°5

Por definición se tiene que:

$$Di = \frac{1}{b}$$

**Tabla 5** Pozo L15208D

m =	0.0345
b =	113.76
Di =	1/b
<b>Di =</b>	<b>0.00879</b>

Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

El valor de la variable **b=113.76**, muestra el comportamiento del pozo se ajusta a la declinación armónica.

En el análisis se tomó en cuenta el caudal, donde su producción inicia en 5.58 BPPD a 4.61 BPPD en el periodo 2022-2023 y presenta un  $LE = 2$  BPPD. Luego aplicamos los criterios:

- declinación exponencial ( $b=0$ ),
- hiperbólica ( $b=0.5$ ) y
- armónica ( $b=1$ ).

➤ **Declinación exponencial ( $b=0$ )**

Constante de la declinación usando la ecuación 9:

$$D = 0.1910 \frac{1}{\text{años}}$$

Producción de petróleo entre los años 2022 - 2023 usando la *Ecuación 10*:

$$q_t = 4.61 \text{ bppd}$$

Reservas de petróleo entre el año 2022-2023 usando la *Ecuación 11*:

$$N_p = 1854 \text{ bls}$$

Cálculo del % de declinación del pozo entre el año 2022-2023 con la *Ecuación 12*:

$$\%Declinacion = 0.05$$

Tiempo de abandono del pozo usando la *Ecuación 13*:

$$t = 5.36 \text{ años}$$

➤ **Declinación hiperbólica ( $b=0.5$ )**

Constante de la declinación usando la *Ecuación 14*:

$$D = 0.200 \frac{1}{\text{años}}$$

Producción de petróleo entre los años 2022 - 2023 usando la *Ecuación 14*:

$$q_t = 4.61 \text{ bppd}$$

Reservas de petróleo entre el año 2022-2023 usando la *Ecuación 15*:

$$N_p = 1851 \text{ bls}$$

Calculo del porcentaje de declinación del pozo entre el año 2022-2023 con la *Ecuación 16*:

$$\%Declinacion = 22.27$$

Tiempo de abandono del pozo usando la *Ecuación [22]*:

$$t = 6.69 \text{ años}$$

Declinación armónica (b= 1)

Constante de la declinación usando la *Ecuación [23]*:

$$D = 0.02104 \frac{1}{\text{años}}$$

Producción de petróleo entre los años 2022 - 2023 usando la *Ecuación [23]*:

$$q_t = 4.61 \text{ bppd}$$

Reservas de petróleo entre el año 2022-2023 usando la *Ecuación [24]*:

$$N_p = 802 \text{ bls}$$

Cálculo del % de declinación del pozo entre el año 2022-2023 con la *Ecuación [26]*:

$$\%Declinacion = 26.65$$

Tiempo de abandono del pozo usando la *Ecuación [27]*:

$$t = 8.5 \text{ años}$$

**Tabla 6** Resultados del pozo L15208D

<b>Ecuación</b>	<b>Declinación Exponencial b = 0</b>	<b>Declinación Hiperbólica b = 0.5</b>	<b>Declinación Armónica b = 1</b>
D(1/año)	0.1910	0.2004	0.2104
Q(bppd)	4.61	4.61	4.61
N <sub>p</sub> (bls)	1854	1851	802
%Declinación	0.05	22.27	26.65
t(años)	5.36	6.69	8.5

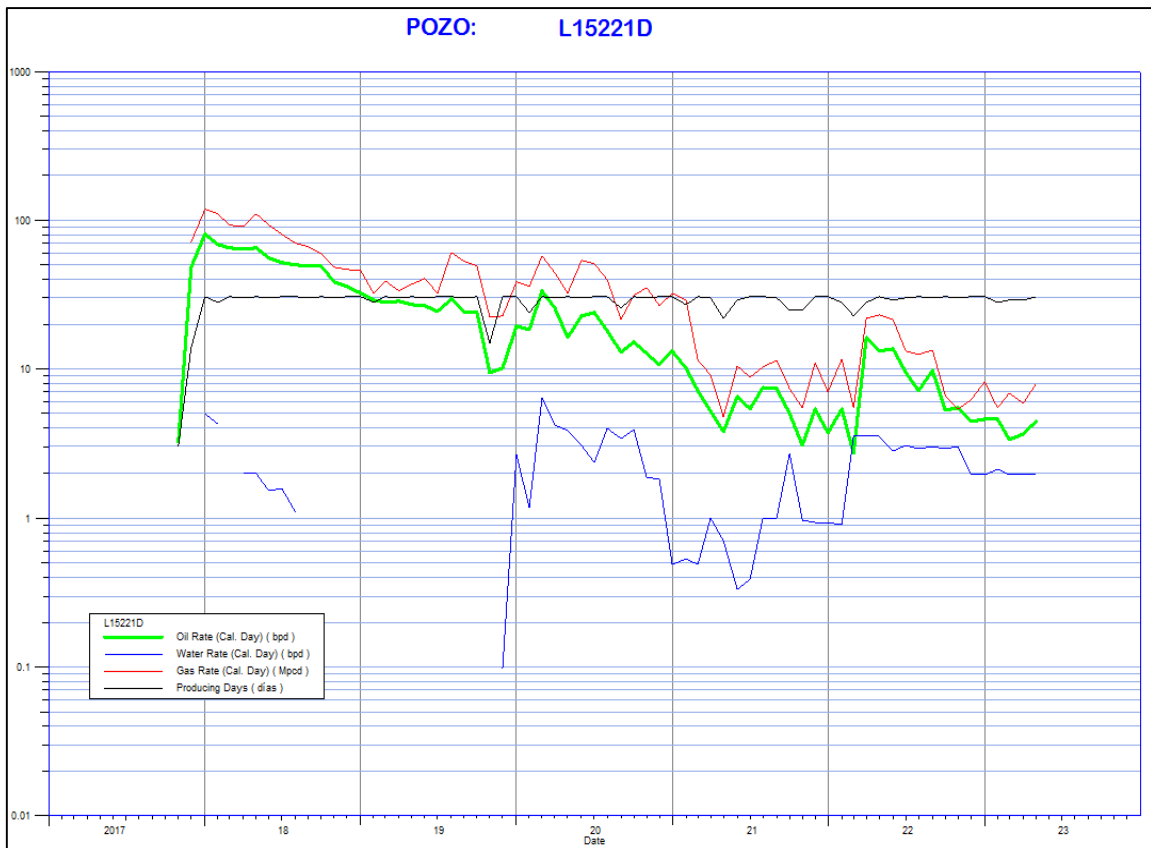
Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

Estos resultados permiten tener una mayor visión en cuanto a las decisiones operativas para administrar un yacimiento de forma eficiente.

#### 4.2 Declinación del pozo L15221D – Lote VI

La figura 18, muestra el historial de producción de petróleo, agua y gas desde el inicio de su vida productiva, actualmente es un pozo productor y produce del reservorio Mogollon.

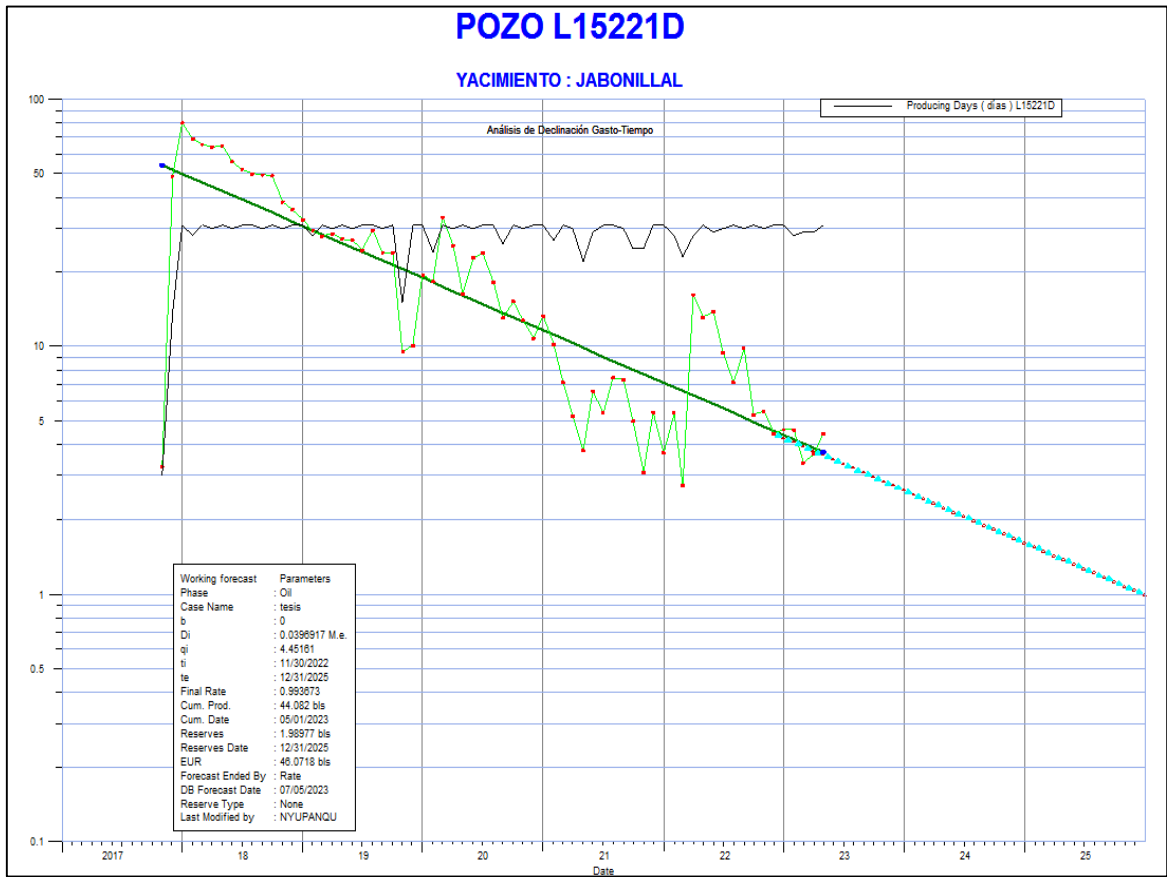
**Figura 18** Historia de producción Pozo L15221D.



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

En la Figura 19, muestra el ajuste de tendencia del caudal de la producción para estimar su respectivo pronóstico.

**Figura 19** Estimación del Caudal de declinación a través de OFM



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

Los resultados de la Figura 19, **permitieron** calcular el pronóstico de producción en un lapso de 3 años a partir de la fecha de inicio como se muestra en el Anexo 3.

En la Tabla 7, se muestra los resultados obtenidos usando la estimación del caudal de declinación a través de OFM, en donde obtenemos el valor de **Di = 0.00408601** además de los siguientes resultados:



**Tabla 7** Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM.

Pozo -L15221D

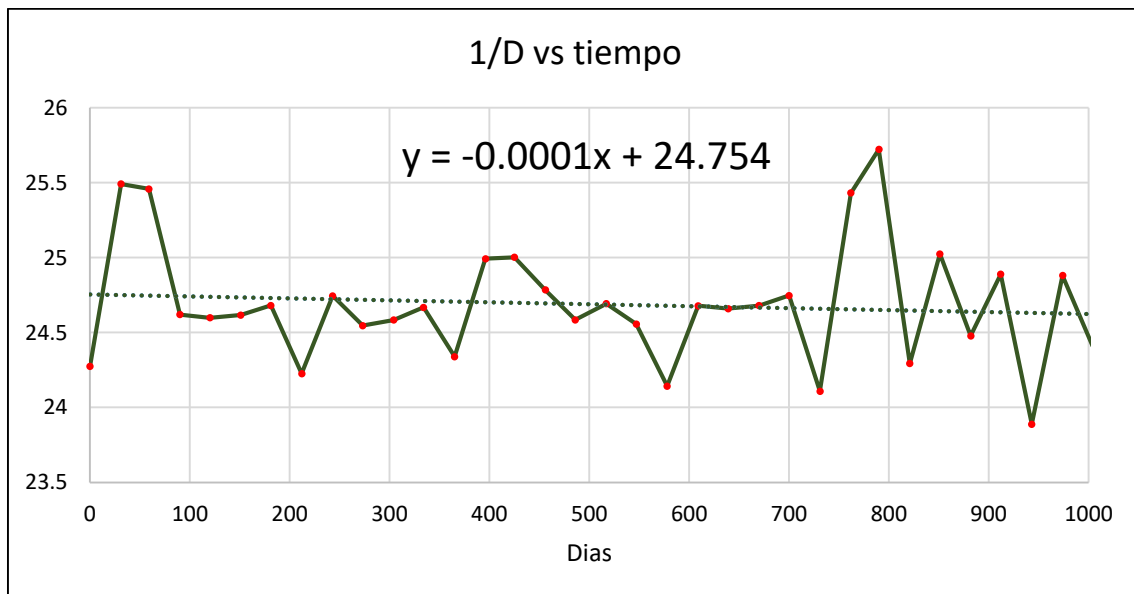
Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: tesis
b	: 1e-006
<b>Di</b>	<b>: 0.0408601</b>
qi	: 4.45161
ti	: 11/30/2022
te	: 11/30/2025
Final Rate	: 0.991105
Cum. Prod.	: 44.082 bls
Cum. Date	: 05/01/2023
Reserves	: 1.91758 bls
Reserves Date	: 11/30/2025
Forecast Ended By	: Rate
DB Forecast Date	: 07/05/2023
Last Modified by	: NYUPANQU

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

#### 4.2.1 Optimización del Análisis del Software

Primero se determina los valores de  $m$  y  $D_i$  mediante el análisis de la figura 20; el cual permite elegir qué tipo de declinación es la que mejor se ajusta a la tendencia del caudal del pozo, como se observa en la Figura 20.

**Figura 20** Tipo de declinación.



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

El valor de **b= 24.754**; muestra el comportamiento del pozo que se ajusta, es la Declinación Armónica.

En el análisis se tomó en cuenta el caudal, donde su producción inicia en 5.42 BPPD a 4.45 BPPD en el periodo 2022-2023 y presenta un LE = 1 BPPD. Luego aplicamos los criterios: declinación exponencial (b=0), hiperbólica (b=0.5) y armónica (b=1).

En las Tabla 8 y 9 se pueden observar los resultados de las declinaciones obtenidas a través de los tres métodos usados.

**Tabla 8** Datos obtenidos de la gráfica  $1/D_i$  vs tiempo.

m =	-0.0001
b =	24.754
$D_i =$	1/b
<b><math>D_i =</math></b>	<b>0.04039</b>

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

**Tabla 9** Resultados del pozo L15221D

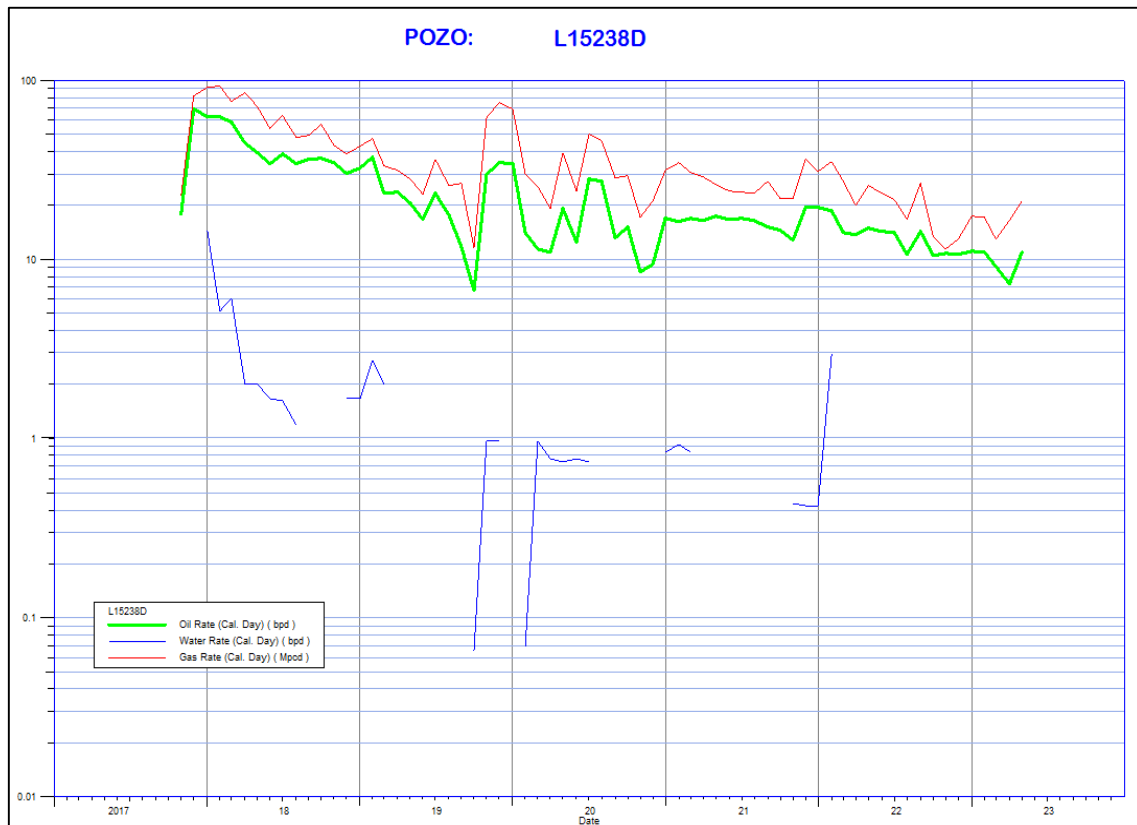
Ecuación	Declinación		
	Exponencial b = 0	Hiperbólica b = 0.5	Armónica b = 1
D(1/año)	0.1972	0.2072	0.2180
Q(bppd)	4.45	4.45	4.45
Np(bls)	1795	1792	777
%Declinación	0.05	23.12	27.87
t(años)	8.56	12.82	20.28

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

### 4.3 Declinación del pozo L15238D – Lote VI

La figura 21, muestra el historial de producción de petróleo, agua y gas desde el inicio de su vida productiva, actualmente es un pozo productor y produce del reservorio Pariñas.

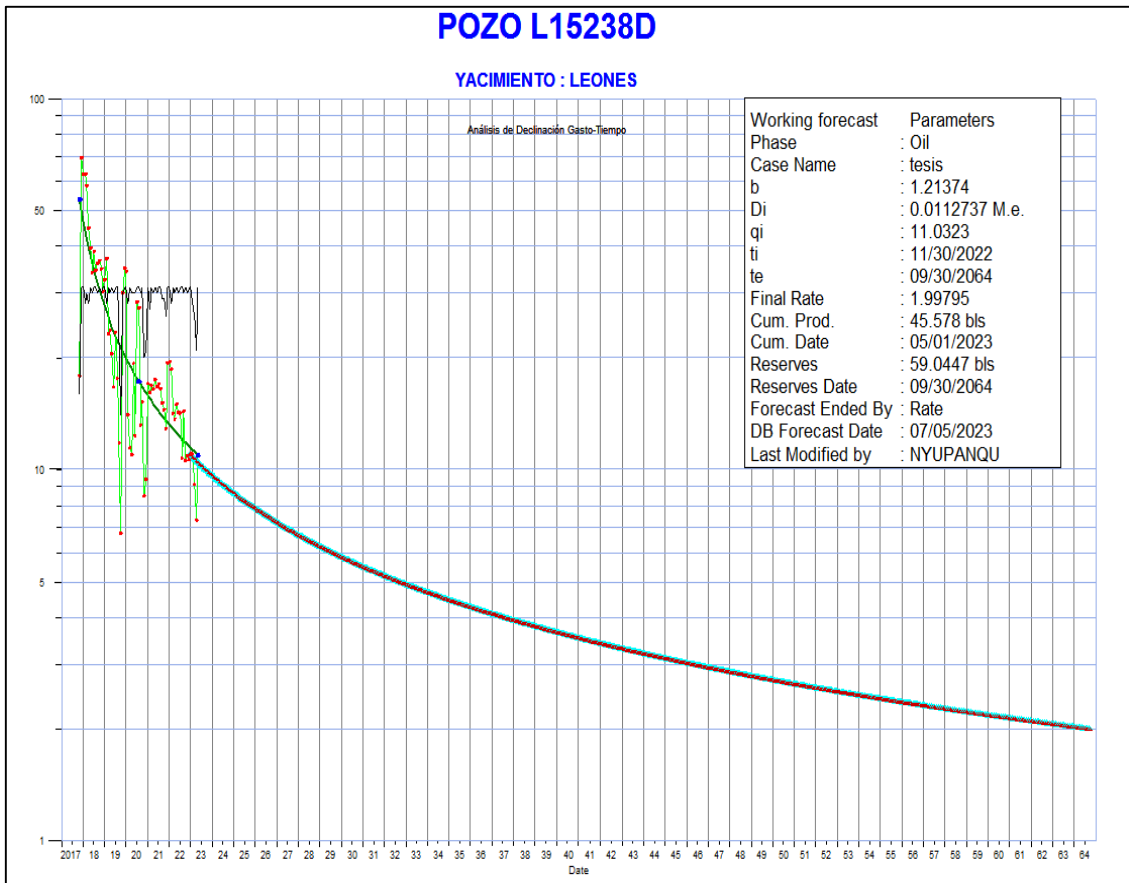
*Figura 21* Historia de producción Pozo L15238D.



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

La Figura 22, muestra el ajuste de tendencia del caudal de la producción para estimar su respectivo pronóstico.

**Figura 22** Estimación del Caudal de declinación a través de OFM



Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC, OFM 2016)

Los resultados de la Figura 22, permitieron calcular el pronóstico de producción en un lapso de 41 años a partir de la fecha de inicio como se muestra en el Anexo 4.

En la figura 23, muestra los resultados obtenidos usando la estimación del caudal de declinación a través de OFM, en donde obtenemos el valor de **Di = 0.0112737** además de los siguientes resultados:

**Figura 23** Resultados obtenidos usando el Caudal de declinación a través de OFM.

Pozo – L15238D

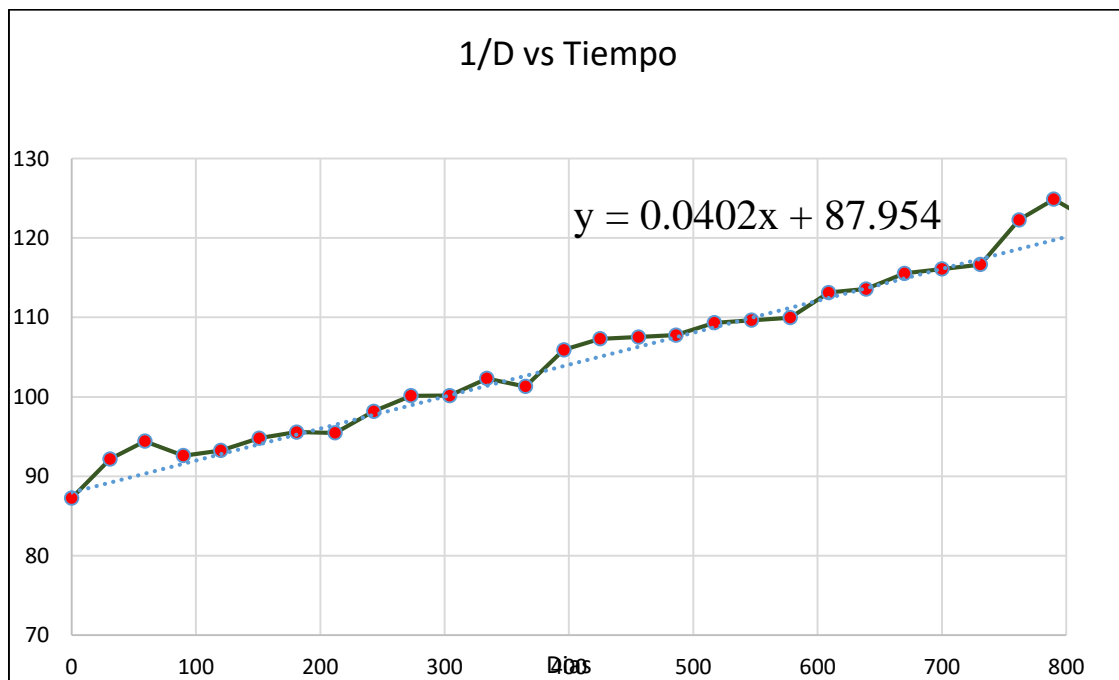
Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: tesis
b	: 1.21374
Di	: 0.0112737
qi	: 11.0323
ti	: 11/30/2022
te	: 09/30/2064
Final Rate	: 1.99795
Cum. Prod.	: 45.578 bls
Cum. Date	: 05/01/2023
Reserves	: 59.0447 bls
Reserves Date	: 09/30/2064
Forecast Ended By	: Rate
DB Forecast Date	: 07/05/2023
Last Modified by	: NYUPANQU

Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.,OFM 2016)

#### 4.3.1 Optimización del Análisis del Software

Primero se determina los valores de m y Di mediante el análisis gráfico; el cual permite elegir qué tipo de declinación es la que mejor se ajusta a la tendencia del caudal del pozo, como se observa en la Figura 24.

**Figura 24** Método para fijar el tipo de declinación.



Fuente : ( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

El valor de **b= 87.954**; el comportamiento del pozo se ajusta es la Declinación Armónica.

En el análisis se tomó en cuenta el caudal, donde su producción inicia en 13.73 BPPD a 11.87 BPPD en el periodo 2022-2023 y presenta un LE = 2 BPPD. Luego aplicamos los criterios: declinación exponencial (b=0), hiperbólica (b=0.5) y armónica (b=1).

En las Tabla 10 y 11 se pueden observar los resultados de las declinaciones obtenidas a través de los tres métodos usados.

**Tabla 10** Datos obtenidos de la gráfica 1/Di vs tiempo.

m =	0.0403
b =	87.954
Di =	1/b
<b>Di =</b>	<b>0.0113</b>

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

**Tabla 11** Resultados del pozo L15238D

Ecuación	Declinación Exponencial b = 0	Declinación Hiperbólica b = 0.5	Declinación Armónica b = 1
D(1/año)	0.1456	0.1510	0.1567
Q(bppd)	11.87	11.87	11.87
Np(bls)	4663	4659	2022
%Declinación	0.04	16.33	18.58
t(años)	13.22	21.46	37.43

Fuente :( SAPET DEVELOPMENT PERU INC.)

## CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- OFM 2016, nos permite facilitar la búsqueda y el análisis, como reportes, gráficos tablas, etc. lo cual facilita el control de la indagación y ayuda a la toma de decisiones.
- Debido al gran volumen de datos de información que se maneja en la industria del petróleo, el uso de un programa como OFM 2016, debe considerarse como parte del presupuesto principal de las operaciones que ayudarán a mejorar el manejo integral de un campo.
- En el caso del Noroeste peruano el tipo de curva presenta una declinación exponencial y es predominante en pozos muy antiguos o “pozos marginales” ya que sea podría considerar que estos pozos mantienen un comportamiento estable.
- Para el estudio se evaluaron 3 pozos al inicio de sus dos años de vida productiva, estos pozos pertenecen al yacimiento Leones, ubicado en el Noroeste peruano, usando la mejor curva de declinación con el software OFM nos indica que la mejor opción es la curva de declinación armónica.
- Usando el análisis matemático se confirma que la mejor aplicación para nuestra evaluación es el uso de la curva de declinación armónica. Así mismo este análisis nos permite manejar otros escenarios considerando los otros tipos de curva de declinación, como son la curva de declinación exponencial e hiperbólica, dependiendo de los objetivos y decisiones que se vayan a tomar.
- La declinación anual de los pozos fue la siguiente: pozo L15208D es del 21.4 % anual, en el pozo L15221D es del 21,8% anual y en el pozo L15238D es del 15 % anual.

- Cabe mencionar que los dos primeros pozos (L15208D y L15221D) producen del reservorio Mogollon y por lo tanto su caudal de declinación es similar, comparando con el pozo L15238D que produce del reservorio Pariñas y siendo su caudal de declinación del 15%.



## 5.2 Recomendaciones

- Es primordial la adquisición de un software de manejo de datos para la implementación de la integración de los datos de pozo y yacimiento, de manera que dichos datos estén disponibles en todo momento para ser consultados por cualquier departamento dentro de la empresa.
- Implementar un curso básico de OFM 2016 de cuatro horas semanales dentro de las asignaturas semestrales que ofrece la Facultad de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural, con el fin de ofrecer a la industria, profesionales con experiencia en el manejo de este software.
- El uso de las bases de datos debe extenderse a toda la empresa petrolera interesada conforme a la abundancia de datos que se manejan en las diversas actividades desarrolladas en los yacimientos. Conforme adecuado

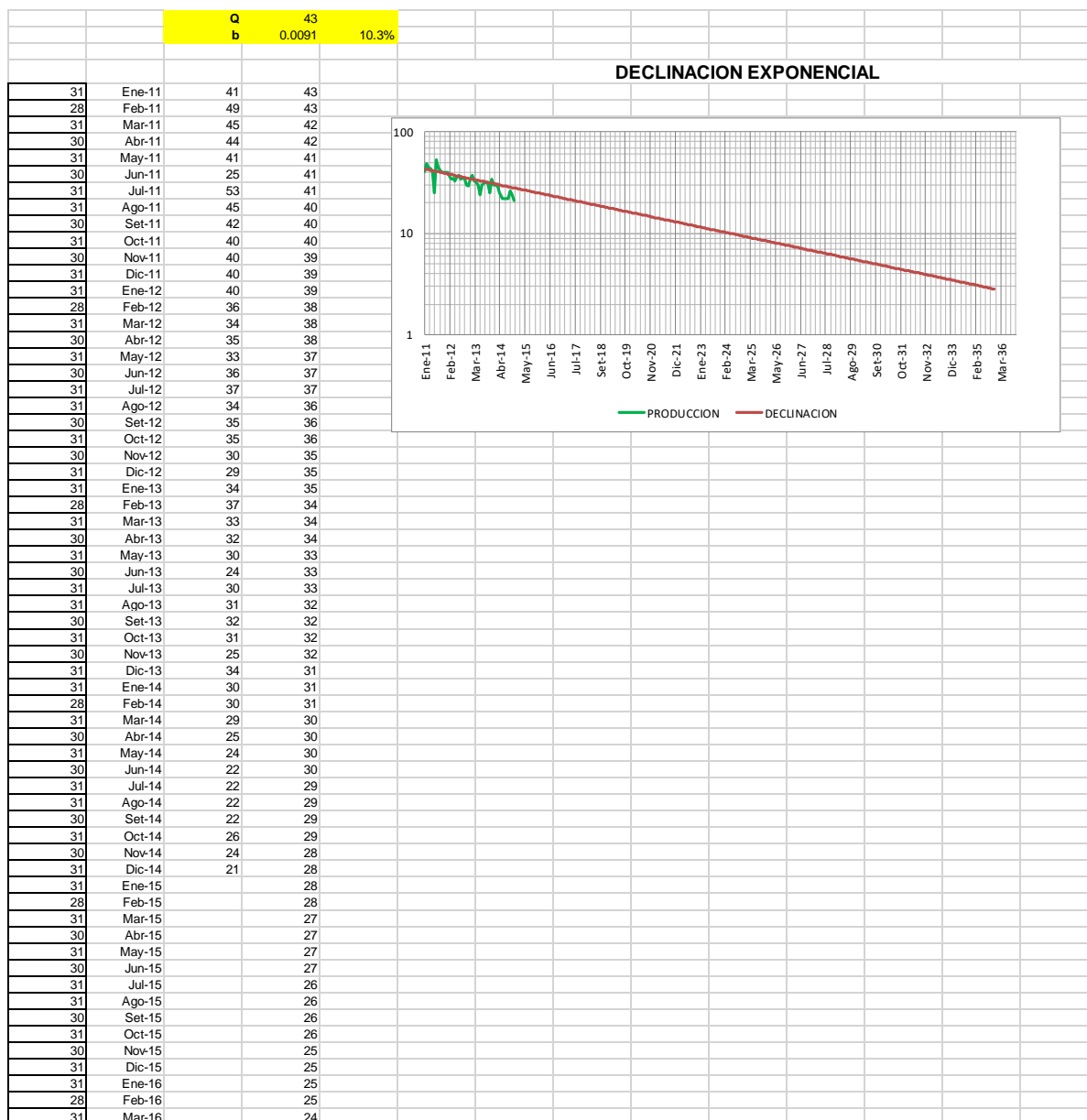
## CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Fetkovich,, M. J. (1973 september). *Decline curve analysis using type curves. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-4629). SPE.*
- hompson,, R. S., Wright,, J. D., & Digert,, S. A. (1987 March). *The Error in estimating reserves using decline curves. In SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium (pp. SPE-16295). SPE.*
- Mendoza Ochoa,, N. L. (2004). Manejo y aplicación práctica del software oilfield manager en el área tigre del campo Gustavo Galindo Velasco (Bachelor's thesis).
- Nind,, T. E. (1987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros.*
- Olson. (1928).
- Pinto,, R. J. (2011). *determinación de la tasa de declinación de producción existente en los yacimientos maduros seleccionados de gas y petróleo pertenecientes al campo santa rosa del área mayor de anaco (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).*
- Seranne M. (1987).
- Velasquez. (2014).
- Wang,, X., Haynes,, R. D., & Feng,, Q. (2016). *A multilevel coordinate search algorithm for well placement, control and joint optimization. Computers & Chemical Engineering, 95, 75-96.*
- Schlumberger. (2014). *User Guides, Tutorials, and Examples. U.S.A.*
- Carvajal Tapias, J. C. (1996). *Implementación del Production Analyst (PA) como herramienta de control de producción de los pozos productores activos del campo Tibú. Universidad Industrial de Santander.*
- [https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16785/1/66850\\_1.pdf](https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/16785/1/66850_1.pdf)
- Cuba Nogales, C. M. (2012). *Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México.*
- [https://repositorio.unam.mx/contenidos?c=4M03wZ&d=false&q=\\*&i=1&v=1&t=search\\_0&as=0](https://repositorio.unam.mx/contenidos?c=4M03wZ&d=false&q=*&i=1&v=1&t=search_0&as=0)

## ANEXOS

### ANEXO 1

Ejemplo de cómo se determinaba el caudal de declinación.



## Anexo 2

### Pronóstico de producción del pozo L15208D

Fecha	Producción Futura(bppd)	Fecha	Producción Futura(bppd)	Fecha	Producción Futura(bppd)
01/01/2023	4.092	01/06/2026	3.027	01/11/2029	2.406
01/02/2023	4.058	01/07/2026	3.008	01/12/2029	2.394
01/03/2023	4.025	01/08/2026	2.989	01/01/2030	2.382
01/04/2023	3.991	01/09/2026	2.97	01/02/2030	2.371
01/05/2023	3.958	01/10/2026	2.952	01/03/2030	2.359
01/06/2023	3.925	01/11/2026	2.934	01/04/2030	2.348
01/07/2023	3.893	01/12/2026	2.916	01/05/2030	2.337
01/08/2023	3.86	01/01/2027	2.898	01/06/2030	2.325
01/09/2023	3.829	01/02/2027	2.881	01/07/2030	2.314
01/10/2023	3.798	01/03/2027	2.865	01/08/2030	2.303
01/11/2023	3.768	01/04/2027	2.848	01/09/2030	2.292
01/12/2023	3.738	01/05/2027	2.831	01/10/2030	2.281
01/01/2024	3.709	01/06/2027	2.814	01/11/2030	2.271
01/02/2024	3.68	01/07/2027	2.798	01/12/2030	2.26
01/03/2024	3.652	01/08/2027	2.781	01/01/2031	2.249
01/04/2024	3.625	01/09/2027	2.765	01/02/2031	2.239
01/05/2024	3.597	01/10/2027	2.749	01/03/2031	2.229
01/06/2024	3.57	01/11/2027	2.734	01/04/2031	2.219
01/07/2024	3.543	01/12/2027	2.718	01/05/2031	2.209
01/08/2024	3.517	01/01/2028	2.703	01/06/2031	2.199
01/09/2024	3.491	01/02/2028	2.688	01/07/2031	2.189
01/10/2024	3.465	01/03/2028	2.673	01/08/2031	2.179
01/11/2024	3.44	01/04/2028	2.658	01/09/2031	2.169
01/12/2024	3.416	01/05/2028	2.644	01/10/2031	2.159
01/01/2025	3.391	01/06/2028	2.629	01/11/2031	2.15
01/02/2025	3.368	01/07/2028	2.615	01/12/2031	2.14
01/03/2025	3.345	01/08/2028	2.6	01/01/2032	2.131
01/04/2025	3.321	01/09/2028	2.586	01/02/2032	2.122
01/05/2025	3.298	01/10/2028	2.573	01/03/2032	2.112
01/06/2025	3.276	01/11/2028	2.559	01/04/2032	2.103
01/07/2025	3.253	01/12/2028	2.545	01/05/2032	2.094
01/08/2025	3.231	01/01/2029	2.532	01/06/2032	2.085
01/09/2025	3.209	01/02/2029	2.519	01/07/2032	2.076
01/10/2025	3.188	01/03/2029	2.506	01/08/2032	2.067
01/11/2025	3.167	01/04/2029	2.493	01/09/2032	2.058
01/12/2025	3.146	01/05/2029	2.48	01/10/2032	2.05
01/01/2026	3.125	01/06/2029	2.468	01/11/2032	2.041
01/02/2026	3.105	01/07/2029	2.455	01/12/2032	2.033
01/03/2026	3.086	01/08/2029	2.442	01/01/2033	2.024
01/04/2026	3.066	01/09/2029	2.43	01/02/2033	2.016

### Anexo 3

Fecha	Pronóstico (bppd)	Fecha	Pronóstico (bppd)	Fecha	Pronóstico (bppd)
01/01/2023	4.092	01/06/2026	3.027	01/11/2029	2.406
01/02/2023	4.058	01/07/2026	3.008	01/12/2029	2.394
01/03/2023	4.025	01/08/2026	2.989	01/01/2030	2.382
01/04/2023	3.991	01/09/2026	2.97	01/02/2030	2.371
01/05/2023	3.958	01/10/2026	2.952	01/03/2030	2.359
01/06/2023	3.925	01/11/2026	2.934	01/04/2030	2.348
01/07/2023	3.893	01/12/2026	2.916	01/05/2030	2.337
01/08/2023	3.86	01/01/2027	2.898	01/06/2030	2.325
01/09/2023	3.829	01/02/2027	2.881	01/07/2030	2.314
01/10/2023	3.798	01/03/2027	2.865	01/08/2030	2.303
01/11/2023	3.768	01/04/2027	2.848	01/09/2030	2.292
01/12/2023	3.738	01/05/2027	2.831	01/10/2030	2.281
01/01/2024	3.709	01/06/2027	2.814	01/11/2030	2.271
01/02/2024	3.68	01/07/2027	2.798	01/12/2030	2.26
01/03/2024	3.652	01/08/2027	2.781	01/01/2031	2.249
01/04/2024	3.625	01/09/2027	2.765	01/02/2031	2.239
01/05/2024	3.597	01/10/2027	2.749	01/03/2031	2.229
01/06/2024	3.57	01/11/2027	2.734	01/04/2031	2.219
01/07/2024	3.543	01/12/2027	2.718	01/05/2031	2.209
01/08/2024	3.517	01/01/2028	2.703	01/06/2031	2.199
01/09/2024	3.491	01/02/2028	2.688	01/07/2031	2.189
01/10/2024	3.465	01/03/2028	2.673	01/08/2031	2.179
01/11/2024	3.44	01/04/2028	2.658	01/09/2031	2.169
01/12/2024	3.416	01/05/2028	2.644	01/10/2031	2.159
01/01/2025	3.391	01/06/2028	2.629	01/11/2031	2.15
01/02/2025	3.368	01/07/2028	2.615	01/12/2031	2.14
01/03/2025	3.345	01/08/2028	2.6	01/01/2032	2.131
01/04/2025	3.321	01/09/2028	2.586	01/02/2032	2.122
01/05/2025	3.298	01/10/2028	2.573	01/03/2032	2.112
01/06/2025	3.276	01/11/2028	2.559	01/04/2032	2.103
01/07/2025	3.253	01/12/2028	2.545	01/05/2032	2.094
01/08/2025	3.231	01/01/2029	2.532	01/06/2032	2.085
01/09/2025	3.209	01/02/2029	2.519	01/07/2032	2.076
01/10/2025	3.188	01/03/2029	2.506	01/08/2032	2.067
01/11/2025	3.167	01/04/2029	2.493	01/09/2032	2.058
01/12/2025	3.146	01/05/2029	2.48	01/10/2032	2.05
01/01/2026	3.125	01/06/2029	2.468	01/11/2032	2.041
01/02/2026	3.105	01/07/2029	2.455	01/12/2032	2.033
01/03/2026	3.086	01/08/2029	2.442	01/01/2033	2.024
01/04/2026	3.066	01/09/2029	2.43	01/02/2033	2.016

### Pronóstico de producción del pozo L15221D

Fecha	Pronóstico (bppd)	Fecha	Pronóstico (bppd)
01/01/2023	4.185	01/07/2024	2.021
01/02/2023	4.024	01/08/2024	1.939
01/03/2023	3.869	01/09/2024	1.862
01/04/2023	3.715	01/10/2024	1.788
01/05/2023	3.567	01/11/2024	1.717
01/06/2023	3.425	01/12/2024	1.649
01/07/2023	3.289	01/01/2025	1.582
01/08/2023	3.156	01/02/2025	1.521
01/09/2023	3.031	01/03/2025	1.463
01/10/2023	2.91	01/04/2025	1.404
01/11/2023	2.794	01/05/2025	1.349
01/12/2023	2.683	01/06/2025	1.295
01/01/2024	2.575	01/07/2025	1.244
01/02/2024	2.474	01/08/2025	1.193
01/03/2024	2.377	01/09/2025	1.146
01/04/2024	2.283	01/10/2025	1.1
01/05/2024	2.192	01/11/2025	1.056
01/06/2024	2.105	01/12/2025	1.014

## Anexo 4

### Pronóstico de producción L15238D

Fecha	Pronóstico (bppd)	Fecha	Pronóstico Futura(bppd)	Fecha	Pronóstico Futura(bppd)	Fecha	Pronóstico Futura(bppd)	Fecha	Pronóstico Futura(bppd)
01/01/2023	10.844	01/03/2027	7.08	01/05/2031	5.352	01/07/2035	4.345	01/09/2039	3.679
01/02/2023	10.727	01/04/2027	7.033	01/06/2031	5.327	01/08/2035	4.329	01/10/2039	3.668
01/03/2023	10.614	01/05/2027	6.987	01/07/2031	5.302	01/09/2035	4.313	01/11/2039	3.657
01/04/2023	10.5	01/06/2027	6.941	01/08/2031	5.276	01/10/2035	4.297	01/12/2039	3.646
01/05/2023	10.388	01/07/2027	6.897	01/09/2031	5.252	01/11/2035	4.281	01/01/2040	3.635
01/06/2023	10.279	01/08/2027	6.852	01/10/2031	5.228	01/12/2035	4.266	01/02/2040	3.625
01/07/2023	10.172	01/09/2027	6.808	01/11/2031	5.204	01/01/2036	4.25	01/03/2040	3.614
01/08/2023	10.066	01/10/2027	6.765	01/12/2031	5.18	01/02/2036	4.235	01/04/2040	3.603
01/09/2023	9.964	01/11/2027	6.722	01/01/2032	5.156	01/03/2036	4.22	01/05/2040	3.593
01/10/2023	9.865	01/12/2027	6.681	01/02/2032	5.133	01/04/2036	4.206	01/06/2040	3.582
01/11/2023	9.767	01/01/2028	6.639	01/03/2032	5.11	01/05/2036	4.191	01/07/2040	3.572
01/12/2023	9.672	01/02/2028	6.599	01/04/2032	5.087	01/06/2036	4.176	01/08/2040	3.561
01/01/2024	9.577	01/03/2028	6.559	01/05/2032	5.065	01/07/2036	4.161	01/09/2040	3.551
01/02/2024	9.487	01/04/2028	6.519	01/06/2032	5.042	01/08/2036	4.147	01/10/2040	3.541
01/03/2024	9.399	01/05/2028	6.48	01/07/2032	5.02	01/09/2036	4.132	01/11/2040	3.531
01/04/2024	9.312	01/06/2028	6.442	01/08/2032	4.998	01/10/2036	4.118	01/12/2040	3.521
01/05/2024	9.226	01/07/2028	6.404	01/09/2032	4.976	01/11/2036	4.104	01/01/2041	3.51
01/06/2024	9.142	01/08/2028	6.365	01/10/2032	4.955	01/12/2036	4.09	01/02/2041	3.501
01/07/2024	9.059	01/09/2028	6.328	01/11/2032	4.933	01/01/2037	4.075	01/03/2041	3.491
01/08/2024	8.977	01/10/2028	6.292	01/12/2032	4.912	01/02/2037	4.062	01/04/2041	3.481
01/09/2024	8.898	01/11/2028	6.255	01/01/2033	4.891	01/03/2037	4.049	01/05/2041	3.471
01/10/2024	8.82	01/12/2028	6.22	01/02/2033	4.871	01/04/2037	4.035	01/06/2041	3.462
01/11/2024	8.744	01/01/2029	6.184	01/03/2033	4.851	01/05/2037	4.021	01/07/2041	3.452
01/12/2024	8.669	01/02/2029	6.15	01/04/2033	4.83	01/06/2037	4.008	01/08/2041	3.442
01/01/2025	8.595	01/03/2029	6.117	01/05/2033	4.81	01/07/2037	3.995	01/09/2041	3.433
01/02/2025	8.525	01/04/2029	6.083	01/06/2033	4.79	01/08/2037	3.981	01/10/2041	3.423
01/03/2025	8.457	01/05/2029	6.049	01/07/2033	4.77	01/09/2037	3.968	01/11/2041	3.414
01/04/2025	8.388	01/06/2029	6.016	01/08/2033	4.75	01/10/2037	3.955	01/12/2041	3.404
01/05/2025	8.319	01/07/2029	5.983	01/09/2033	4.731	01/11/2037	3.942	01/01/2042	3.395
01/06/2025	8.252	01/08/2029	5.95	01/10/2033	4.712	01/12/2037	3.929	01/02/2042	3.386
01/07/2025	8.187	01/09/2029	5.918	01/11/2033	4.693	01/01/2038	3.916	01/03/2042	3.377
01/08/2025	8.121	01/10/2029	5.887	01/12/2033	4.674	01/02/2038	3.904	01/04/2042	3.368
01/09/2025	8.057	01/11/2029	5.856	01/01/2034	4.655	01/03/2038	3.891	01/05/2042	3.359
01/10/2025	7.995	01/12/2029	5.825	01/02/2034	4.637	01/04/2038	3.879	01/06/2042	3.35
01/11/2025	7.934	01/01/2030	5.794	01/03/2034	4.619	01/05/2038	3.867	01/07/2042	3.341
01/12/2025	7.873	01/02/2030	5.765	01/04/2034	4.6	01/06/2038	3.854	01/08/2042	3.332
01/01/2026	7.813	01/03/2030	5.736	01/05/2034	4.582	01/07/2038	3.842	01/09/2042	3.323
01/02/2026	7.757	01/04/2030	5.706	01/06/2034	4.564	01/08/2038	3.83	01/10/2042	3.314
01/03/2026	7.701	01/05/2030	5.677	01/07/2034	4.547	01/09/2038	3.817	01/11/2042	3.305

01/04/2026	7.645	01/06/2030	5.648	01/08/2034	4.529	01/10/2038	3.805	01/12/2042	3.297
01/05/2026	7.589	01/07/2030	5.62	01/09/2034	4.511	01/11/2038	3.794	01/01/2043	3.288
01/06/2026	7.534	01/08/2030	5.591	01/10/2034	4.494	01/12/2038	3.782	01/02/2043	3.279
01/07/2026	7.481	01/09/2030	5.563	01/11/2034	4.477	01/01/2039	3.77	01/03/2043	3.271
01/08/2026	7.427	01/10/2030	5.536	01/12/2034	4.459	01/02/2039	3.758	01/04/2043	3.263
01/09/2026	7.375	01/11/2030	5.508	01/01/2035	4.442	01/03/2039	3.747	01/05/2043	3.254
01/10/2026	7.323	01/12/2030	5.481	01/02/2035	4.426	01/04/2039	3.736	01/06/2043	3.246
01/11/2026	7.273	01/01/2031	5.454	01/03/2035	4.41	01/05/2039	3.724	01/07/2043	3.237
01/12/2026	7.223	01/02/2031	5.429	01/04/2035	4.393	01/06/2039	3.713	01/08/2043	3.229
01/01/2027	7.173	01/03/2031	5.403	01/05/2035	4.377	01/07/2039	3.702	01/09/2043	3.22
01/02/2027	7.126	01/04/2031	5.378	01/06/2035	4.361	01/08/2039	3.69	01/10/2043	3.212
<b>Fecha</b>	<b>Pronóstico (bppd)</b>	<b>Fecha</b>	<b>Pronóstico (bppd)</b>	<b>Fecha</b>	<b>Pronóstico (bppd)</b>	<b>Fecha</b>	<b>Pronóstico (bppd)</b>	<b>Fecha</b>	<b>Pronóstico (bppd)</b>
01/11/2043	3.204	01/07/2045	3.05	01/03/2047	2.911	01/11/2048	2.785	01/07/2050	2.671
01/12/2043	3.196	01/08/2045	3.042	01/04/2047	2.904	01/12/2048	2.779	01/08/2050	2.665
01/01/2044	3.188	01/09/2045	3.035	01/05/2047	2.898	01/01/2049	2.773	01/09/2050	2.66
01/02/2044	3.18	01/10/2045	3.028	01/06/2047	2.891	01/02/2049	2.767	01/10/2050	2.655
01/03/2044	3.172	01/11/2045	3.021	01/07/2047	2.885	01/03/2049	2.762	01/11/2050	2.649
01/04/2044	3.164	01/12/2045	3.013	01/08/2047	2.878	01/04/2049	2.756	01/12/2050	2.644
01/05/2044	3.156	01/01/2046	3.006	01/09/2047	2.872	01/05/2049	2.75	01/01/2051	2.638
01/06/2044	3.148	01/02/2046	2.999	01/10/2047	2.865	01/06/2049	2.744	01/02/2051	2.633
01/07/2044	3.14	01/03/2046	2.992	01/11/2047	2.859	01/07/2049	2.738	01/03/2051	2.628
01/08/2044	3.132	01/04/2046	2.985	01/12/2047	2.853	01/08/2049	2.732	01/04/2051	2.623
01/09/2044	3.125	01/05/2046	2.978	01/01/2048	2.846	01/09/2049	2.727	01/05/2051	2.618
01/10/2044	3.117	01/06/2046	2.972	01/02/2048	2.84	01/10/2049	2.721	01/06/2051	2.613
01/11/2044	3.109	01/07/2046	2.965	01/03/2048	2.834	01/11/2049	2.715	01/07/2051	2.607
01/12/2044	3.102	01/08/2046	2.958	01/04/2048	2.828	01/12/2049	2.71	01/08/2051	2.602
01/01/2045	3.094	01/09/2046	2.951	01/05/2048	2.822	01/01/2050	2.704	01/09/2051	2.597
01/02/2045	3.087	01/10/2046	2.944	01/06/2048	2.815	01/02/2050	2.698	01/10/2051	2.592
01/03/2045	3.079	01/11/2046	2.937	01/07/2048	2.809	01/03/2050	2.693	01/11/2051	2.587
01/04/2045	3.072	01/12/2046	2.931	01/08/2048	2.803	01/04/2050	2.688	01/12/2051	2.582
01/05/2045	3.064	01/01/2047	2.924	01/09/2048	2.797	01/05/2050	2.682	01/01/2052	2.577
01/06/2045	3.057	01/02/2047	2.917	01/10/2048	2.791	01/06/2050	2.676	01/02/2052	2.572