



# NATIONAL UNIVERSITY OF ENGINEERING

---

## College of Petroleum, Natural Gas and Petrochemical Engineering

### Petrochemical Engineering Program

## STUDENT TEAMWORK

### PROJECT: "ANALYSIS AND ADJUSTMENT OF MODELS OF WELL PRODUCTION DECLINE FOR OIL RESERVE ESTIMATION IN THE AMAZON REGION"

**PROJECT MANAGER:** PROF. ENG. LUIS COLAN

**ACADEMIC TERM:** 2016-1

**DATE:** JUNE, 6th

**MEMBERS:**

NAME	STUDENT CODE	FIELD OF STUDY
PRADO SAAVEDRA, WILMA IVONE	20131403F	PETROLEUM AND NATURAL GAS
RAMIREZ ALANYA, LIZBETH MARICARMEN	20122132C	PETROCHEMISTRY

# **“ANALYSIS AND ADJUSTMENT OF MODELS OF WELL PRODUCTION DECLINE FOR OIL RESERVE ESTIMATION IN THE AMAZON REGION”**

## **ABSTRACT**

In this paper how to know, to produce a reservoir reserves is inevitable that the energy decreases considerably, in such a way that the production rates get down situation that is known as production decline.

This project will attempt to predict oil production for various oil fields in various parts of the Peruvian region which involves different basins, likewise for different types of oil according to their degrees API.

For this, the methodology used the theory of decline curve of production, which consists of adjusting and extrapolating the record of production wells when they are submitted to changes of production rate and pressure to subsequently determine the reserves, to evaluate and predict the behavior of production up until economic limit and schematize the best development of them.

For this was compiled the history of production of two reservoirs belonging to some fields of the Peruvian region which were analyzed by OFM software and Excel spreadsheets.

Upon concluding this current study it will be determined what type of decline behavior will adjust to the production history of these reservoirs, due to the fact the mechanisms of production may be variants in each area. The study will be able to estimate the type and rate of decline of the reservoirs in order to sinter the values that are currently handled.

## **RESUMEN**

Al producir las reservas de un yacimiento es inevitable que la energía disminuya considerablemente, de tal forma que las tasas de producción descienden situación que se conoce como declinación de producción.

Este proyecto tratará de predecir la producción de petróleo para diversos campos petroleros de diversos puntos de la región peruana los cuales involucran diferentes cuencas, así mismo para diferentes tipos de petróleo de acuerdo a sus grados API.

Para ello la metodología empleará la teoría de curvas de declinación de producción, las cuales consisten en ajustar y extrapolar el historial de producción de pozos cuando están sometidos a cambios de tasa de producción y presión para posteriormente determinar las reservas, evaluar y pronosticar el comportamiento de producción hasta su límite económico y esquematizar el mejor desarrollo del mismo.

Para ello se recopiló la historia de producción de los yacimientos pertenecientes a algunos campos de la región peruana los cuales se analizaron por medio de la herramienta OFM y una hoja de cálculo de Excel.

Al finalizar este presente estudio se determinara que tipo de comportamiento de declinación es el que mejor se ajusta a la historia de producción de estos yacimientos, debido a que los mecanismos de producción pueden ser variantes en cada área. El estudio podrá estimar el tipo y tasa de declinación de los yacimientos a fin de sincerizar los valores que se manejan actualmente.

## **INTRODUCCIÓN**

La región de Perú consta de 4 áreas de producción de hidrocarburos y se encuentran localizadas en 4 zonas del país (Costa Noroeste – 1879, Selva Central-1939, Selva norte -1971, Selva sur -2004), produciéndose en todas ellas una declinación de producción. Por lo tanto en el presente estudio estimaremos el comportamiento de declinación de producción y el pronóstico de reservas hasta el límite económico de la data histórica correspondiente; por medio de las herramientas OFM software y Excel siendo estas comparadas para una mejor estimación en las reservas de la región Perú.

En nuestro caso de estudio se seleccionaron 2 áreas determinantes en la producción de petróleo peruana; siendo la primera de ellas el Lote IX (Costa Noroeste) con una producción aproximada de 192 bopd la segunda de ellas es el Lote 192 (Selva Norte) con una producción aproximada de 12 242 bopd.

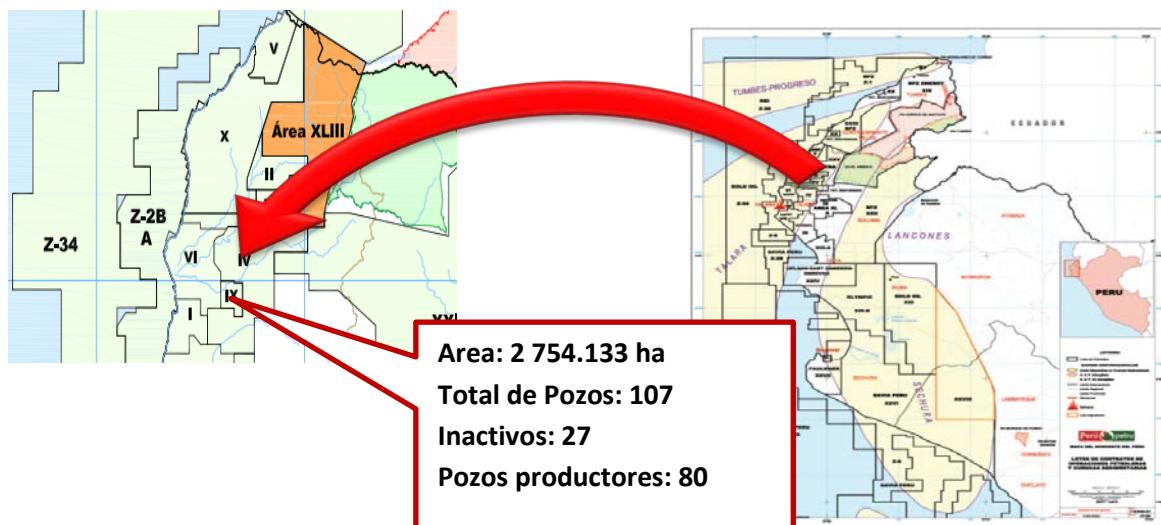
### **Antecedentes Históricos**

La explotación de hidrocarburos en el Perú ha sido desarrollada durante 153 años; siendo en 1863 perforado el primer pozo de américa del sur en Zorritos, Tumbes-Cuenca de talara.

Teniendo como área de estudio a la Costa Noroeste y Selva norte:

### **Costa Noroeste-Lote IX**

En la Zona Costa Noroeste nos encontramos con el Lote IX suscrito a UNIPETRO.ABC, está ubicada en la región Piura, distrito de Pariñas y comprende la provincia de Talara. Con una extensión de 2 754.133 hectáreas, siendo el lote uno de los yacimientos más antiguos en la producción de petróleo del país.

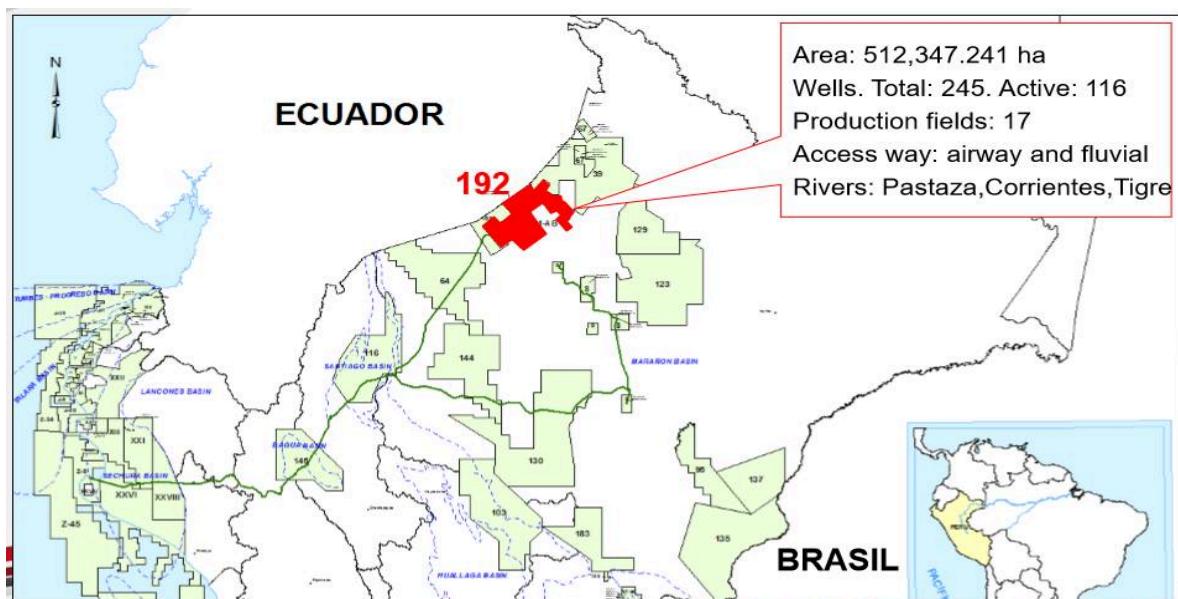


**Ilustración 1.- Ubicación geográfica del LOTE IX**

Fuente: PERUPETRO

### **Selva Norte-Lote 192**

En la Zona Selva Norte nos encontramos con el Lote 192 antes nombrado 1-AB suscrito a Pacific Stratus Energy Peru S.A, está ubicado en la región Loreto y comprende las provincias Datem del Marañón y Loreto, así como los distritos Tigre, Andoas y Trompeteros. Con una extensión de 512 347.241 hectáreas, el lote maneja el 17% del petróleo del Perú y es uno de los mayores productores de crudo del país.



**Ilustración 2.- Ubicación geográfica LOTE 192**

Fuente: PERUPETRO

## OBJETIVO PRINCIPAL

- Determinar el pronóstico de producción hasta el límite económico de la región Perú.
- Encontrar un mejor ajuste de curvas de declinación para la estimación de reservas.
- Analizar el comportamiento de los campos durante los próximos 30 años.
- Determinar la productividad de los campos analizados.
- Predecir el ingreso obtenido por la explotación de hidrocarburos en el lote 192, basándonos en los resultados.

## MARCO TEÓRICO

### PROPIEDADES PETROFÍSICAS

#### CARACTERÍSTICAS DEL NOROESTE PERUANO

La Cuenca Talara está ubicada en la parte Noroeste del Perú a 1,250 Km de la ciudad de Lima. Su extensión es de 15,000 km<sup>2</sup> de los cuales un tercio se encuentra costa adentro (onshore). Está definida como una Cuenca de Antearco, limitada por el norte con el levantamiento estructural de Zorritos, por el este con el levantamiento de la cadena montañosa de Los Amotapes, por el oeste con la zona de subducción del Pacífico y la Placa Sudamericana. Por su posición geográfica es una cuenca que se caracteriza por tener una complejidad estratigráfica-estructural que hace que los reservorios sean fuertemente compartimentalizados. Tiene un relleno de 24,000 pies de rocas sedimentarias que van desde el Paleozoico hasta el Plioceno, caracterizándose por ser una cuenca multireservorio, encontrándose los principales reservorios en el periodo Eoceno: Basal Salina, San Cristobal, Mogollon, Ostrea, Echino, Arenas Talara. Estos reservorios pueden encontrarse duplicados y triplicados por efecto de las numerosas fallas inversas existentes, principalmente en la zona de la costa. La Cuenca Talara es una cuenca que cubre aproximadamente 67 millones de acres a lo largo de la costa oeste de Sur América, donde el ancho de la zona costera peruana es de cerca de 130 km. Grossling (1976) menciona que las áreas potencialmente prospectivas para petróleo y gas son de 1, 000,000 km<sup>2</sup> en la zona onshore y cerca de 24,000 km<sup>2</sup> en la zona offshore, lo cual incluye el sistema petrolífero Cretaceo-Terciario y la cuenca Cretaceo-Paleogeno.

**Tabla 1.- Propiedades petrofísicas de la Región Noroeste**

<u>FIELD DATA</u>	<u>FLUID PROPERTIES</u>
Datum (ftss)	-9088.47
Depth (ft)	10182.41935
Temperature (°F)	257.6451613
	<u>OIL</u>
	Gravity (°API)
	20.2

Initial Pressure (psi)	4366.387097	Initial Formation Volume Factor (Bbls/STB)	1.1
Current Pressure (psi)	3943.548387	Initial Viscosity (cp)	26.9
Average net oil sand (ft)	21.71290323	Initial Solution Gas-Oil Ratio (SCF/STB)	52.1
Drive Mechanism	Gas Solution	Bubble Point Pressure (psi)	479.7
<b><u>PETROPHYSICAL DATA</u></b>			
Avg. Permeability (md)	1700-1900	Salinity (ppm Cl-)	74658.1
Avg. Porosity (%)	16.1	Compressibility x 10-6 (psi-1)	3.1
Avg. Water Saturation (%)	36.93870968	<b><u>GAS</u></b>	
Rock compressibility x 10-6 (psi-1)	3.971935484	Specific Gravity (Air=1)	0.9

## CARACTERÍSTICAS DE LA SELVA NORTE PERUANA

La cuenca de Marañón, la mayor cuenca sedimentaria peruana, forma parte de un sistema mucho mayor de cuencas sub-andinas que se extienden hasta la prolífica Cuenca Oriente, en Ecuador, y la Cuenca de Putumayo, en Colombia. Esta gran Cuenca sub-andina es una provincia de petróleo, comprobada con campos de petróleo en los tres países. En Perú, la Cuenca de Marañón está produciendo petróleo en el Norte y en áreas Centrales de la cuenca a partir de campos en los Bloques 1-AB, Bloque 67 y Bloque 8, con recursos estimados entre 750 MMbo, 250 MMbo y 320 Mmbo, respectivamente.

La Cuenca de Marañón contiene cerca de 4000 m de depósitos continentales derivados predominantemente al oeste de los Andes. La producción en el área viene de reservorios arenosos de Cretáceos Superiores e Inferiores de las formaciones Vivian, Chonta, Agua Caliente y Cushabatay.

El Lote 192 se ubica en las provincias de Loreto y Datem del Marañón, cerca de la frontera con Ecuador. Este lote abarca las cuencas de los ríos Pastaza, Corrientes y Tigre. Ambos lotes producen el 100% de la cuenca del Marañón.

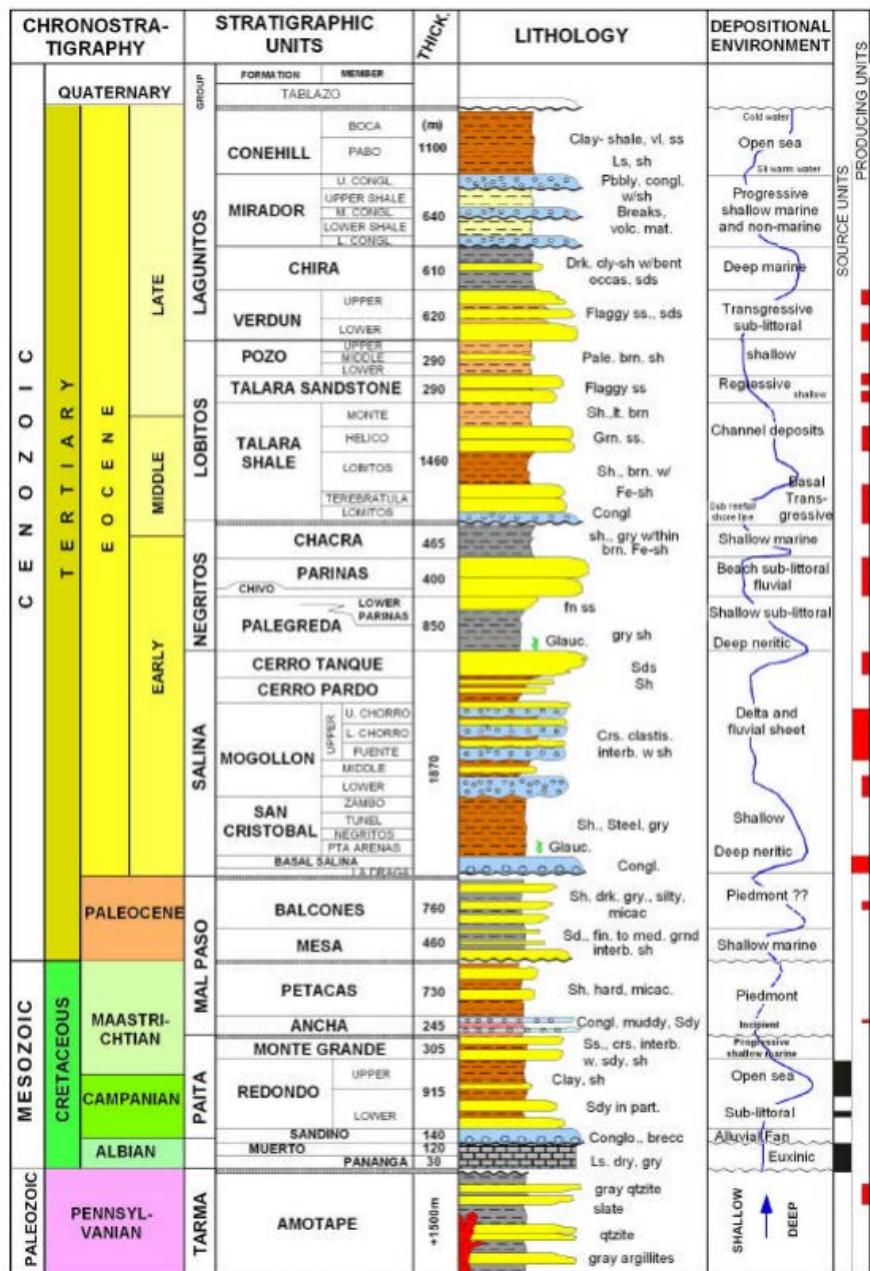
**Tabla 2.- Propiedades Petrofísica de la Región Selva Norte**

<b><u>FIELD DATA</u></b>		<b><u>FLUID PROPERTIES</u></b>	
Datum (ftss)	-8,925		
Depth (ft)	9715		
Temperature (°F)	250	<b><u>OIL</u></b>	
Initial Pressure (psi)	4115	Gravity (°API)	10.6
Current Pressure (psi)	3700	Initial Formation Volume Factor (Bbls/STB)	1.1
Average net oil sand (ft)	36.6	Initial Viscosity (cp)	67.0
Drive Mechanism	Water Drive	Initial Solution Gas-Oil Ratio (SCF/STB)	53.0
		Bubble Point Pressure (psi)	490.
<b><u>PETROPHYSICAL DATA</u></b>		<b><u>WATER</u></b>	
Avg. Permeability (md)	2000-5000	Salinity (ppm Cl-)	61,2
Avg. Porosity (%)	18.2	Compressibility x 10-6 (psi-1)	00
Avg. Water Saturation (%)	36.2		2.7
Rock compressibility x 10-6 (psi-1)	3.6	<b><u>GAS</u></b>	
		Specific Gravity (Air=1)	1.01

## **COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS**

### **NOROESTE**

La Mega cuenca Talara está constituida por tres cuencas: La Paleocuenca Paleozoica acrecionada a continente en el Jurásico con 2000 m de espesor de rocas, La cuenca Cretácea conformada por rocas carbonáticas de plataforma y lutitas depositadas en ambientes marinos restringidos con 2500 m de espesor de rocas y se encuentran las rocas madres (generadoras) y la cuenca Terciaria con 4500 m de espesor de rocas depositadas en ambientes fluvio – deltaicos, mareal, marino somero y marino profundo (turbiditas). En la Ilustración 3 se muestra la columna estratigráfica



## SELVA NORTE

El reservorio Vivian como primer objetivo, está formado por areniscas de cuarzos de grano medio a grueso, depositadas en un ambiente fluvial de canales entrelazados. Se espera encontrar de 10 a 12 m. de arena neta petrolífera. En el caso de los pozos horizontales, estos tendrán como único objetivo las arenas Vivian.

El reservorio Chonta, como segundo objetivo está formado por areniscas glauconíticas, de cuarzos de grano grueso a fino, depositadas en un ambiente marino.

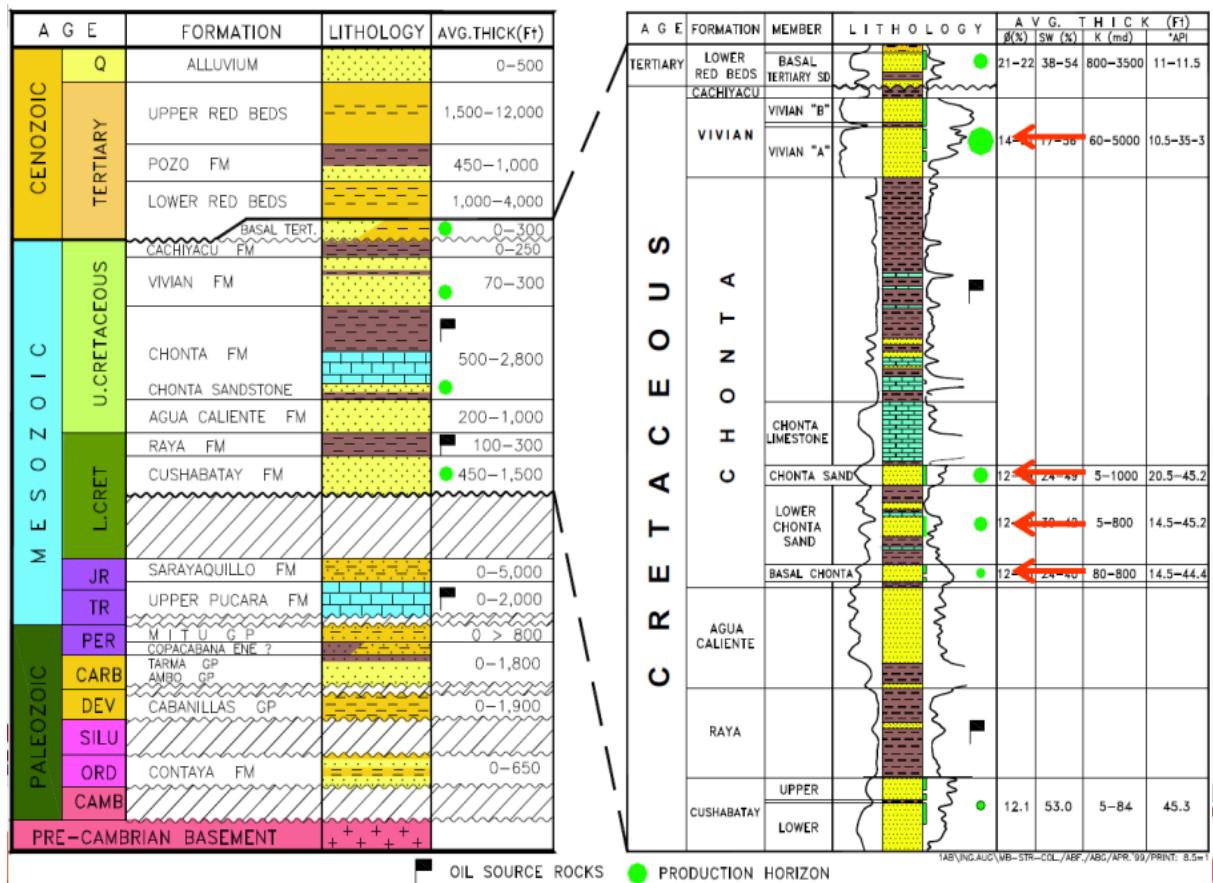


Ilustración 4.- Columna Estratigráfica Selva Norte

## METODOLOGÍA

El análisis de las curvas de declinación depende predominantemente del mecanismo de producción en el yacimiento.

Es así, que para yacimientos sub-saturados (cuando la Presión inicial del reservorio ( $P_i$ ) es mayor que la presión en el punto burbuja( $P_b$ )) cuyo mecanismo predominante es la expansión de fluidos (Water Drive) como es el caso de Selva NORTE y donde la permeabilidad y viscosidad del fluido son constantes, se dice que responde a una Declinación Exponencial. En cambio, para yacimientos saturados con empuje de gas en solución como el caso de Costa Noroeste donde los factores anteriores sean variables no puede

acomodarse ningún modelo de declinación si no se realiza un ajuste de los datos de producción histórica.

Para el caso de Costa Noroeste, presenta un mecanismo de producción con gas drive en sus campos maduros, presentando variable la tasa de declinación, por lo tanto se tendrá a considerar una declinación hiperbólica en OFM software y Excel office para su estimación de sus reservas.

Para el caso de Selva Norte, presenta un mecanismo de producción con wáter drive en sus yacimientos, presentando una constante en su tasa de declinación, por lo tanto se consideró una declinación exponencial en el Excel office y una declinación hiperbólica en el OFM software para la estimación de sus reservas.

## ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Reconocimiento y Estudio del Tipo de curvas de Declinación

Se van aplicar si se dispone de data suficiente y confiable de producción, mediante la gráfica en donde al tiempo y la producción acumulada son consideradas como variables independientes (abscisas X) y a las características de producción como variables dependientes (ordenadas Y), posteriormente se realiza una extrapolación gráfica para estimar la vida productiva remanente del yacimiento.

### Curvas de declinación de producción

Las curvas de declinación de producción proveen los estimados de reservas más confiables dado que se aplican solo cuando se dispone de suficiente y confiable información de producción, por lo general la producción acumulada y el tiempo son considerados como las variables independientes.

Entre los factores que afectan el análisis de las curvas de declinación de producción se pueden diferenciar dos grupos: aquellos que contribuyen a aumentar los valores de declinación y otros que contribuyen a atenuarla:

Tabla 3.- Valores que afectan el análisis de declinación

AUMENTA	ATENUAN
Daño a la formación	Cambio de Productividad de los Pozos
Arenamiento	Reparación y Reacondicionamiento de pozos.
Interrupción de los Programas de Producción	Estimulación de Pozos
Medición de Producción y Períodos Desiguales de Tiempo	Perforación y Terminación de Nuevos Pozos
Prorrateo	Actividades de Mantenimiento de Potencial
	Mecanismo de Producción

## Tipos de declinación de producción

- ▲ Declinación Energética: Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos.
- ▲ Declinación mecánica: Está asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas como arenamiento, producción excesiva de asfáltenos, deterioro de la tubería de producción, problemas con las válvulas de levantamiento artificial, averías en las bombas de subsuelo o alguna otra falla de índole mecánico que contribuya a la disminución de producción.
- ▲ Declinación total: Es la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.

## Tipos de curvas de declinación

La declinación se define como el ritmo instantáneo de disminución de la productividad:

$$D = -\frac{\frac{\Delta q}{\Delta t}}{q} \quad (1)$$

donde D es la de la declinación, q es el flujo másico y t es el tiempo de flujo. Los tres modelos de declinación propuestos por Arps (1945) están relacionados a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -Dq^b \quad (2)$$

donde b es una constante empírica que varía entre 0 y 1, por lo que para b = 0, la ecuación (2) genera un modelo de **declinación exponencial**; para b = 1, la ecuación (2) proporciona un modelo de **declinación armónico**. Para valores de  $0 < b < 1$ , se tiene un modelo de **declinación hiperbólico**. La declinación exponencial ( $b = 0$ ) se identifica porque el flujo presenta una disminución fraccional constante. La rapidez de declinación (D) se puede determinar a partir de los datos de la historia de producción, usando la expresión:

$$D = \frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right) \quad (3)$$

donde  $q_1$  y  $q_2$  son los flujos medidos a los tiempos sucesivos  $t_1$  y  $t_2$ . Otra forma de calcular D es a partir de la pendiente de la gráfica de  $\log(q)$  contra tiempo. Además, conociendo el flujo (q) y la producción acumulada (Np), también se

puede obtener el valor de D utilizando dos mediciones sucesivas: ( $Np_1, q_1$ ) y ( $Np_2, q_2$ ), a través de la siguiente expresión:

$$D = \frac{q_1 - q_2}{Np_2 - Np_1} \quad (4)$$

Para el caso de declinación armónica ( $b = 1$ ), a partir de la ecuación (2) se obtiene:

$$q = \frac{q_0}{1 + Dt} \quad (5)$$

Donde  $q_0$  es el flujo a un tiempo  $t = 0$ . Tomando dos valores sucesivos del flujo ( $q_0$  y  $q_1$ ) dentro de un periodo de tiempo unitario ( $t$ ) y despejando (D) de la ecuación (5), se obtiene el valor de declinación:

$$D = \frac{\frac{q_0}{t} - 1}{\frac{q_1}{t}} \quad (6)$$

Bajo un modelo de declinación armónica, la producción acumulada se determina por medio de:

$$Np = \frac{q_0}{D} \ln(1 + Dt) \quad (7)$$

En algunas ocasiones los pozos muestran cambios graduales en su declinación, lo cual sugiere una tendencia a ajustarse al modelo hiperbólico (Blasingame, McCray, & Lee, 1991). Se ha encontrado (Mattar & Anderson, 2003) que la declinación tipo hiperbólica ocurre bajo la existencia de diferentes energías, naturales o artificiales en el área cercana al pozo, como inyección, efectos de frontera, efectos de sobreposición. Para un modelo de tipo hiperbólico, el ritmo de declinación (D) se determina a partir de la siguiente expresión:

$$D = -\frac{\frac{q}{dq/dt}}{dt} \quad (8)$$

La ecuación para la determinación del flujo por medio de este tipo de modelo de declinación es:

$$q = \frac{q_0}{(1 + D_i bt)^{\frac{1}{b}}} \quad (9)$$

donde  $1 < b < 0$ ;  $D$  es el ritmo de declinación inicial;  $t$  es el periodo de tiempo. Uno de los criterios básicos para identificar la declinación tipo exponencial consiste en investigar si se obtiene una recta a partir de la gráfica de  $\log(q)$  contra tiempo, que conduce a la expresión:

$$\ln(q) = \ln(q_i) - Dt \quad (10)$$

El ritmo de declinación se puede determinar a partir de los datos de producción usando la pendiente de la línea resultante de la gráfica. De esta manera se toman dos valores  $(t_1, q_1)$  y  $(t_2, q_2)$  y se despeja el valor de  $(D)$ , tal como también se muestra en la ecuación (3). El modelo de declinación tipo armónico se identifica si se obtiene una recta al graficar  $\log(q)$  contra  $\log(t)$ . En este caso se usa la ecuación (6) para determinar la tendencia de declinación, tomando dos valores sucesivos de flujo durante un periodo de tiempo. Para los casos en que no se obtiene una recta usando alguno de estos dos tipos de gráfica, se considera que la declinación es del tipo hiperbólico. Este tipo de declinación ocurre en los tiempos tardíos de agotamiento del pozo, cuando se empiezan a manifestar los efectos de los mecanismos de empuje. A partir de la ecuación (9) se pueden hacer estimaciones del ritmo de producción utilizando el valor del tiempo al cual se requiere determinar el flujo.

## RESULTADOS

-Herramientas utilizadas:

- Microsoft Excel 2013

Se procedió a elaborar una data de la información de producción de los yacimientos en estudio (Jibaro y leones) de cada región respectivamente y su data básica por reservorio del mismo.

**Figura 1. Data Histórica de Campo Jibaro**

Date	XY WELL	Oil Rate (Cal. Day) bbl/d	Water Rate (Cal. Day) bbl/d	Liquid Rate (Cal. Day) bbl/d	Cumulative Oil Production bbl	Cumulative Water Production bbl	Gas Rate (Cal. Day) cf/d	Cumulative Gas Production cf
1/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
2/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
3/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
4/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
5/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
6/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
7/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
8/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
9/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	0	0	0	0
10/1/1982	JIBA-01X:V	461	109	570	14284	3389	9258	287000
11/1/1982	JIBA-01X:V	0	0	0	14284	3389	0	287000
12/1/1982	JIBA-01X:V	515	773	1288	30254	27344	10323	607000

(Fuente: Pluspetrol Norte)

Elaboración de los gráficos de producción (agua, petróleo y gas) en Excel, gracias a esta información se puede observar una tendencia del historial de producción y determinar a qué modelamiento pertenece en nuestro caso el exponencial.

**Figura 2. Comportamiento del Campo Jibaro**



(Fuente: Pluspetrol Norte y Propia)

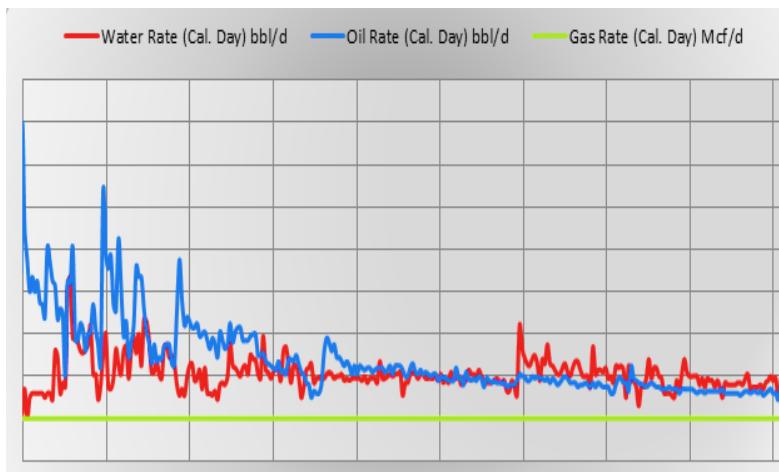
Producción de Oil,Water y Gas (bbl/m) respecto al tiempom (meses).

**Figura 3, Data histórica de Leones**

Date	Sc YACIMIENTO	Oil Rate (Cal. Day) bbl/d	Water Rate (Cal. Day) bbl/d	Gas Rate (Cal. Day) Mcf/d
01/07/1988	LEONES	3	0	0
01/08/1988	LEONES	26	3	0
01/09/1988	LEONES	138	2	0
01/10/1988	LEONES	90	14	0
01/11/1988	LEONES	75	0	0
01/12/1988	LEONES	60	10	0
01/01/1989	LEONES	67	12	0
01/02/1989	LEONES	60	12	0
01/03/1989	LEONES	65	12	0
01/04/1989	LEONES	55	12	0
01/05/1989	LEONES	54	12	0
01/06/1989	LEONES	48	10	0
01/07/1989	LEONES	81	12	0
01/08/1989	LEONES	74	12	0
01/09/1989	LEONES	65	9	0

(Fuente: Confidencial)

**Figura 4, Comportamiento histórico de Leones**

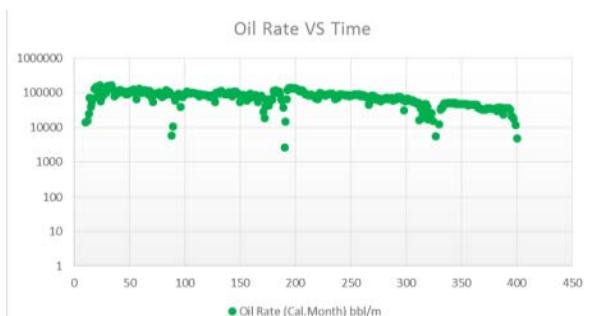


Seleccionar el período de declinación, tomando las siguientes consideraciones:

- Que se los pozos activos se hubiese mantenido relativamente constante durante el período a elegir.
- Que durante ese período se hubiese mantenido el mismo mecanismo de producción no habiendo sido estimulado, fracturado, etc; dado que no permitiría hallar la verdadera declinación alterando el comportamiento de producción.
- Seleccionando un período de producción más reciente donde se visualice que el yacimiento se encontrará en fase de declinación.

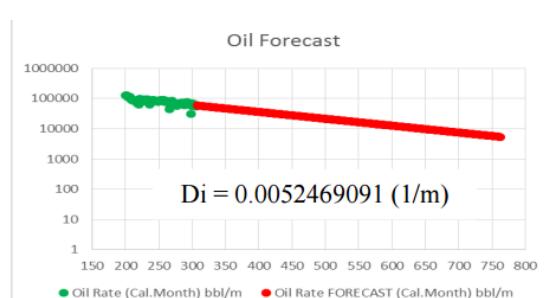
Finalmente se realiza la extrapolación del comportamiento del yacimiento y su Oil Forecast hasta el término del contrato o el límite económico.

**Figura 5. Producción mensual de petróleo vs tiempo (Semilog)**



(Fuente: Propia)

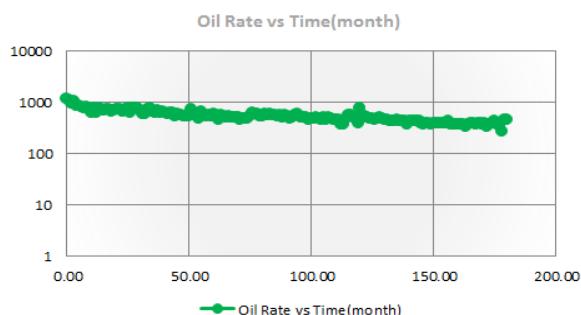
**Figura 6. Predicción de producción (Semilog)**



(Fuente: Propia)

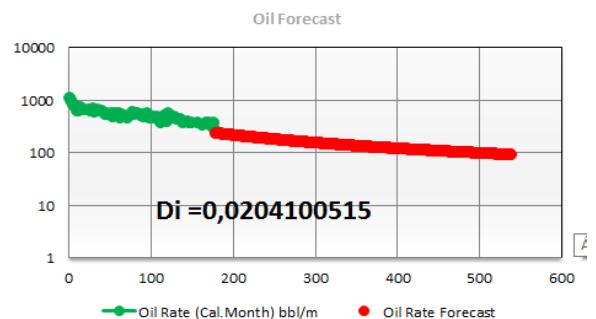
Se hizo el pronóstico en base a una **declinación exponencial**, de acuerdo a los datos obtenidos en ajuste de datos de producción histórica según la ecuación 3, hasta el término de (11/30/2030) con una producción de 5382.8355 bbl/m.

**Figura 7. Producción mensual de petróleo vs tiempo (Semilog)**



(Fuente :Propia)

**Figura 8. Predicción de producción (Semilog)**

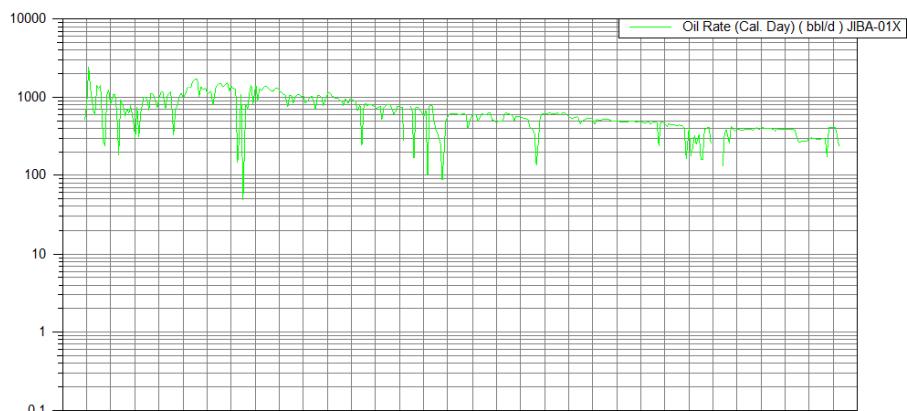


(Fuente :Propia)

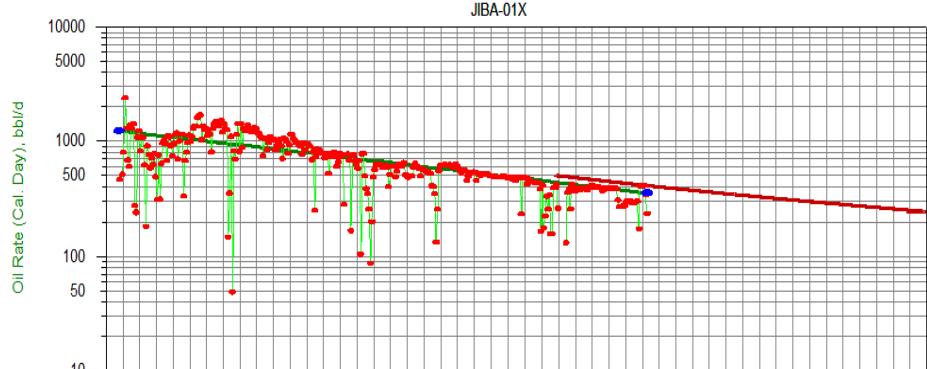
Se hizo el pronóstico en base a una **declinación harmónico**, de acuerdo a los datos obtenidos en el ajuste de datos de producción histórica según la ecuación 3, y el pronóstico de acuerdo a la ecuación 5 hasta el término de (11/30/2030) con una producción de 502.743 bbl/m.

▲ OFM software

**Figura 9. Producción histórica de petróleo de un Campo de Selva Norte**



**Figura 10, Forecast de producción de petróleo hasta el 2030**



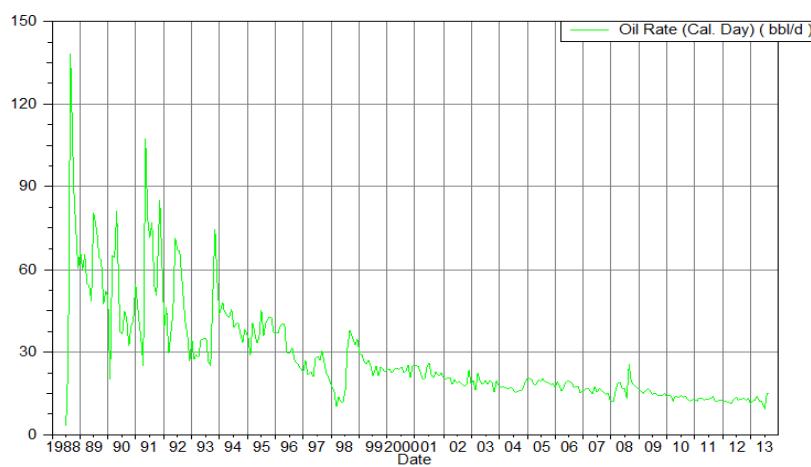
Regresión obtenida en el software: **Modelo de declinación Exponencial**

Historical Regression				
	Cumulative Production 7666.55 Mbbl thru 04/30/2014			
	b Value	Di (M.n.)	qi (bb/d)	ti
	0.00	0.00331	1214.032	09/30/1982

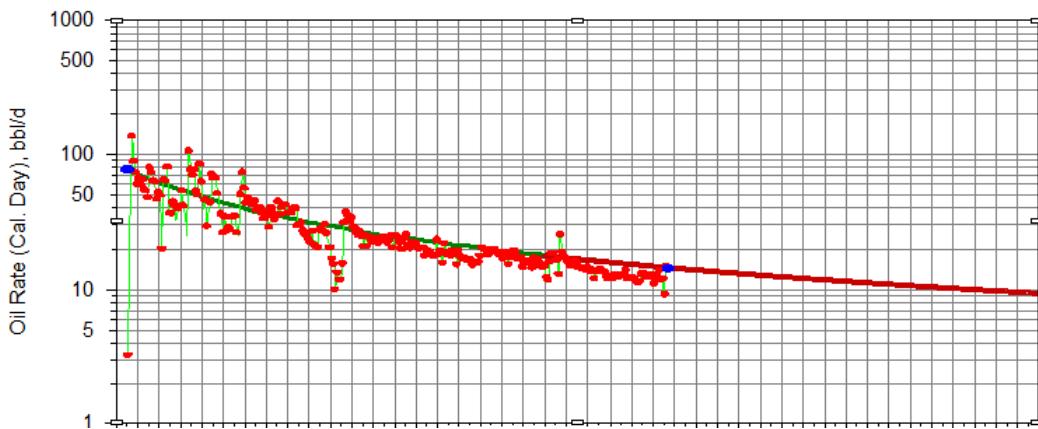
Resultados del pronóstico:

Working Forecast							
	EUR 9461.41 Mbbl						
#	b Value	Di (M.n.)	qi (bb/d)	ti	te	qe (bb/d)	Res. (Mbbl)
1	0.00	0.00331	500.000	12/31/2008	11/30/2030	209.279	2671.748

**Figura11, Producción histórica de petróleo de un campo del Noroeste**



**Figura 12, Forecast de producción de petróleo hasta el 2030**



Re

gresión obtenida en el software: Modelo de **declinación Harmónico**.

Historical Regression				
	Cumulative Production 257.173 Mbbl thru 09/30/2013			
	b Value	Di (M.n.)	qi (bbl/d)	ti
	1.00	0.01442	77.774	06/30/1988

Resultados del pronóstico:

Working Forecast							
#	EUR 329.47 Mbbl						
#	b Value	Di (M.n.)	qi (bbl/d)	ti	te	qe (bbl/d)	Res. (Mbbl)
1	1.00	0.00330	17.785	12/29/2007	11/30/2030	9.327	105.979

## CONCLUSIONES:

- ▲ Las características geológicas del Perú en las dos regiones presentadas (NorOeste y Selva Norte) son diferentes tanto a nivel estructural como la época de formación, motivo por el cuál la caracterización petrofísica de cada uno de sus campos presenta una complejidad y calidad de petróleo en su época de producción.
- ▲ Así también en base al estudio histórico se puede predecir los mecanismos de producción que se emplean en los campos, así como podemos presencias del tipo gas en solución en los campos del noroeste y por empuje de agua en selva norte.
- ▲ Parte del historial de producción de gas en el campo del noroeste como podemos observar en la figura 4 no hay registro de producción de Gas pues en la época en que corresponde la data, el gas no era considerado en la medición y era venteado en su mayoría.
- ▲ Al realizar el modelo de ajuste mediante el procedimiento de cálculo normalizado de la tendencia de producción, se realizan diferentes omisiones con respecto a las propiedades del reservorio, los mecanismos de producción, por lo tanto el ajuste no es muy próximo a la realidad pero permite aproximar la producción acumulada en un tiempo estimado.

- ▲ El uso del software OFM permite realizar el ajuste y pronóstico de la curva de declinación de forma más exacta y con precisión por el ajuste matemático que representa, además resume todo el proceso de cálculo normalizado de data por data.
- ▲ Comparando el procedimiento entre la hoja de cálculo Excel y el programa OFM el ajuste por regresión nos permite obtener el mismo resultado de análisis de declinación, donde obtuvimos en el campo selva norte un análisis de declinación exponencial mientras que en el campo del noroeste un análisis de declinación harmónico en ambos casos, no necesariamente con los mismos parámetros de ajuste a lo que se debe la diferencia de resultados.

#### **BIBLIOGRAFÍA:**

1. Perúpetro, “Descripción y Mapa Lote 192”, Anexo, No. 2 -2015.
2. Perúpetro, “Cuenca Marañón Lote 192 - Zona Petrolera”, Revista, No. 12 - 2015.
3. Reinaldo José Pinto, “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”, Tesis de Grado. UDO, Barcelona - 2011.
4. Khulud M. Rahuma, H. Mohamed, N. Hissein, and S. Giuma, “Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis”, International Journal of Chemical Engineering and Applications, Vol. 4, No. 2, April 2013.