

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Desarrollo de la arena Basal Tena en el well pad Norte del  
campo Palo Azul

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo a la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

**Daniel Isaac Cedeño Pincay**

**Cristhel Meyling Peralta Bustamante**

GUAYAQUIL - ECUADOR

2018

## DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a Dios y a mi madre, Jenny Sara, que siempre confió en mí, gracias por todo, mamá. Te amo con todas las fuerzas de mi corazón, este logro es tuyo.

A mi padre, Ausencio Roberto, de quién soy la niña de sus ojos, y él mi más grande amor.

A mis hermanos y mi sobrino, Jenny Lisseth, Roberto Jimmy e Iñaki Ismael, que son mi motivación para siempre dar lo mejor de mí y darles mi mejor versión como ejemplo. Los quiero mucho.

A mis tías, tíos, primas, primos, abuelitos, a Manuelita y Anita, que de una u otra forma ayudaron a cumplir mi meta más grande.

A mis amigas y amigos que me brindó la universidad, quienes hicieron más amena la travesía hasta culminar la carrera. Los extrañaré mucho.

**Cristhel Meyling**

## DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a Dios, a mi amada madre, Leyla Clemencia. Gracias por demostrarme tu gran amor al siempre creer en mí y apoyarme de manera incondicional, y a mi padre, Luis Eliceo. Gracias papá por el enorme esfuerzo que haces para que todos seamos felices. Espero algún día ser la mitad del hombre que eres.

A mis hermanos, Andrés y Emily, que a pesar de la distancia fueron de apoyo incondicional hasta el final

A mi novia, Amadita Mancero. Gracias mi amor por estar conmigo por animarme y apoyarme desde el primer día hasta el último de mi carrera. Te amo mucho

A mis primos, primas, tíos y tías y a mis abuelitos, quienes contribuyeron de diversas formas para que pueda conseguir este gran logro

A mis amigos, tanto los conocidos como los que hice en la universidad. Gracias por hacer de mi experiencia universitaria una de las mejores de mi vida

**Daniel Isaac**

## **AGRADECIMIENTOS**

Nuestros más sinceros agradecimientos al Ing. Jorge Andrade, quien desde que nos conoció nos brindó su ayuda incondicional e impartió sus conocimientos hacia nosotros de la manera más desinteresada, generando un impacto positivo sobre nosotros como personas y como futuros profesionales. Esperamos algún día llegar a ser como usted en el ámbito profesional. Muchas gracias por todo, compañerito Jorge.

A los profesores de la carrera, especialmente al Ing. Fernando Sagnay, gracias por forjarnos como buenos profesionales de la patria.

A la empresa Petroamazonas EP, por brindarnos la apertura para el desarrollo del proyecto en sus instalaciones.

A nuestro amigo, Stephano Rodas, que nos ayudó en el campo para que desarrollemos este proyecto, y quién lastimosamente partió hacia los brazos de nuestro señor Jesucristo dejando una gran tristeza en nuestros corazones.

**Cristhel y Daniel**

}

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me(nos) corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *(nombre de los participantes)* y doy(damos) mi(nuestro) consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Daniel Isaac Cedeño Pincay

---

Cristhel Meyling Peralta Bustamante

# EVALUADORES

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

PROFESOR DE LA MATERIA

Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

En el presente proyecto se realiza un estudio para verificar si existe la posibilidad de cañonear más pozos de la arena Basal Tena en la zona Norte del campo Palo Azul ya que de los once pozos perforados en dicha zona solo tres se encuentran produciendo de la arena en cuestión, todo esto con la finalidad de drenar de manera más eficiente las reservas recuperables y a su vez aumentar la producción del campo; se recolectó datos petrofísicos, PVT e historiales de producción para calcular las reservas totales y recuperables del campo mediante el método volumétrico y el software MBAL, se seleccionó el pozo óptimo en base a la interpretación de registro y lectura de mapas estructurales escogiendo el de espesor de reservorio mayor y que su ubicación no sea tan cercana a la de los pozos productores ya existentes para que sus áreas de drenaje no se intersequen y no disminuya la eficiencia de recobro de los mismos; se escogió como pozo óptimo al PLAN-051 ya que cumple con el criterio de selección, se simuló la producción del mismo obteniendo una producción de 158 BPPD, además se estimó el tiempo en el cual se recuperaran las reservas obteniendo como fecha aproximada abril de 2019; se concluye que con el cañoneo del pozo PLAN-051 se recuperarán las reservas de forma más rápida, en un periodo de 6 meses pero en caso de que no se implemente el desarrollo del pozo las reservas se terminarán de recuperar en 8 meses.

**Palabras Clave:** Reservas, cañoneo, petrofísica, recobro, producción.

## ABSTRACT

The following project has carried out a research that analyzes if it is possible to perforate other wells in the Basal Tena oilsand in the northern zone of the Palo Azul oilfield, because in this area only three wells are currently producing this oilsand. The purpose is to drain the recoverable reserves in a more efficient way and at the same time increase the field production. PVT data and production history was collected to calculate the total reserves and recoverable reserves, and these were calculated using the volumetric method and the MBAL Software. Based on a study of log interpretation and structural maps, the selection of a well had to be done. The main properties that the well had to had were a high reservoir thickness and that the location of the drainage area doesn't locate near other wells. The most suitable well was the PLAN 051 and it was chosen because it met all the requirements previously established. A simulation of production was made, and it provided a daily production of 158 BPPD. A date in which the reserves will be recovered was estimated, in April 2019. The main conclusion was that if the PLAN 051 well is perforated, the reserves will be recovered faster, but if this activity is not carried out, the reserves will still be recovered in an estimated date.

**Keywords:** reserves, perforating, petrophysics, recovery, production.

# INDICE GENERAL

RESUMEN .....	I
ABSTRACT .....	II
ABREVIATURAS.....	XI
SIMBOLOGIA.....	XII
INDICE DE FIGURAS .....	XIII
INDICE DE TABLAS .....	XIV
CAPÍTULO 1 .....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Objetivos .....	3
1.2.1. Objetivo general .....	3
1.2.2. Objetivos específicos.....	3
1.3. Marco teórico .....	4
1.3.1. Descripción del campo Palo Azul.....	4
1.3.1.1. Antecedentes.....	4
1.3.1.2. Ubicación geográfica .....	4
1.3.1.3. Geología .....	5
1.3.1.4. Estado Actual .....	6
1.3.1.5. Producción.....	6
1.3.2. Propiedades Petrofísicas .....	7

1.3.2.1.	Porosidad .....	7
1.3.2.2.	Permeabilidad.....	8
1.3.2.3.	Ley de Darcy .....	9
1.3.2.4.	Saturación .....	9
1.3.3.	Propiedades de los fluidos.....	10
1.3.3.1.	Gravedad Específica del Petróleo .....	10
1.3.3.2.	Gravedad Específica del Gas disuelto.....	11
1.3.3.3.	Factor Volumétrico del Petróleo .....	11
1.3.3.4.	Factor Volumétrico del Gas .....	12
1.3.3.5.	Factor Volumétrico Total.....	12
1.3.3.6.	Relación Gas Disuelto – Petróleo.....	12
1.3.3.7.	Viscosidad del Petróleo .....	13
1.3.3.8.	Compresibilidad del petróleo .....	13
1.3.3.9.	Presión de Burbuja .....	13
1.3.3.10.	Densidad del Petróleo .....	14
1.3.4.	Análisis PVT .....	14
1.3.5.	Reservas.....	14
1.3.5.1.	Reservas Probadas .....	15
1.3.5.1.1.	Reservas Desarrolladas .....	15
1.3.5.1.2.	Reservas No Desarrolladas .....	15
1.3.5.2.	Reservas No Probadas.....	15

1.3.5.2.1.	Probables .....	15
1.3.5.2.2.	Posibles.....	16
1.3.6.	Clasificación de Yacimientos .....	16
1.3.6.1.	Según su geología.....	16
1.3.6.1.1.	Estratigráficos.....	16
1.3.6.1.2.	Estructurales .....	17
1.3.6.1.3.	Combinados .....	17
1.3.6.2.	Según su presión de yacimiento.....	18
1.3.6.2.1.	Subsaturados .....	18
1.3.6.2.2.	Saturados.....	18
1.3.6.3.	Según su mecanismo de empuje .....	18
1.3.6.3.1.	Mecanismos de Empuje Natural.....	19
1.3.6.3.1.1.	Compresibilidad Roca Fluido. ....	19
1.3.6.3.1.2.	Liberación de Gas en Solución .....	19
1.3.6.3.1.3.	Segregación Gravitacional .....	19
1.3.6.3.1.4.	Empuje por Capa de Gas.....	19
1.3.6.3.1.5.	Empuje Hidráulico .....	20
1.3.6.3.2.	Mecanismo de empuje inducido .....	20
1.3.6.3.2.1.	Inyección de fluidos.....	20
1.3.6.4.	Según su composición.....	20
1.3.6.4.1.	Petróleo negro.....	21

1.3.6.4.2.	Petróleo volátil.....	21
1.3.6.4.3.	Gas condensado (retrógrado) .....	22
1.3.6.4.4.	Gas húmedo.....	23
1.3.6.4.5.	Gas seco .....	24
1.3.7.	Caudal .....	24
1.3.8.	Presión de yacimiento.....	24
1.3.9.	Presión de Fondo Fluyente.....	25
1.3.10.	Índice de Productividad .....	25
1.3.11.	Curva IPR (Inflow Performance Relationship) .....	25
1.3.12.	Análisis Nodal.....	27
1.3.13.	Caudal máximo.....	30
1.3.14.	Historial de producción .....	30
1.3.15.	Historial de Presiones.....	30
1.3.16.	Forecast.....	30
1.3.17.	Producción Acumulada.....	31
1.3.18.	Petróleo Original en Sitio .....	31
1.3.19.	Métodos para determinar reservas.....	31
1.3.19.1.	Método Volumétrico .....	31
1.3.19.2.	Balance de Materiales.....	32
1.3.19.2.1.	Linealización de la Ecuación de Balance de Materiales.....	34
1.3.19.3.	Curvas de declinación .....	37

1.3.19.3.1.	Declinación exponencial .....	37
1.3.19.3.2.	Declinación Hiperbólica.....	37
1.3.19.3.3.	Declinación Armónica .....	37
1.3.19.4.	Simulación Numérica .....	38
1.3.20.	Factor de Recobro.....	38
1.3.21.	Registros de pozos.....	39
1.3.21.1.	Registro de Potencial Espontáneo (SP) .....	39
1.3.21.2.	Registro de resistividad .....	39
1.3.21.3.	Registro de Rayos Gamma (GR) .....	40
1.3.21.4.	Registros de Porosidad .....	40
1.3.21.5.	Registro de Densidad.....	41
1.3.21.6.	Registro de neutrón.....	41
1.3.21.7.	Registro sísmico.....	41
1.3.22.	Zona de pago .....	42
1.3.23.	Cañoneo .....	42
CAPÍTULO 2	.....	43
2.	METODOLOGIA.....	44
2.1.	Descripción general .....	44
2.2.	Descripción del Well Pad Norte.....	45
2.3.	Datos petrofísicos del well pad Norte .....	45
2.4.	Datos PVT de la arena Basal Tena.....	46

2.5. Historiales de producción de los pozos del well pad Norte de la arena Basal Tena 46	
2.5.1. PLAN 054 .....	47
2.5.2. PLAN 055 .....	48
2.5.3. PLAN 057 .....	49
2.6. Cálculo de las Reservas Totales de la Arena Basal Tena usando el Método Volumétrico.....	50
2.7. Determinación de las reservas recuperables utilizando el Software MBAL	51
2.7.1. MBAL.....	51
2.7.1.1. Gráfica de Mecanismo de Empuje de la Arena Basal Tena .....	52
2.7.1.2. Linealización de la Ecuación de Balance de Materiales utilizando el programa MBAL.....	53
2.7.1.2.1. Método gráfico.....	53
2.7.1.2.2. Método Analítico.....	55
2.7.1.3. Predicción de las reservas recuperables de la arena Basal Tena .....	56
2.7.2. Determinación del Factor de Recobro de la Arena Basal Tena en el Well Pad Norte del campo Palo Azul.....	57
2.8. Producción acumulada de los pozos que han producido de la arena Basal Tena 58	
2.9. Estimación del volumen de petróleo faltante de recuperar .....	58
2.10. Estimación del volumen de petróleo recuperable de los pozos que producen de la Arena Basal Tena .....	58

2.10.1.	Forecast PLAN 053 .....	58
2.10.2.	Forecast PLAN 055 .....	59
2.10.3.	Forecast PLAN 057 .....	60
2.11.	Identificación de las zonas de pago en la arena Basal Tena para los pozos del well pad Norte .....	61
2.11.1.	Pozo PLAN 029 .....	62
2.11.2.	Pozo PLAN 049 .....	63
2.11.3.	Pozo PLAN 050 .....	64
2.11.4.	Pozo PLAN 051 .....	65
2.11.5.	Pozo PLAN 052 .....	66
2.11.6.	Pozo PLAN 056 .....	67
2.11.7.	Pozo PLAN 059 .....	68
2.12.	Resumen de profundidades y espesores de los pozos del well pad Norte en la arena Basal Tena.....	69
CAPÍTULO 3 .....		70
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	71
3.1.	Criterio de selección del pozo optimo .....	71
3.2.	Selección del pozo óptimo .....	72
3.3.	Cálculo del índice de productividad del pozo PLAN 051 .....	72
3.4.	Simulación de la producción del pozo PLAN 051.....	74
3.5.	Determinación del intervalo de cañoneo del pozo PLAN 051 .....	74
3.6.	Tiempo en el que se recuperarán las reservas de la arena Basal Tena .....	75

3.7. Tiempo en que el que se recuperan las reservas sin la implementación del pozo PLAN-051 .....	77
CAPÍTULO 4 .....	80
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
4.1. Conclusiones.....	81
4.2. Recomendaciones .....	82
4.3. Bibliografía .....	83

## ABREVIATURAS

**API:** American Petroleum Institute

**BBLs:** Barriles

**BFPD:** Barriles de fluido por día

**BPPD:** Barriles de petróleo por día

**BAPD:** Barriles de agua por día

**BSW:** Porcentaje de agua y sedimentos

**BT:** Basal Tena

**Ft:** pies

**GOR:** Relación Gas-Petróleo

**MD:** Profundidad medida

**MBBLs:** miles de barriles

**MMBBLs:** millones de barriles

**POES:** Petróleo original en sitio

**PVT:** Presión, volumen y temperature

**IPR:** Inflow performance relationship

**TVD:** Profundidad vertical real

**PR** Presión del Yacimiento

**Pb** Presión de Burbuja

**Pwf** Presión de fondo fluyente

**So** Saturación de Petróleo

**Sw** Saturación de Agua

# SIMBOLOGIA

**J:** Índice de Productividad

**Ø:** Porosidad

**Bo:** Factor Volumétrico

**T:** Temperatura

**$\Delta p$ :** Cambio de presión del yacimiento

**$\mu_o$ :** Viscosidad del petróleo

**Q:** Caudal

**A:** Área

**$\gamma_o$ :** Gravedad específica del petróleo

**$\rho_o$ :** Densidad del petróleo

**$\rho_w$ :** Densidad del agua

**K:** Permeabilidad

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica campo Palo Azul .....	4
Figura 1.2. Gráfico de factor volumétrico vs presión.....	11
Figura 1.3 Yacimiento estratigráfico.....	17
Figura 1.4 Yacimiento estructural.....	17
Figura 1.5 Yacimiento combinado.....	18
Figura 1.6 Diagrama de fases de petróleo negro .....	21
Figura 1.7 Diagrama de fases petróleo volátil.....	22
Figura 1.8 Diagrama de fase gas condensado.....	22
Figura 1.9 Diagrama de fases gas húmedo.....	23
Figura 1.10 Diagrama de fases gas seco.....	24
Figura 1.11 Curva de IPR (Inflow Performance Relationship).....	27
Figura 1.12 Ubicación de nodos en sistema de producción .....	28
Figura 1.13 Curva de inflow y outflow .....	29
Figura 1.14 Gráfico F vs Et.....	36
Figura 2.1 Historial de Producción pozo PLAN 054.....	47
Figura 2.2 Historial de producción pozo PLAN 054.....	48
Figura 2.3 Historial de Producción pozo PLAN 057.....	49
Figura 2.4 Mecanismos de Empuje Arena Basal Tena Campo Palo Azul utilizando el programa MBAL .....	53
Figura 2.5 Ajuste utilizando el Método F-We vs Et en el programa MBAL.....	54
Figura 2.6 Ajuste utilizando el Método Analítico en el programa MBAL.....	55
Figura 2.7 Presión vs Producción acumulada de la arena Basal Tena .....	56
Figura 2.8 Factor de recobro de la arena Basal Tena del campo Palo Azul.....	57
Figura 2.9 Forecast PLAN 053 .....	59
Figura 2.10 Forecast del pozo PLAN 055.....	60
Figura 2.11. Forecast PLAN 057 .....	61
Figura 2.12 Registro pozo PLAN 29 .....	62
Figura 2.13 Registros pozo PLAN 049.....	63
Figura 2.14 Registros pozo PLAN 050.....	64
Figura 2.15 Registros Pozo PLAN 051.....	65
Figura 2.16 Registros pozos PLAN 052.....	66
Figura 2.17 Registros pozo PLAN 056.....	67
Figura 2.18 Registros pozo PLAN 059.....	68
Figura 3.1 Sección del mapa estructural del well pad norte de la arena Basal Tena ....	71
Figura 3.2 Gráfico IPR pozo PLAN 051 .....	73
Figura 3.3 Simulación de producción pozo PLAN 051.....	74
Figura 3.4 Registros pozo PLAN 051 .....	75
Figura 3.5 Declinación de Pozos incluyendo pozo PLAN 051 .....	77
Figura 3.6 Declinación de pozos sin incluir pozo PLAN 051.....	79

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Estado de los pozos existentes en el Campo Palo Azul. ....	6
Tabla 1.2 Producción diaria de fluidos.....	6
Tabla 1.3 Producción y reinyección de agua diaria.....	6
Tabla 2.1 Descripción de pozos del well pad norte del campo Palo Azul. ....	45
Tabla 2.2 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena del well pad norte en el campo Palo Azul.....	46
Tabla 2.3 Datos PVT de la arena Basal Tena. ....	46
Tabla 2.4 Correlaciones utilizadas en el programa MBAL .....	52
Tabla 2.5 Topes y bases de arenas y reservorios de pozos.....	69
Tabla 3.1 Estimación de reservas a recuperar incluyendo pozo PLAN 051 .....	76
Tabla 3.2 Estimación de reservas a recuperar sin el pozo PLAN 051.....	78



# **CAPÍTULO 1**

# 1. INTRODUCCIÓN

Un yacimiento petrolero está conformado por una o varias formaciones rocosas sedimentarias generalmente porosas y permeables que contienen comúnmente gas, petróleo y agua, posee una estructura limitada por rocas impermeables que mantienen atrapados los fluidos.

Estos sitios donde se almacenan hidrocarburos se conocen como zonas productoras, la cantidad de hidrocarburos presentes en un yacimiento se conoce como reservas existentes, dichas reservas no se pueden recuperar del todo ya que no son móviles totalitariamente. La correcta determinación de la cantidad de reservas petroleras existentes en el subsuelo y de la cantidad de hidrocarburos recuperables son de vital importancia para decidir si desarrollar o no una zona productora.

El campo Palo Azul posee varias zonas productoras, entre las que tenemos las arenas: Basal Tena, Hollín, U y Napo. Una de las arenas menos explotada es la arena Basal Tena la cual se encuentra ubicada en el Well Pad Norte del campo y además posee una cantidad de reservas que pueden ayudar al campo a aumentar la producción del mismo.

Uno de los principales objetivos de la industria petrolera es tratar de producir petróleo cuidando la inversión económica, es por esto que cuando existe un número determinado de pozos se analizan los más apropiados para realizar cualquier intervención, como lo es el caso del Well Pad Norte que posee 11 pozos productores de los cuales solo 3 pozos producen de la arena Basal Tena, por ende los 8 pozos restantes serán sujeto a estudio para escoger el más óptimo y proponer su desarrollo en una zona nueva que contribuirán a la recuperación del petróleo.

Debido a esto el proyecto se enfoca en realizar un estudio técnico para el desarrollo de la arena Basal Tena en el Well Pad Norte del Campo Palo Azul, que consiste en calcular las reservas e identificar los intervalos productores de un pozo

para su posterior cañoneo con el objetivo de recuperar de manera más rápida el factor de recobro con el desarrollo de esta zona.

### **1.1. Descripción del problema**

El campo Palo Azul, es un campo relativamente antiguo, por lo que tiene una declinación en su producción. Según reportes de historiales de producción, el campo Palo Azul inicialmente tenía una producción de 30 MBPPD, siendo este un valor óptimo. En la actualidad la producción del campo es aproximadamente de 7 MBPPD, es decir, ha sufrido una drástica caída en su producción, disminuyendo 23 MBPPD.

### **1.2. Objetivos**

#### **1.2.1. Objetivo general**

Elaborar un estudio técnico previo al desarrollo de la arena Basal Tena en el well pad Norte del campo Palo Azul para drenar de forma más eficiente las reservas de dicha arena.

#### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Estimar las reservas totales y recuperables de la arena Basal Tena utilizando la data proporcionada por Petroamazonas E.P por medio del método volumétrico y el programa MBAL respectivamente.
- Buscar el pozo óptimo para el desarrollo de la arena Basal Tena para la identificación del intervalo donde se encuentra la zona de pago mediante la interpretación de registros
- Estimar el tiempo en el que las reservas recuperables serán drenadas con la implementación de un nuevo pozo productor de la arena Basal Tena

### 1.3. Marco teórico

#### 1.3.1. Descripción del campo Palo Azul

##### 1.3.1.1. Antecedentes

El Campo Palo Azul fue descubierto en el año 1999 mediante la perforación exploratoria del pozo Palo Azul-01, operación llevada a cabo por Cayman International Exploration Company S.A y Petromanabi S.A. Luego en el año 2000 se comenzó la construcción de un pozo el cual se convertiría en el primero pozo productor de este campo en el año 2001. (Petroamazonas EP, 2016)

##### 1.3.1.2. Ubicación geográfica

El bloque 18 está localizado en el cantón Francisco de Orellana, provincia Orellana. Al noroeste está limitado por el campo Sacha, al Este por el Río Coca y al noreste del Campo Pucuna; a 180 Km en la línea recta al Este de Quito. (Petroamazonas EP, 2016)

El Campo Palo Azul se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

**Latitud:** 00°05'11,28" y 00°13'19,54" **Sur**

9'990,437,00 9'975.436,94

**Longitud:** 76°59'2074" y 76°55'45.19" **Oeste**

278.611,08 285.277,72

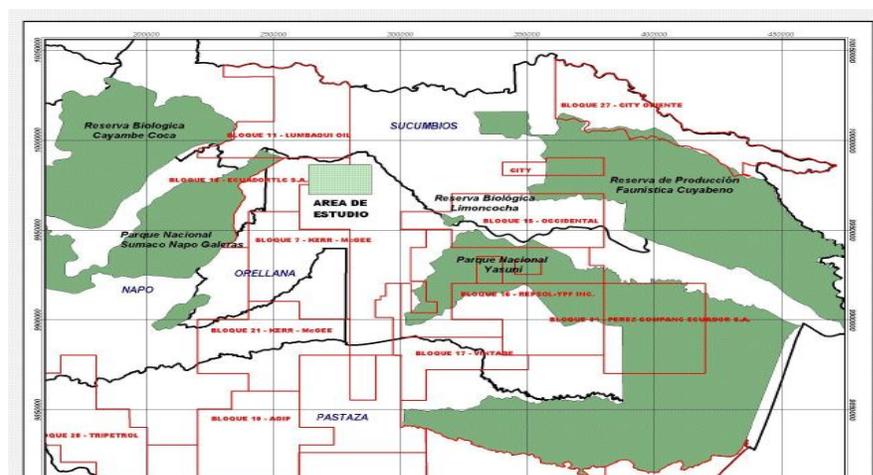


Figura 1.1 Ubicación geográfica campo Palo Azul

### **1.3.1.3. Geología**

El campo Palo Azul se encuentra localizado en la zona oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo. El arreglo estructural de Palo Azul se puede describir como un anticlinal alargado cuya dirección es de norte-sur. Se encuentra limitado en el sur y en el este por una falla inversa, cuyo origen se da en el basamento. La dirección del eje mayor es de norte-sur a noreste-suroeste, su longitud es de aproximadamente 10 km y tiene un ancho en dirección oeste-este y es de aproximadamente 5km. El cierre estructural se ha establecido en relación a la cota -9045 TVDSS en donde abarca una extensión aproximada de 33.26km<sup>2</sup> (Petroamazonas EP, 2016)

Existe una falla inversa de alto ángulo que limita al campo en el sur y en el este. Esta falla también tiene origen en el basamento. El mecanismo de drenaje natural de la región ocurre debido a la presencia de un acuífero activo de fondo (Petroamazonas EP, 2016)

La Formación Hollín es el reservorio más representativo del campo Palo Azul, se la dividió en zonas considerando las características litológicas y ambientales presentes. (Petroamazonas EP, 2016)

Las arenas U y T pertenecientes a la formación Napo, tienen una depositación tipo estuario dominado por mareas con cuerpos arenosos de barras de marea y de canal, las cuales se desarrollaron de mejor manera en la parte Este de la Cuenca y pierden continuidad lateral hacia el Oeste debido estar localizados en la parte más distal del estuario. (Petroamazonas EP, 2016)

La arena Basal Tena representa un depósito del orden estuario rodeado de mareas muy proximales y con alta energía. Esta arena se caracteriza por tener presencia de granos finos y medios, cuarzosa, cemento calcáreo y pequeñas intercalaciones lutíticas (Petroamazonas EP, 2016)

#### 1.3.1.4. Estado Actual

La tabla 1.1 a continuación muestra la cantidad y el estado de los pozos del Campo Palo Azul.

Estado de los Pozos	Número de Pozos
Produciendo	35
En Reacondicionamiento	2
Cerrados	12
Abandonados	3
Inyectores	5
En perforación	1
<b>Total de pozos perforados</b>	<b>58</b>

Tabla 1.1 Estado de los pozos existentes en el Campo Palo Azul.

#### 1.3.1.5. Producción

El Campo Palo Azul tiene una producción de petróleo de 6723.77 BPPD, con un BSW de 90.0% y 26 grados API. Como se observa en la tabla 1.2.

FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	BSW% CAMPO
67.377,13	6.723,77	60.653,36	90,0

Tabla 1.2 Producción diaria de fluidos.

La producción de reinyección del agua se refleja en la tabla 1.3.

PRODUCCIÓN BAPD	RE-INYECCIÓN BIPD	CAPACIDAD BIPD
60.653,36	63.665,87	70.000,00

Tabla 1.3 Producción y reinyección de agua diaria.

### 1.3.2. Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas son el conjunto de parámetros presentes en la roca que permiten la interacción con los fluidos.

La determinación de propiedades petrofísicas de la roca es esencial para la caracterizar un yacimiento y determinar la presencia o ausencia de hidrocarburos.

#### 1.3.2.1. Porosidad

La porosidad hace referencia a la capacidad que la roca posee para almacenar fluido, y se representa como la razón entre el volumen de los poros y el volumen total de la roca. (Nava, 2008)

Se suele expresar de esta forma con la siguiente ecuación

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} . \quad (1.1)$$

Donde:

$\emptyset$  es la porosidad de la roca

$V_p$  es el volumen poroso de la roca

$V_t$  es el volumen total de la roca.

Generalmente la porosidad de las diferentes formaciones va cambiando según el tipo de roca, dependiendo de la compactación que posee cada una de estas. (Nava, 2008)

El factor de mayor importancia que determina la configuración de la porosidad en una roca es el empaque geométrico, que es la forma como se agrupan los granos esféricos que conforma la roca. (Nava, 2008)

Existen varios tipos de porosidades que se estudian según la interconexión de sus poros. Estos tipos son:

**Porosidad Absoluta:** Se considera el volumen de la totalidad de los poros que existan dentro de la roca, se encuentren interconectados o no.

**Porosidad Efectiva:** Esta porosidad hace referencia al volumen poroso que están interconectados y van a permitir la circulación del fluido.

**Porosidad No Efectiva:** Esta porosidad es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva, y representa los espacios que no están interconectados.

También se puede clasificar la porosidad según su origen y tiempo de deposición de las capas y estas categorías son:

**Porosidad Primaria:** Es aquella que se desarrolla en el instante de la depositación del estrato

**Porosidad Secundaria:** También conocida como porosidad inducida, es aquella que se desarrolla después de la depositación del estrato.

#### **1.3.2.2. Permeabilidad**

La permeabilidad es la capacidad que posee la roca para permitir el flujo de fluidos. Mientras más permeable sea la roca, los fluidos se desplazarán con mayor facilidad.

Existen 3 tipos de permeabilidades: Absoluta, relativa y efectiva.

La permeabilidad absoluta se define como la capacidad que posee una roca para permitir el flujo de fluidos por medio de sus poros interconectados, siempre que el medio poroso se encuentre saturado de fluido en su totalidad (Lagos, 2011)

La permeabilidad efectiva es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos en un medio poroso cuando este se encuentra en más de una fase. (Lagos, 2011)

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. (Lagos, 2011)

Cabe recalcar que no existe relación intrínseca entre la porosidad y la permeabilidad. Por ejemplo, existen rocas con una alta porosidad, sin embargo, pueden tener una baja permeabilidad debido a que sus poros no se encuentren interconectados y dificultan el flujo de fluidos; también puede darse el caso que una roca tenga baja porosidad y que posea una alta permeabilidad.

### 1.3.2.3. Ley de Darcy

Darcy determinó que existe una relación de proporcionalidad directa entre el caudal que atraviesa un medio poroso y el gradiente hidráulico junto al área de flujo. (Lagos, 2011)

Esta ley se expresa matemáticamente mediante esta expresión:

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \quad (1.2)$$

Donde:

Q es el caudal en cm<sup>3</sup>

A es el área del medio poroso en cm<sup>2</sup>

$\Delta P$  es la diferencia de presión en atm

$\mu$  es la viscosidad del fluido en cp (centipoise)

L es la longitud en cm

K es la porosidad de la roca en Darcies

### 1.3.2.4. Saturación

Se define la saturación como la fracción porosa ocupada por un determinado fluido en una roca. En el sistema petrolero posee tres fluidos:

gas, petróleo y agua; debido a esto generalmente las rocas están saturadas con los mismos.

La saturación de gas, petróleo y agua corresponden a la fracción de los mismos que está contenida en el espacio poroso. Cabe recalcar que la suma de los tres debe ser igual a uno. (Rojas, 2011)

### 1.3.3. Propiedades de los fluidos

#### 1.3.3.1. Gravedad Específica del Petróleo

Se define como gravedad específica del petróleo la razón existente de la densidad de petróleo y la densidad del agua, medidas a temperatura ambiente y presión atmosférica (Ruano, 2013). Se representa con la ecuación

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.3)$$

Donde:

$\gamma_o$ , representa la gravedad específica del petróleo

$\rho_o$ , la densidad del petróleo

$\rho_w$ , la densidad del agua

En el campo petrolero se suele denominar a el petróleo como liviano o pesado utilizando la Gravedad API (American Petroleum Institute) (Ruano, 2013). Se calcula con la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.4)$$

Donde;

$^{\circ}API$ , es la Gravedad API.

$\gamma_o$ , es la gravedad específica del petróleo a condiciones estándar.

### 1.3.3.2. Gravedad Específica del Gas disuelto

La gravedad específica del gas disuelto es el promedio de las gravedades específicas de las porciones de gas que fueron obtenidas en los separadores. Ese promedio se basa en la relación gas petróleo (GOR) dentro del separador.

### 1.3.3.3. Factor Volumétrico del Petróleo

El factor volumétrico del petróleo  $B_o$ , se define como el volumen de petróleo (incluido el gas disuelto) en el fondo que se requiere para producir un barril de petróleo en superficie.

A manera de ejemplo, si  $B_o = 1.117$  BS/BF significa que para tener un barril de petróleo en superficie se van a necesitar producir 1.117 barriles de petróleo en el yacimiento. El factor volumétrico disminuye después del punto de burbuja debido a que el gas que se encontraba disuelto se comienza a expandir, tal como se muestra en la figura

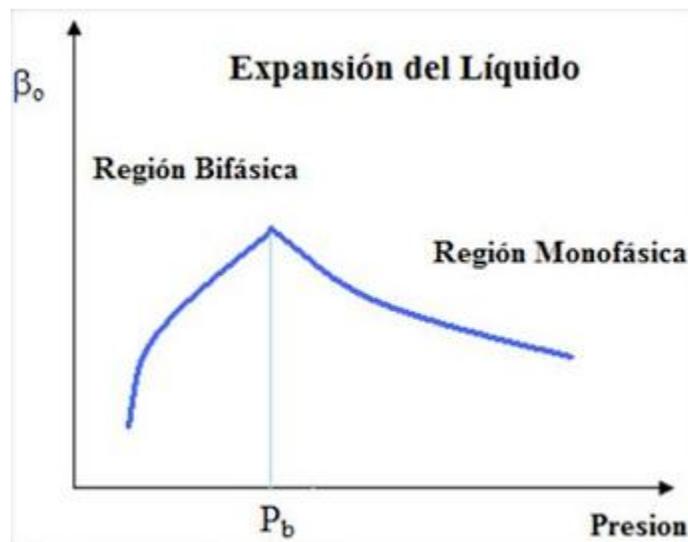


Figura 1.2. Gráfico de factor volumétrico vs presión (Blog Petrolero, 2009)

#### 1.3.3.4. Factor Volumétrico del Gas

El factor volumétrico del gas es la relación entre el volumen de gas en el yacimiento (medida en barriles) y el volumen de gas que se encuentra en la superficie (medida en pies cúbicos estándar)

#### 1.3.3.5. Factor Volumétrico Total

El factor volumétrico total o bifásico,  $B_t$ , se define como el volumen medido en barriles que es ocupado por un barril de petróleo más su gas en solución en el yacimiento, es decir, es la suma del volumen líquido,  $B_o$ , más el volumen de la diferencias entre la relación gas-petróleo inicial,  $R_{si}$ , y la relación gas petróleo a la presión especificada,  $R_s$ , Se calcula con la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s) \quad (1.5)$$

Donde;

$B_t$ , es el factor volumétrico total, BBL/STB

$B_o$ , factor volumétrico del petróleo

$B_g$ , factor volumétrico del gas

$R_{si}$ , relación gas-petroleo inicial

$R_s$ , relación gas petróleo a una determinada presión

#### 1.3.3.6. Relación Gas Disuelto – Petróleo

Se define como la relación de gas disuelto en el petróleo al volumen de gas (medido en pies cúbicos) que a cierta presión y temperatura están disueltos en un barril de crudo a condiciones normales, también se la conoce como la solubilidad del gas en el petróleo y se la denota como  $R_s$ . Depende la presión, temperatura y gravedad API.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, la relación de gas disuelto-petróleo permanece constante debido a que el gas permanece disuelto en el petróleo y el yacimiento todavía se

encuentra en una fase. Cuando el yacimiento llega a la presión del punto de burbuja, el gas se comienza a liberar, haciendo que la relación de gas petróleo comience a disminuir, tal como se muestra en la figura

#### **1.3.3.7. Viscosidad del Petróleo**

La viscosidad del petróleo se define como la resistencia que presenta el petróleo al desplazamiento en un determinado medio. Se la expresa como  $\mu_o$  y su unidad de campo es el centipoise (cp)

Cuando el yacimiento está por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad va a disminuir a medida que la presión aumenta, puesto que su temperatura disminuye y disminuye las restricciones de flujo del petróleo. Cuando la presión está por encima del punto de burbuja, la viscosidad aumenta con la presión ya que no existe ninguna solubilidad de gas, tal como lo muestra la figura

#### **1.3.3.8. Compresibilidad del petróleo**

La compresibilidad se define como la variación de volumen respecto a la presión a temperatura constante. Se expresa como  $C_o$

Cuando el yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja, el gas se encuentra disuelto en el petróleo. Si se aplica una presión muy alta en el sistema, el líquido comienza a experimentar una disminución no lineal en el volumen. Dicha variación se conoce como factor de compresibilidad del petróleo.

#### **1.3.3.9. Presión de Burbuja**

Es la presión del yacimiento para la cual se forma la primera burbuja de gas, es decir, pasa de ser un sistema en estado líquido a ser un sistema bifásico (líquido-gas).

Cuando la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja, se originan dos fases en equilibrio: la fase líquida (petróleo con gas disuelto) y gaseosa.

Existen varias correlaciones que se utilizan para poder calcular el punto de burbuja, pero la mayoría de estas dependen de la solubilidad, la gravedad específica del gas y la temperatura

#### **1.3.3.10. Densidad del Petróleo**

La densidad del petróleo se define como la masa de una unidad de volumen de petróleo bajo una presión y una temperatura determinadas. Sus unidades de campo son lb/ft<sup>3</sup>

#### **1.3.4. Análisis PVT**

El conjunto de análisis que se realizan en laboratorio, siguiendo una serie de normas, con la finalidad de determinar las propiedades físicas de un fluido en yacimiento se conoce como pruebas PVT, que relacionan la presión, volumen y temperatura.

Para realizar estos análisis se requiere de obtención de muestra representativa con presión y temperatura del yacimiento. Además, se debe saber el comportamiento volumétrico de los fluidos en el yacimiento, en el pozo y en superficie; para determinar las propiedades físicas de los fluidos en un amplio rango de presiones y temperaturas.

Las pruebas PVT son de vital importancia ya que son muy utilizadas, se utilizan en la predicción del cambio en la composición de la corriente de flujo en función de tiempo, sirve para la elección del diseño de completación, para identificar los efectos de reinyección de gas y su miscibilidad y para conocer la concentración del sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S) y el nitrógeno (N<sub>2</sub>) en el gas producido.

#### **1.3.5. Reservas**

Las reservas son cantidades de petróleo que se estima que podrían recuperarse comercialmente de acumulaciones conocidas, en un lapso de tiempo en determinadas condiciones. Estas reservas tienen un valor

económico ligado a las inversiones, costos de operación y mantenimiento, a las predicciones de producción y al precio del petróleo (Velázquez, 2017)

#### **1.3.5.1. Reservas Probadas**

Son cantidades de hidrocarburos que se estiman con un gran índice de certeza, generalmente mayor al 90%. Estos volúmenes se encuentran en yacimientos conocidos, y es muy probable que se tenga una gran cantidad de información técnica disponible, ya que se determinan mediante datos geológicos y de ingeniería. (Velázquez, 2017)

Estas se clasifican en dos: Desarrolladas y No Desarrolladas.

##### **1.3.5.1.1. Reservas Desarrolladas**

Son las reservas que se pueden recuperar de pozos ya existentes. Se consideran cuando los costos utilizados sean menores y la producción esperada sea la planificada durante el proyecto. (Velázquez, 2017)

##### **1.3.5.1.2. Reservas No Desarrolladas**

Son las reservas que se pretende recupera mediante nuevos pozos en áreas sin perforar o donde la inversión es más alta para completar pozos ya existentes y construir las facilidades requeridas para comenzar la producción y el transporte (Velázquez, 2017)

#### **1.3.5.2. Reservas No Probadas**

Son reservas que han sido calculadas mediante la extrapolación de características y parámetros del reservorio con niveles de incertidumbre más altos que lo razonable, o de la suposición de escenarios que no son los existentes al momento de la evaluación. (Velázquez, 2017)

##### **1.3.5.2.1. Probables**

Son volúmenes de hidrocarburos que se estiman en función a acumulaciones conocidas, en donde la información técnica disponible nos brinda un grado de certeza del 50%. Si existen condiciones operacionales óptimas, económicas y de contrato, se podrían recuperar. (Da Silva, 2017)

#### **1.3.5.2.2. Posibles**

Son volúmenes de hidrocarburos que se estiman en base a acumulaciones conocidas, sin embargo, la data disponible nos entrega un grado de certeza de hasta el 10%. A pesar de esto, si existen las condiciones operacionales y económicas adecuadas, se podrían recuperar. (Da Silva, 2017)

#### **1.3.6. Clasificación de Yacimientos**

Un yacimiento de hidrocarburos se define como una estructura geológica subterránea que está formada por rocas porosas y permeables, las cuales facultan la acumulación de hidrocarburos en cantidades que se puedan explotar. La roca donde se van a acumular los hidrocarburos debe estar en las cercanías de una roca impermeable conocida como roca sello, la cual va a dar paso a dicha acumulación.

Los yacimientos se pueden clasificar según diferentes criterios, los cuales son:

- Según su geología
- Según su presión de yacimiento
- Según su mecanismo de empuje
- Según su composición

##### **1.3.6.1. Según su geología**

Geológicamente, los yacimientos se pueden clasificar en tres categorías: estratigráficos, estructurales y combinados. (Escobar, 2012)

###### **1.3.6.1.1. Estratigráficos**

Son arenas que presentan cambios en sus facies. Formadas por calizas o dolomitas porosas y generalmente presentan cambios de

permeabilidad.(Escobar, 2012)

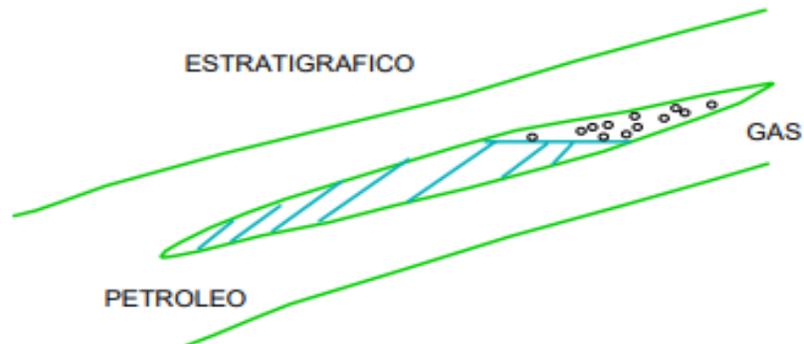


Figura 1.3 Yacimiento estratigráfico

#### 1.3.6.1.2. Estructurales

Son arenas que presentan fracturas formadas a base de calizas o rocas ígneas. Presentan discordancias en su extensión, sus fallamientos tienen areniscas. Estas pueden tener la estructura de anticlinales, sinclinales, domos salinos, etc. (Escobar, 2012)

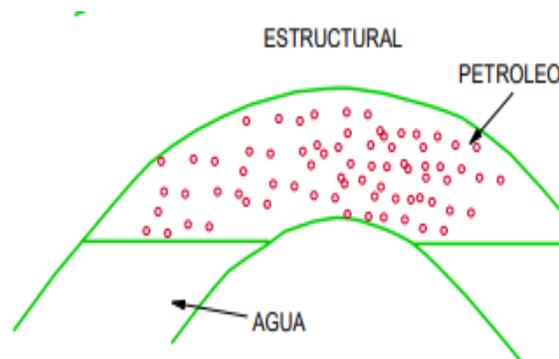


Figura 1.4 Yacimiento estructural (Escobar, 2012)

#### 1.3.6.1.3. Combinados

Los yacimientos combinados hacen referencia a todas las configuraciones posibles que puedan existir de los grupos previamente descritos, tal como se muestra en la figura

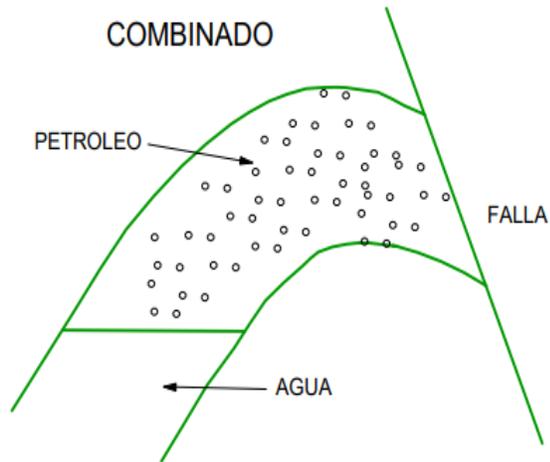


Figura 1.5 Yacimiento combinado (Escobar, 2012)

### 1.3.6.2. Según su presión de yacimiento

Los tipos de yacimientos también se pueden clasificar según donde si la presión del yacimiento se encuentre por encima o por debajo de la presión del punto de burbuja.

Los tipos de yacimiento son: saturados y subsaturados.

#### 1.3.6.2.1. Subsaturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor a la presión del punto de burbuja. Inicialmente solo existe fase líquida. Las burbujas de gas son desprendidas del crudo una vez que la presión del yacimiento alcanza la del punto de burbuja.

#### 1.3.6.2.2. Saturados

Son yacimientos cuya presión inicial es menor o igual a la presión del punto de burbuja. Estos yacimientos son bifásicos, ya que la zona gaseosa se encuentra por debajo de la zona líquida.

### 1.3.6.3. Según su mecanismo de empuje

Los pozos inicialmente producen a flujo natural, debido a la existencia de fuerzan naturales que contribuyen al desplazamiento de hidrocarburos

hacia el pozo. Sin embargo, estas fuerzas van disminuyendo a medida que se va produciendo hasta el punto de que el yacimiento llega a su límite físico y deja de producir naturalmente. Es allí donde se utilizan los mecanismos de producción inducidos.

#### **1.3.6.3.1. Mecanismos de Empuje Natural**

Son aquellos que son brindados por el yacimiento y contribuye a la producción de hidrocarburos, tenemos los siguientes:

##### **1.3.6.3.1.1. Compresibilidad Roca Fluido.**

Cuando el pozo se está produciendo, el diferencial de presión entre la presión de sobrecarga y la presión de poro aumenta, creando una reducción del volumen poroso del yacimiento y una variación en el volumen de los fluidos. Este tipo de empuje se ve influenciado por fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas, no importa si la presión del yacimiento esté por encima o por debajo de la presión de punto de burbuja (Da Silva, 2008)

##### **1.3.6.3.1.2. Liberación de Gas en Solución**

El empuje por liberación de gas en solución ocurre en yacimientos saturados, es decir, que la presión del yacimiento sea menor que la presión de burbuja. La movilización del gas hacia los pozos empieza cuando la saturación del gas liberado sobrepasa la saturación de gas crítica. (Da Silva, 2008)

##### **1.3.6.3.1.3. Segregación Gravitacional**

Ocurre en yacimientos que presentan un buzamiento elevado, permitiendo una fácil migración del gas hacia el tope. Debido a las diferencias en la densidad, el gas va a estar en la parte alta y el petróleo se va a encontrar subyacente (Da Silva, 2008)

##### **1.3.6.3.1.4. Empuje por Capa de Gas**

Es un mecanismo que ocurre en yacimientos saturados, es decir, cuya presión de yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja.

Con la presencia de una capa de gas que se expande debido a la disminución de la presión y actúa a su vez como una fuerza de empuje que desplaza al petróleo. (Da Silva, 2008)

#### **1.3.6.3.1.5. Empuje Hidráulico**

Este mecanismo ocurre cuando existe una roca con una saturación de agua muy alta. Dado que el acuífero se expande por la disminución de la presión, este invade al yacimiento y va reemplazando a los fluidos que ya se han producido. Es un mecanismo de producción muy efectivo ya que la caída de presión del yacimiento es nula o disminuye muy poco (Escobar, 2012)

#### **1.3.6.3.2. Mecanismo de empuje inducido**

Los mecanismos de empuje inducidos se emplean cuando el yacimiento ha perdido la suficiente energía como para dejar de producir de forma natural. (Escobar, 2012)

##### **1.3.6.3.2.1. Inyección de fluidos**

Consiste en la inyección de agua por debajo de la capa de petróleo, la inyección de gas por encima de la misma o la combinación de ambos, con la finalidad de mantener la presión y ayudar al desplazamiento de petróleo. (Escobar, 2012)

#### **1.3.6.4. Según su composición**

Los yacimientos también se pueden clasificar según su composición, es decir, el porcentaje de componentes carbonatados, su relación gas petróleo, temperatura, etc.

### 1.3.6.4.1. Petróleo negro

Es un tipo de yacimiento cuyo petróleo está compuesto por una variedad de componentes químicos, entre los cuales hay moléculas grandes, pesadas y no volátiles. Estos poseen GOR menores a los 1000 scf/STB, el cual se incrementa cuando su presión disminuye por debajo del punto de burbuja. Tienen factores volumétricos menores de 2 y su densidad API es menor a 45. Sus temperaturas son menores a los 250° F. (Escobar, 2012)

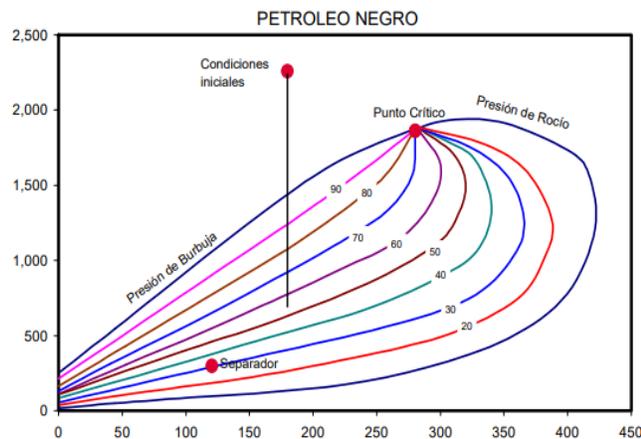


Figura 1.6 Diagrama de fases de petróleo negro (Escobar, 2012)

### 1.3.6.4.2. Petróleo volátil

Es un yacimiento cuyos rangos de temperatura son menores que del petróleo negro. Son petróleos que tienen factores volumétricos mayores a 2, poseen GOR entre 1000 y 8000 scf/STB y la densidad API entre 46 y 60. El GOR y la API aumentan con la producción conforme la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbuja. Tiene un color café verdoso (Escobar, 2012)

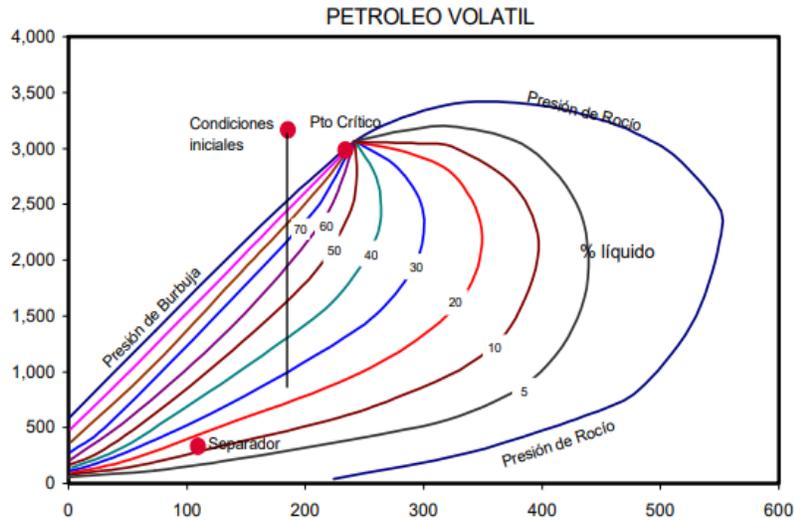


Figura 1.7 Diagrama de fases petróleo volátil (Escobar, 2012)

#### 1.3.6.4.3. Gas condensado (retrógrado)

Estos yacimientos se caracterizan por presentar líquidos que, a medida que la presión cae, se condensan y forman fluidos en el yacimiento que no se pueden producir. Tienen GOR entre 70000 y 100000, los cuales van incrementando a medida que se va produciendo. La densidad API excede los 60. El líquido es de color anaranjado verdoso o transparente. (Escobar, 2012)

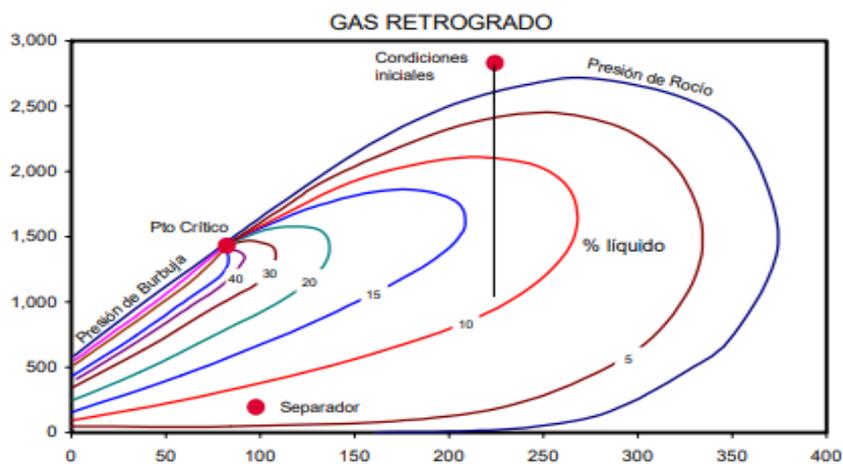


Figura 1.8 Diagrama de fase gas condensado (Escobar, 2012)

#### 1.3.6.4.4. Gas húmedo

Son yacimientos que contienen hidrocarburos con moléculas pequeñas. La gravedad API es mayor a 60 y no varía. Tiene valores mayores a 15000 scf/STB y estos permanecen iguales a lo largo de la vida del yacimiento. (Escobar, 2012)

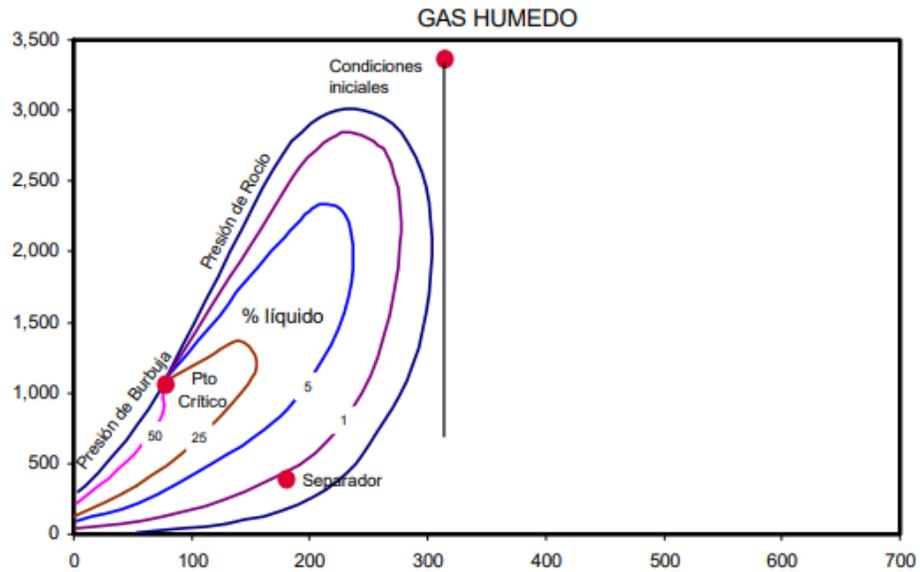


Figura 1.9 Diagrama de fases gas húmedo (Escobar, 2012)

#### 1.3.6.4.5. Gas seco

Estos yacimientos poseen hidrocarburos formados principalmente por metano y otros intermedios. No hay líquidos ni en superficie ni en el yacimiento. A temperaturas criogénicas se pueden obtener fluidos de estos gases (Escobar, 2012)

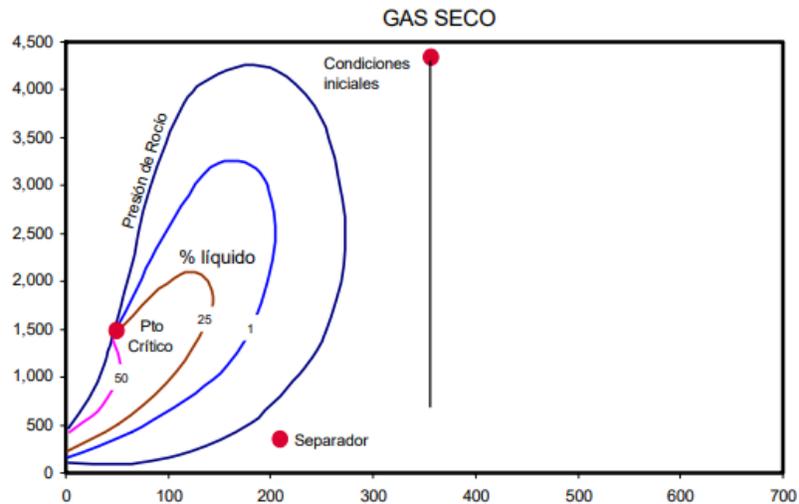


Figura 1.10 Diagrama de fases gas seco (Escobar, 2012)

#### 1.3.7. Caudal

Es la cantidad de fluido que se produce desde la arena productora hasta la superficie por unidad de tiempo. Generalmente el caudal producido es un caudal trifásico, es decir, un flujo de fluidos en donde se encuentran 3 fases mezcladas: gas, agua y petróleo. Su símbolo es  $Q$  y en unidades de campo se mide en BBLs/día

#### 1.3.8. Presión de yacimiento

La presión del yacimiento, o también conocida como presión estática es la presión ejercida hacia los poros de la roca por el fluido que se encuentra contenido dentro de los mismos. Su abreviación es  $P_r$

La presión del yacimiento se puede clasificar según la densidad del lodo que se requiera para mantenerla bajo control. Estas presiones son:

- Normales
- Subnormales
- Anormales

### **1.3.9. Presión de Fondo Fluyente**

Es aquella presión que se mide en el fondo del pozo, en la zona de los cañoneos. Esta presión existe cuando el pozo se encuentra produciendo. Generalmente se simboliza como Pwf (Schlumberger, 2014)

### **1.3.10. Índice de Productividad**

Es la relación entre el caudal producido medido en BBLs/d y la caída de presión del yacimiento. Es una medida de la capacidad que tiene el pozo para producir. (Beggs, 1994)

Este parámetro generalmente se utiliza para comparar el desempeño de pozos que se encuentran produciendo el mismo yacimiento.

Su símbolo es la J y su ecuación es la siguiente

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} \quad (1.6)$$

Donde,

J es el índice de productividad, medido en BBLs/día/psi

Qo es el caudal medido en BBLs/día

Pr es la presión del yacimiento medida en psi

Pwf es la presión del fondo fluyente medida en psi

### **1.3.11. Curva IPR (Inflow Performance Relationship)**

Es una curva que representa el desempeño del yacimiento a ciertas condiciones específicas, en donde se muestran varios caudales obtenidas a diferentes presiones de fondo fluyente. Esta curva es de

suma importancia para tomar decisiones respecto a un pozo, como realizar alguna intervención, aplicar algún mecanismo de levantamiento artificial, etc. (Beggs, 1994)

El inflow performance se determina a partir de la ecuación de Vogel, la cual relaciona caudales con presión de fondo fluyente y presión del yacimiento. (Beggs, 1994)

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{Pr} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{Pr} \right)^2 \quad (1.7)$$

Donde:

$q_o$  es el caudal en bbl

$q_{o\ max}$  es el máximo caudal que un pozo puede producir en bbl

$p_{fw}$  es la presión de fondo fluyente en psi

$Pr$  es la presión de yacimiento en psi

Lo que Vogel propone en esta ecuación es que conociendo la presión del yacimiento y el caudal máximo se puede calcular la presión de fondo fluyente para cualquier caudal. Los cálculos se pueden representar mediante la siguiente figura

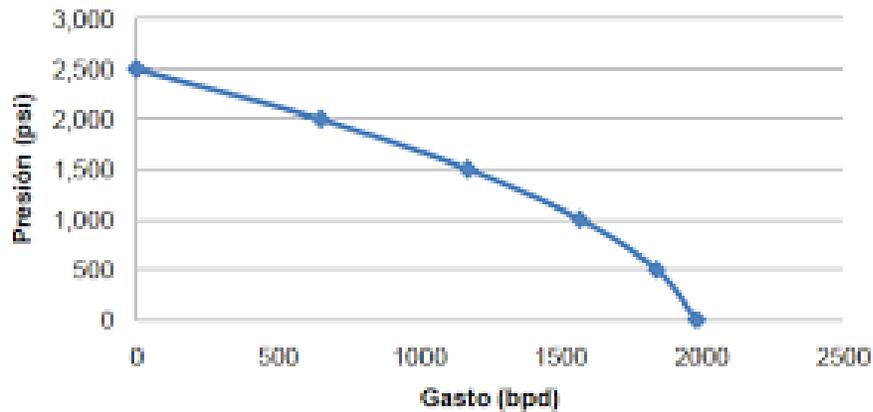


Figura 1.11 Curva de IPR (Inflow Performance Relationship) (Beggs, 1994)

### 1.3.12. Análisis Nodal

El análisis nodal es una técnica aplicada en sistemas de producción de petróleo para determinar el desempeño a partir del estudio de cada uno de sus componentes. En este método se deben analizar desde elementos como tuberías, bombas, válvulas y hasta circuitos eléctricos.

Para realizar un análisis nodal, se debe escoger un punto que dividiría el sistema en dos (nodo). Los componentes que se encuentren en la parte anterior al nodo (upstream) comprende la sección de entrada (inflow) mientras que todo lo que se encuentre en la parte posterior al nodo (downstream) es lo que se conoce como sección de salida (outflow). En la siguiente ilustración se puede observar en donde se colocan los nodos comúnmente

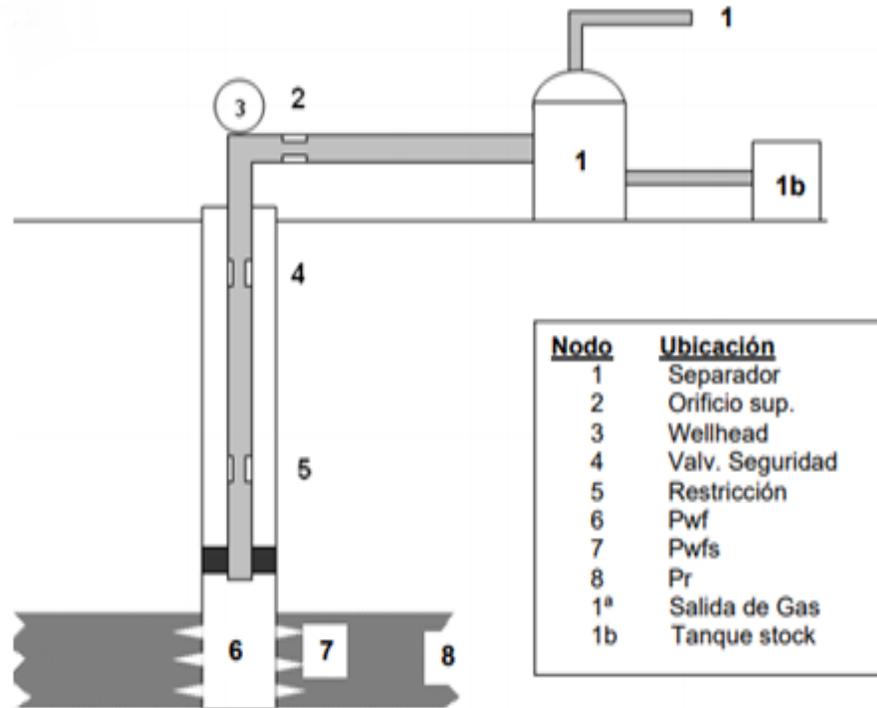


Figura 1.12 Ubicación de nodos en sistema de producción (Hirschfel, 2009)

En la mayoría de los casos, existen dos presiones que permanecen constantes debido a que no dependen del caudal. Estas presiones son la presión del yacimiento  $P_R$  y la presión del separador  $P_{sep}$ . El inflow y el outflow teóricamente se calculan de esta forma:

Inflow

$$P_r - \Delta p = P_{nodo} \quad (1.8)$$

Outflow

$$P_{sep} + \Delta p = P_{nodo} \quad (1.9)$$

La caída de presión  $\Delta p$  va a depender siempre del valor del caudal  $q$ , independientemente del componente. Esto causará que en un gráfico presión versus caudal se generen dos curvas, las cuales deberán

intersecarse debido a que el flujo de entrada del nodo es igual al flujo de salida y la presión del nodo es única.

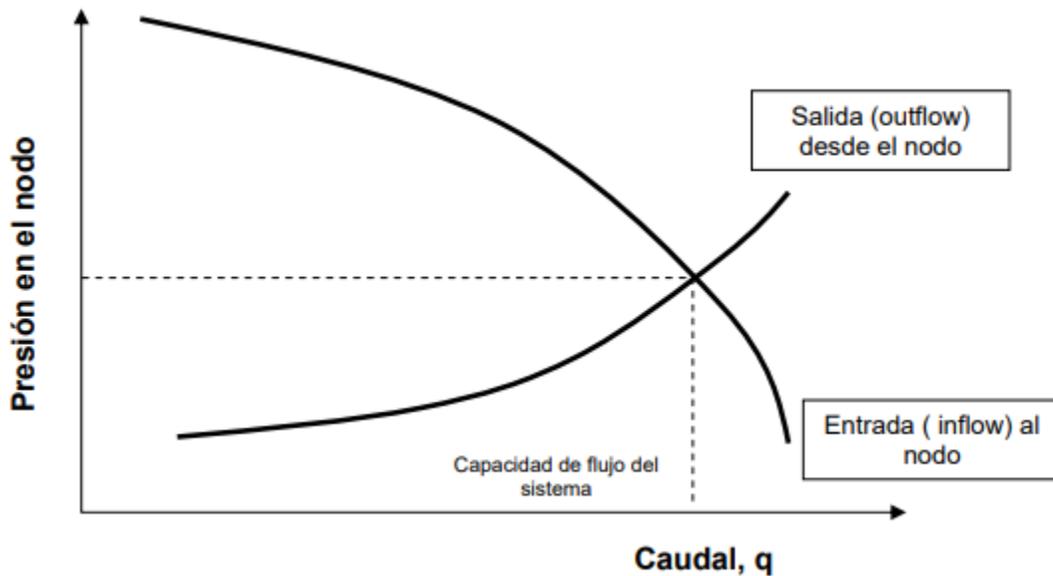


Figura 1.13 Curva de inflow y outflow (Hirschfel, 2009)

El análisis nodal sirve para analizar varios problemas los pozos. A continuación, se muestra una lista de las aplicaciones para las cuales puede servir el análisis nodal:

- Selección de tubing
- Diseño de gravel pack
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación de estimulación de pozos
- Analizar efecto de perforados
- Predecir efectos de la depletación de pozo

### **1.3.13. Caudal máximo**

El caudal máximo es la tasa a la cual el pozo produciría con una presión en la cara del reservorio igual a cero. Se mide en Bbl y generalmente se lo escribe como AOF (absolute open flow). (Beggs, 1994)

### **1.3.14. Historial de producción**

El historial de producción representa la recolección cronológica de la historia productiva de un reservorio. El análisis del historial de producción sirve para:

- Verificar las condiciones iniciales del yacimiento y las características de los hidrocarburos originales en sitio
- Identificar el mecanismo de recobro natural de cada reservorio
- Recalcular el Hidrocarburo original en sitio y su distribución en el yacimiento. Estos valores deben aproximarse con los cálculos realizados con el método volumétrico para que el modelo geológico tenga validez.
- Hallar las presiones actuales y las saturaciones de hidrocarburo en el yacimiento.

### **1.3.15. Historial de Presiones**

El historial de presiones es una recopilación cronológica de las presiones que han afectado al yacimiento en un determinado periodo de tiempo. Una de las razones por las cuales este historial es necesario es para poder elaborar modelos que permitan predecir el comportamiento que el yacimiento podría tener en un futuro

### **1.3.16. Forecast**

Los forecasts o predicciones se realizan en la simulación de yacimientos. Una vez que se hayan elaborado adecuadamente los historiales de presión y producción, se asume que el modelo escogido puede predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Debido a esto, escoger el modelo adecuado es esencial para el desarrollo de

diferentes corridas en el simulador que permitan la evaluación de elementos para realizar la exploración del yacimiento.

**1.3.17. Producción Acumulada**

Es el volumen de petróleo que se ha producido desde el inicio de la explotación petrolera del pozo. Este parámetro se lo utiliza frecuentemente en gráficos en donde se pretende estimar el comportamiento futuro del pozo. Su símbolo es  $N_p$

**1.3.18. Petróleo Original en Sitio**

El Petróleo Original En Sitio (POES) se define como el volumen de petróleo inicial presente en las acumulaciones de hidrocarburos que ocurren naturalmente.

Se utiliza para cuantificar las reservas, utilizando información geológica, de yacimientos y de ingeniería.

**1.3.19. Métodos para determinar reservas**

El cálculo de reservas es un proceso complejo que se realiza utilizando diferentes métodos, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

Los métodos que se pueden utilizar para el cálculo de reservas son:

- Método volumétrico
- Balance de materiales
- Curvas de declinación
- Simulación Numérica

**1.3.19.1. Método Volumétrico**

El método volumétrico estima la cantidad de fluido originalmente en sitio a partir de parámetros petrofísicos. Es probable que existan una propagación considerable en los resultados obtenidos ya que los

parámetros petrofísicos son obtenidos a partir de los pozos en el yacimiento.

$$POES = \frac{7758 * V_b * \emptyset * S_{oi}}{B_{oi}} \quad (1.10)$$

Donde:

POES: Petróleo original en Sitio, STB

V<sub>b</sub>: Volumen neto de la arena, acre\*pie

∅: porosidad de la roca, adimensional

S<sub>oi</sub>: Saturación inicial de petróleo, adimensional

B<sub>oi</sub>: Factor volumétrico de formación de petróleo inicial, bbl/STB

### 1.3.19.2. Balance de Materiales

Este método es utilizado generalmente para comparar el resultado por el método volumétrico. Este método requiere datos de historial de presiones, datos petrofísicos, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento.

Está fundamentado en la Ley de la Conservación de la Masa, la cual establece que en un sistema cerrado la masa siempre se conserva.

El balance de los fluidos del yacimiento puede expresarse de la siguiente forma:

- El volumen del fluido que se encuentra en el yacimiento en un momento específico es igual al volumen inicial de fluido menos el volumen producido de fluido.

- El balance de los volúmenes de fluido se calcula a la misma presión y temperatura para que válida

El método de Balance de Materiales se utiliza considerando las siguientes suposiciones:

- Las variaciones de presión y saturación se distribuyen instantáneamente en el yacimiento y en forma continua.
- Las propiedades de los fluidos y las rocas son heterogéneas
- El yacimiento es visto como un modelo dimensional de dimensión cero

La expresión matemática utilizada para representar el balance de materiales es la siguiente:

$$N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (1 + m)B_{oi}\left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta p] + We = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g + W_p B_w - G_i B_{gi}] \quad (1.11)$$

En donde:

$\Delta p$  es el cambio de presión del yacimiento, en psi

$N$  es el petróleo original en sitio (POES) en STB

$N_p$  es la producción acumulada en STB

$G_p$  es la producción acumulada en SCF

$W_p$  es la producción acumulada de agua en BBL

$R_p$  es la relación acumulada de Gas-Petróleo en SCF/STB

$W_i$  es la inyección de agua acumulada en STB

$G_i$  es la inyección acumulada de gas en SCF

$G$  es la capa de gas inicial en SCF

GOR es la relación gas-petróleo instantánea en SCF/STB

Rsi es Solubilidad inicial de gas SCF/STB

Rs es la solubilidad del gas en SCF/STB

Boi es el factor volumétrico de gas inicial en BBL/STB

Bgi es el factor inicial de formación de gas volumétrico en RCF/SCF

We es el influjo de agua acumulado en BBL

m es la relación de volumen inicial de la capa de gas del yacimiento y el volumen de petróleo inicial de petróleo en el yacimiento, es adimensional.

Cw es la compresibilidad del agua en  $\text{psi}^{-1}$

Cf es la compresibilidad de la formación en  $\text{psi}^{-1}$

Swi es la saturación inicial de agua, en %

#### **1.3.19.2.1. Linealización de la Ecuación de Balance de Materiales**

De la ecuación de balance de materiales se pueden agrupar los términos en función de sus parámetros físicos (Ahmed, 2000)

- $N_p[Bo+(Rp-Rs)Bg]$  el grupo de términos que representa el volumen de producción acumulada de gas y petróleo
- $We-WpBw$  es el grupo de términos que representa el influjo neto que se encuentra en el yacimiento
- $GijBik+WijBw$  es grupo de términos que representa la inyección de fluidos acumulada que mantiene la presión del yacimiento
- $mBoi(Bg/Bg1-1)$  es el grupo de términos que representa la expansión de la capa de gas que se produce en conjunto con la producción de petróleo acumulada  $N_p$

Las variables desconocidas más importantes de la EBM son:

- El petróleo original in situ (POES)
- El influjo acumulado de agua  $W_e$
- La relación volumen de capa de gas con tamaño de zona de petróleo  $m$

Havlena y Odeh simplificaron la expresión de forma sintetizada:

$$F = Np[E_o + mE_g + E_{fw}] + (W_e + W_{ij}B_w + G_{ij}B_{gij}) \quad (1.12)$$

Para simplificar cálculos, se asume que no existe ningún mecanismo que mantenga la presión de los fluidos, la expresión se escribe así:

$$F = Np[E_o + mE_g + E_{fw}] \quad (1.13)$$

El termino  $E_o$  representa la expansión del petróleo y de su gas disuelto inicialmente, queda expresado en función del factor volumétrico, resultando en:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \quad (1.14)$$

Simplificando la ecuación,

$$E_o = B_t - B_{ti} \quad (1.15)$$

El termino de expansión de capa de gas y de gas disuelto se expresa en función a dos fases del factor volumétrico de formación, y se define como

$$E_g = B_{ti} \left[ \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] \quad (1.16)$$

Por último, el término  $e_{wf}$  corresponde a la expansión de agua inicial y a la disminución de volumen poroso, expresado en la siguiente expresión:

$$E_{fw} = (1 + m)B_{oi} \left[ \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (1.17)$$

Asumiendo que el yacimiento no posee capa inicial de gas, el término “ $m$ ” es 0, lo mismo sucede con el término  $We$  si tampoco existe influjo de agua. Finalmente, se puede despreciar las compresibilidades de la roca y el agua, reduciendo la ecuación a:

$$F = NE_o \quad (1.18)$$

Al desarrollar un gráfico “ $F$  vs  $E_o$ ” podemos observar que la pendiente de dicho gráfico es igual a  $N$ , es decir, la pendiente representa el POES. Havlena y Odeh llevaron a cabo varios análisis (Ahmed, 2000), pero con diferentes tipos de yacimientos.

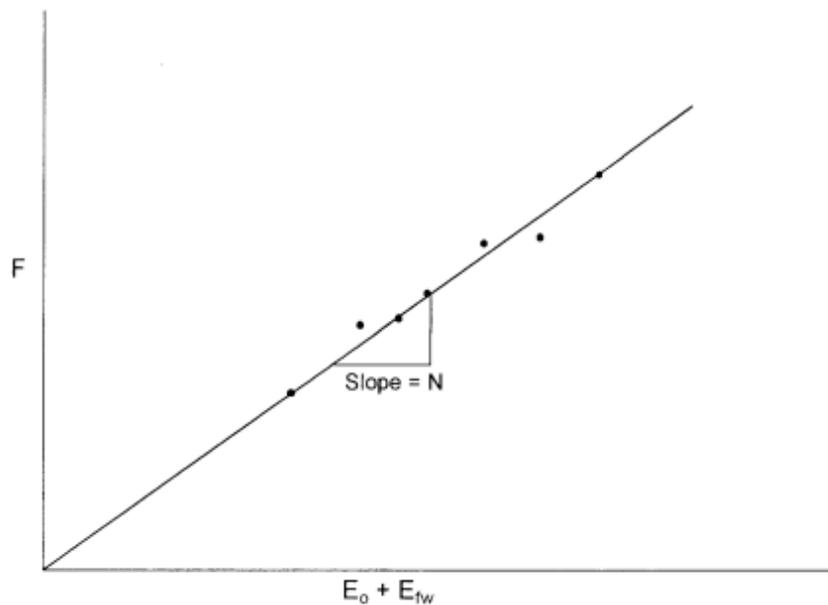


Figura 1.14 Gráfico  $F$  vs  $E_t$  (Ahmed, 2000)

### **1.3.19.3. Curvas de declinación**

El método de curvas de declinación sirve comúnmente para estimar reservas remanentes de hidrocarburos utilizando la extrapolación del comportamiento de producción.

Se usa también para diagnosticar el tipo de empuje de los yacimientos cuando se tienen los historiales de producción y presión, además de predecir la cantidad de gas y petróleo que va a haber en un tiempo determinado.

Las variables con las que generalmente se construyen las curvas de declinación son Producción diaria vs tiempo y producción diaria vs producción acumulada.

Existen 3 tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica.

#### **1.3.19.3.1. Declinación exponencial**

La declinación exponencial es la relación existente entre los caudales producidos y la producción misma en un periodo de tiempo específico.

#### **1.3.19.3.2. Declinación Hiperbólica**

La declinación hiperbólica muestra la disminución de la presión de yacimiento debido a los mecanismos de empuje tanto naturales como inducidos y a los cambios generados por la expansión del petróleo.

#### **1.3.19.3.3. Declinación Armónica**

Cuando la producción es generada por medio de la segregación gravitacional, estamos en el caso de una declinación armónica, en la cual tiene una velocidad de declinación directamente proporcional al caudal

#### 1.3.19.4. Simulación Numérica

La simulación numérica está basada en la segmentación del yacimiento en celdas (grids) en los cuales se considera su heterogeneidad y se predice su comportamiento de forma individual.

Consiste en utilizar modelos matemáticos capaces de simular el proceso que ocurre en el medio poroso cuando el yacimiento está produciendo.

Se requiere de una definición geológica buena del yacimiento y de datos correctos de las características de los fluidos para que este método sea válido.

#### 1.3.20. Factor de Recobro

El factor de recobro la razón entre el petróleo acumulado producido y el petróleo original en sitio, expresado en porcentaje. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\%FR = \frac{N_p}{POES} * 100\% \quad (1.19)$$

Donde:

FR, es el factor de recobro

$N_p$ , es el petróleo acumulado producido

POES, es el petróleo original en sitio

El porcentaje del factor de recobro depende del tipo de empuje que posee el yacimiento, de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos del yacimiento.

El factor de recobro de los yacimientos producidos por la depletación volumétrica corresponderá al volumen de hidrocarburos que se extrae desde el yacimiento hasta alcanzar la presión de abandono, por ello es muy importante realizar la simulación del comportamiento del histórico de producción y su predicción haciendo uso de la ecuación

de balance de materiales para saber cuáles son los volúmenes para la presión de abandono a futuro y determinar dicho parámetro.

### **1.3.21. Registros de pozos**

En la actualidad, los registros son una de las herramientas más utilizadas y de mayor importancia en la industria petrolero

Los registros son muy útiles a la hora de determinar parámetros petrofísicos, como la litología, porosidad, geometría del poro, resistividad y permeabilidad. Los datos de registros se pueden usar para determinar intervalos productivos, petróleo presente en estas, y finalmente para estimar posibles reservas.

Los registros que se utilizan de forma más común son los siguientes:

#### **1.3.21.1. Registro de Potencial Espontáneo (SP)**

Este registro resta el potencial eléctrico de un electrodo que se desplaza en el pozo y un electrodo fijo en la superficie.

El registro de potencial espontáneo analiza las variaciones de potencial eléctrico que se encuentra entre el espacio anular y la formación. (Castro & Gómez, 2016)

Este registro puede utilizarse para determinar:

- Determinar la resistividad del agua de formación  $R_w$
- Detección de zonas permeables
- La arcillosidad de la formación
- Correlación con otros pozos

#### **1.3.21.2. Registro de resistividad**

Son registros eléctricos que sirven para la interpretación petrofísica. Existen varios tipos de herramientas, pero las principales categorías son las herramientas laterolog o de inducción. Estas se seleccionan dependiendo las condiciones del pozo. (Castro & Gómez, 2016)

Los registros eléctricos pueden servir para:

- Correlación de Pozos
- Análisis de invasión
- Determinación de la saturación de agua
- Indicación de Litología
- Determinación de sobrepresión.

#### **1.3.21.3. Registro de Rayos Gamma (GR)**

El registro de Rayos Gamma utiliza un detector que contabiliza la radiación gamma natural emitida por la formación. El registro comúnmente refleja el contenido de arcillas en formaciones sedimentarias debido a que estas poseen gran contenido de elementos radioactivos, mientras que las formaciones limpias poseen una baja radioactividad. (Miranda, Registros de radiación gamma natural, 2015)

El registro presenta una deflexión hacia la izquierda o cercano al cero cuando se encuentra en una arena, dado que estas poseen bajo contenido de radiactivos; mientras que cuando se encuentra en una zona arcillosa o de lutitas se deflacta hacia la derecha. La unidad de medición de este registro es la unidad API (Castro & Gómez, 2016)

El principal uso de este registro es:

- Correlacionar otros pozos
- Identificación litológica
- Evaluación de arcillosidad
- Control de profundidad para hueco abierto o entubado y el posicionamiento de herramientas.

#### **1.3.21.4. Registros de Porosidad**

Los registros de porosidad son utilizados para determinar de manera indirecta la porosidad de las rocas del reservorio. Existen 3 registros de porosidad, los cuales son: densidad, neutrón y sónico. (Castro & Gómez, 2016)

#### **1.3.21.5. Registro de Densidad**

Este registro utiliza herramientas para la medición de la densidad de electrones de formación. Los registros de densidad son utilizados principalmente para determinar la porosidad, pero también se pueden identificar minerales, zonas de gas, densidad de hidrocarburos, litologías complejas y determinar la producción de lutitas con contenido de aceite.

Existen efectos que pueden afectar el registro de densidad. Estos son:

- El tamaño del hueco
- La litología
- Fluidos en la zona de investigación
- Espesor de la costra de lodo

#### **1.3.21.6. Registro de neutrón**

El registro de neutrón es un registro que utiliza una herramienta para medir la cantidad de iones de hidrógeno presentes en la formación. Sabiendo la cantidad de hidrógeno que existe en una formación se puede hallar el índice de hidrógeno, que es la relación entre el número de átomos de hidrógeno y el volumen de agua. Se determina este para conocer la porosidad de la formación. Mientras mayor es el índice de hidrógeno, mayor es la porosidad de la roca.

Se emplea generalmente para determinar la porosidad de formaciones (Miranda, 2015)

#### **1.3.21.7. Registro sísmico**

El registro sísmico es aquel que utiliza una herramienta generadora de ondas acústicas, las cuales son disparadas hacia la formación. Se debe tomar el tiempo que la onda tarda en regresar al medidor luego de que atraviesa un pie lineal de formación, este tiempo se lo conoce como tiempo de tránsito. La unidad de la medida es el inverso de la velocidad ( $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ). (Castro & Gómez, 2016)

La medición obtenida está relacionada con la porosidad de la formación que a su vez depende de la litología presente, de los fluidos que ocupan los espacios porosos y del diámetro del hoyo. (Castro & Gómez, 2016)

**1.3.22. Zona de pago**

Es el espesor del yacimiento que, según los registros analizados, es el intervalo de profundidades en donde se encuentra entrampado un volumen de hidrocarburos y el cual debe ser explotado.

**1.3.23. Cañoneo**

Cuando un pozo se encuentra recubierto por tubería, tiene que ser disparado con el fin de que los fluidos que están en el subsuelo comiencen a fluir, o a su vez sean inyectados en el fondo del pozo. (Díaz & Sánchez, 2007)

Los cañoneos son muy importantes en la producción de hidrocarburos, desde que se inician las pruebas para la evaluación del yacimiento hasta la completación y el reacondicionamiento de los pozos. (Díaz & Sánchez, 2007)

La operación de cañoneo es un factor clave para una exploración y explotación exitosa, así como la productividad del pozo a futuro y la recuperación eficaz de petróleo. El cañoneo no es una técnica que se realiza de manera aislada, ya que depende de muchos elementos previamente establecidos, entre los más importantes tenemos: el diámetro de la tubería, grado de la tubería y calidad del cemento. Según estos parámetros puede variar tanto el diámetro de los cañones como la profundidad de penetración. (Díaz & Sánchez, 2007)

El cañón utilizado, comúnmente llamada carga moldeada, es el elemento explosivo que origina la perforación. Estas cargas son dispositivos simples, sin embargo, es vital analizar ciertas propiedades mecánicas del pozo, como la elasticidad, plasticidad y mecanismos de fractura. (Díaz & Sánchez, 2007)

## **CAPÍTULO 2**

## **2. METODOLOGIA**

### **2.1. Descripción general**

El presente proyecto titulado “Desarrollo de la Arena Basal Tena en el Well Pad Norte del Campo Palo Azul” se realizará usando el método analítico sintético, con el que se pretende recuperar de forma más rápida las reservas existentes lo cual va muy ligado a generar un incremento de la producción

Es analítico ya que se procede a analizar desde las propiedades petrofísicas y datos PVT validados para realizar el cálculo de petróleo original en sitio y el cálculo de las reservas recuperables; además se estudia los registros de pozos para identificar los topes y las bases de la arena en los diferentes pozos presentes en el Well Pad Norte del campo.

Es sintético ya que se establecen definiciones necesarias para aclarar el objetivo del proyecto planteado que es tratar de aumentar la producción con el cañoneo de un nuevo pozo en la arena Basal Tena.

Entonces la combinación de ambas formas de investigación nos lleva al método analítico sintético que se utiliza para desarrollar trabajos formales que requieren de un esquema para lograr los objetivos planteados

El desarrollo de este método comienza con la recolección de datos petrofísicos, datos PVT, historiales de producción y registros petrofísicos de los pozos del Well Pad Norte del Campo Palo Azul, en los cuales se tendrá que constar de información como porosidad, permeabilidad, saturación, espesores de la arena, área de la arena, factor volumétrico del petróleo, relación gas petróleo, densidad API del petróleo, gravedad específica del gas, salinidad del agua, entre otros.

Una vez disponible la información petrofísica se procede a calcular el volumen de reservas existentes utilizando el método volumétrico, con la data PVT y los historiales de producción se procede a calcular las reservas recuperables utilizando el programa MBAL. También con el uso de registros

se trata de identificar los topes y bases de la arena Basal Tena en los pozos presentes en el Well Pad Norte e identificar la presencia de hidrocarburos y sus profundidades.

Con la ayuda del programa PROSPER se calculará el índice de productividad del pozo escogido en base a un determinado criterio de selección ideal para el desarrollo de la arena Basal Tena y se simulará cuanto será su producción y en qué tiempo aportará hasta que alcance su tasa de abandono

Finalmente, se mostrará en que tiempo se recuperará en su totalidad las reservas recuperables disponibles hasta que la presión del Yacimiento Basal Tena alcance el punto de burbuja.

## 2.2. Descripción del Well Pad Norte

El Well Pad Norte está compuesto por 11 pozos productores, cuya descripción como los nombres de los pozos, arenas productoras, producción de petróleo, agua y gas, grados API y corte de agua son descritos a continuación en la tabla 2.1

POZO	ARENA						
	PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	API
PLAN 029	HOLLÍN	1012,00	192,28	819,72	232,14	81,0	25,2
PLAN 049	HOLLÍN	490,00	441	49	45,12	10,0	24,6
PLAN 050	U	305,80	226,63	9,17	92,34	3,0	28,0
PLAN 051	HOLLÍN	360,00	324	36	61,24	10,0	25,0
PLAN 052	HOLLÍN	452,00	415,84	36,16	151,45	8,0	26,4
PLAN 053	HOLLÍN	470,00	366,6	103,4	17,58	22,0	24,4
PLAN 054	HOLLÍN	304,50	207,06	97,44	64,53	32,0	25,3
PLAN 055	BASAL TENA	197,00	185,18	11,82	13,14	6,0	25,0
PLAN 056	HOLLÍN	292,70	140,5	152,2	47,83	52,0	24,4
PLAN 057	BASAL TENA	314,00	308,98	5,02	36,47	1,6	28,0
PLAN 059	HOLLÍN	293,00	275,42	17,58	76,54	6,0	25,7
Total		4491,00	3083,49	1337,51	838,38	-	-
Promedio						21,1	25,6

Tabla 2.1 Descripción de pozos del well pad norte del campo Palo Azul.(Petroamazonas EP, 2018)

## 2.3. Datos petrofísicos del well pad Norte

A continuación, en la tabla XX se presentan los datos petrofísicos y demás datos de la arena Basal Tena presente en el well pad Norte del Campo Palo Azul utilizados para realizar el cálculo de las reservas por medio del método volumétrico.

Porosidad	0.146
Área cero	2745 acres
Net Gross	0.479
Factor Volumétrico	1.145
Espesor Neto	20.09
Saturación inicial de petróleo	0.695

**Tabla 2.2 Parámetros petrofísicos de la arena Basal Tena del well pad norte en el campo Palo Azul (Petroamazonas EP, 2016)**

#### **2.4. Datos PVT de la arena Basal Tena**

Los datos PVT se detallan a continuación

GOR de Formación	230 scf/STB
Gravedad del Petróleo	27 °API
Gravedad Específica del Gas	0.7984
Salinidad del Agua	30000 ppm
Temperatura de Formación	213 °F
Presión de Yacimiento	3085 psi
Punto de Burbuja	1156.25 psi

**Tabla 2.3 Datos PVT de la arena Basal Tena. (Petroamazonas EP, 2016)**

#### **2.5. Historiales de producción de los pozos del well pad Norte de la arena Basal Tena**

Los pozos que se detallan a continuación se encuentran produciendo o ya han producido de la arena Basal Tena, para caracterizar el yacimiento es necesario conocer cuánto ha aportado cada pozo de dicha arena hasta la fecha (Julio de 2018) y para eso se analizan los historiales de producción.

Se obtuvo como resultado de la suma de todos los historiales de producción que la arena Basal Tena ha aportado un volumen de 1.59MMBLS, detallados a continuación.

### 2.5.1. PLAN 054

Este se pozo se encuentra cerrado de la arena Basal Tena debido a que tuvo un bajo aporte, actualmente se encuentra produciendo de la arena Hollín con una producción diaria de 207 BPPD aproximadamente. Obtuvimos data disponible desde el año julio de 2015 hasta agosto de 2016 como se muestra en la imagen. El pozo produjo a lo largo de este tiempo 198979 BLS

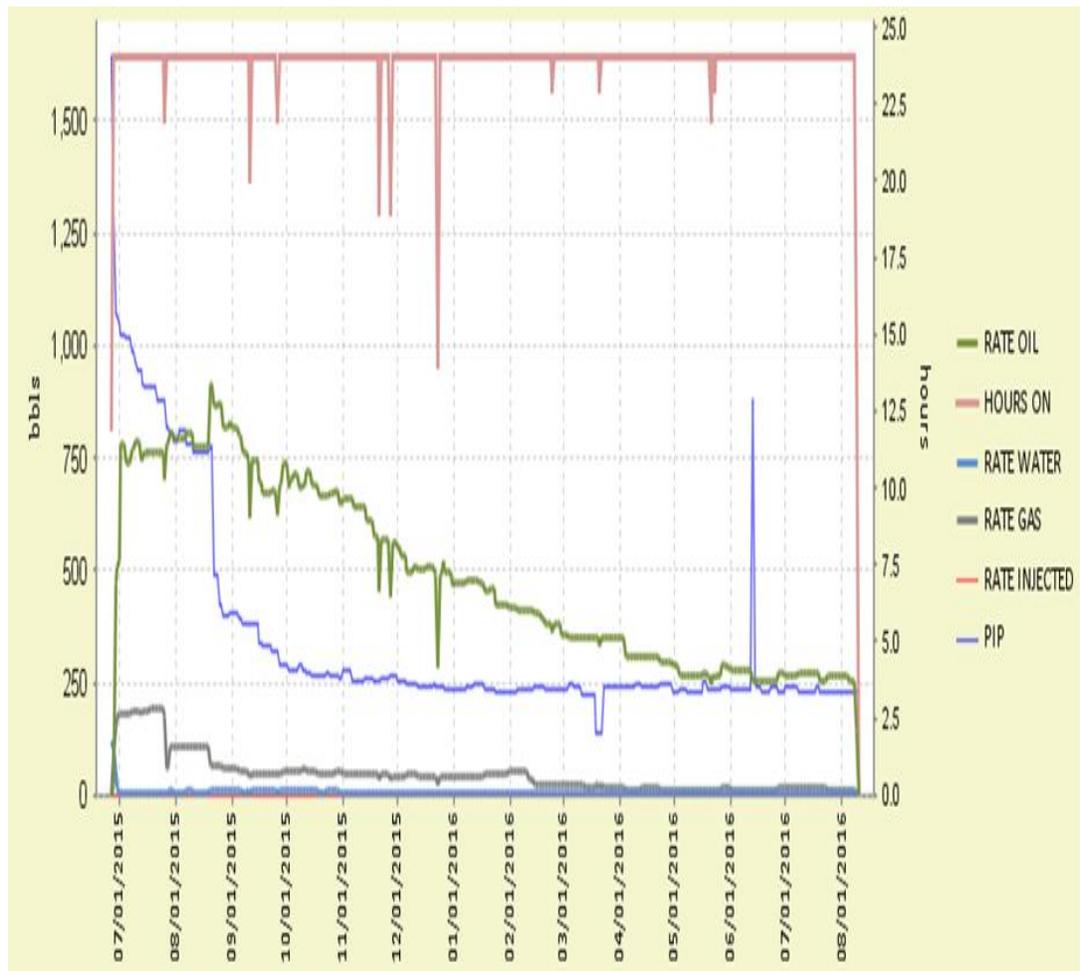


Figura 2.1 Historial de Producción pozo PLAN 054 (Petroamazonas EP. 2018)

## 2.5.2. PLAN 055

Este pozo actualmente se encuentra produciendo de la arena Basal Tena. Comenzó su vida productiva en abril de 2015 con una producción de 1080 BPPD actualmente brinda una producción diaria de 185 BPPD, como se observa en la imagen. El pozo PLAN 055 ha aportado desde sus inicios hasta la actualidad con 500032 BBLs

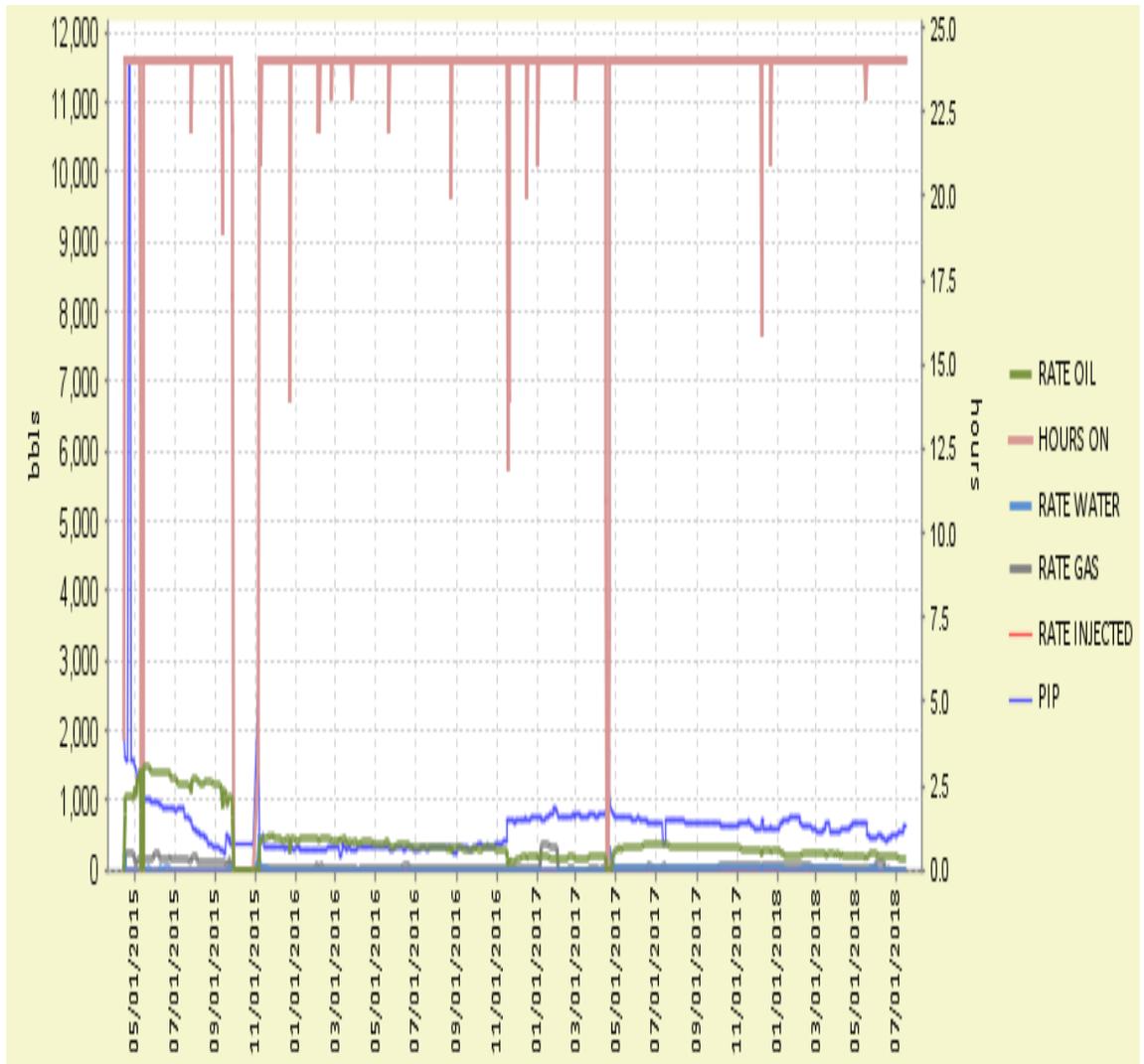


Figura 2.2 Historial de producción pozo PLAN 054 (Petroamazonas EP. 2018)

### 2.5.3. PLAN 057

El pozo PLAN 057 inició su producción en junio de 2015 con una producción diaria de 1120 BPPD actualmente produce 310 BPPD aproximadamente provenientes de la arena Basal Tena. La producción acumulada del pozo PLAN 057 es de 891784 BBLs.

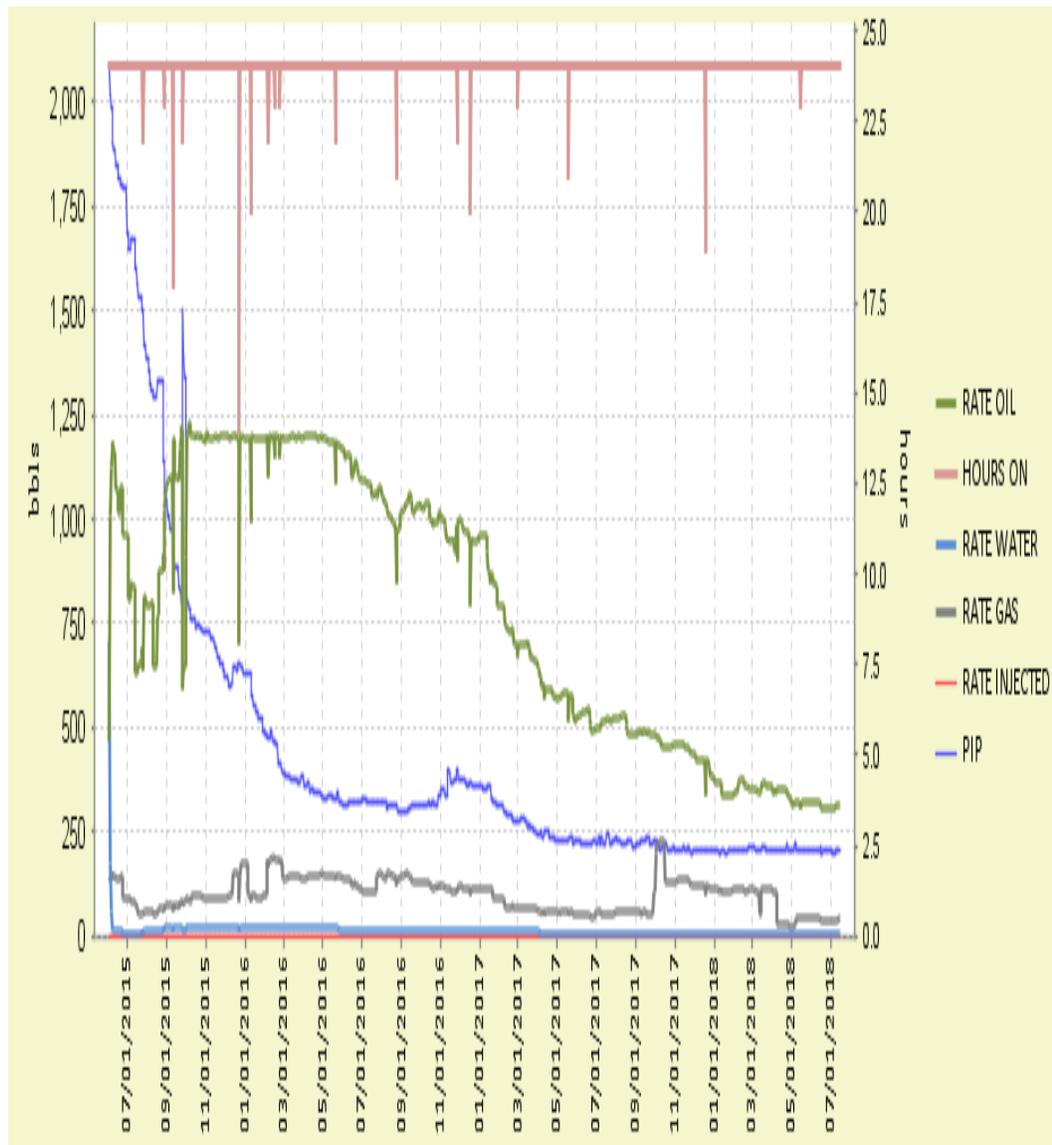


Figura 2.3 Historial de Producción pozo PLAN 057 (Petroamazonas EP, 2018)

## 2.6. Cálculo de las Reservas Totales de la Arena Basal Tena usando el Método Volumétrico

Utilizando la ecuación 2.1 y con los datos petrofísicos previos se estima la cantidad de reservas por cada pozo, que a su vez la suma total de estas representa la cantidad de reservas existentes en la arena Basal Tena del Well Pad Norte del campo Palo Azul.

$$POES = \frac{7758 * A_o * EN_{prom} * NG_{prom} * \phi_{prom} * S_{oi\ prom}}{B_{oi}} \quad (2.1)$$

Donde:

$A_o$ , es el área cero en acres.

$EN_{prom}$ , es el espesor neto promedio de la arena, en pies.

$NG_{prom}$ , es la relación entre el espesor neto saturado y el espesor total.

$\phi_{prom}$ , es la porosidad promedio.

$S_{oi\ prom}$ , es la saturación de petróleo inicial promedio.

$B_{oi}$ , es el factor volumétrico del petróleo en BY/BN

Reemplazando en la ecuación se tiene

$$POES = \frac{7758 * 2745 \text{ acre} * 20,09 \text{ ft} * 0.473 * 0.146 * 0.695}{1.145 \frac{BBL}{STB}}$$

$$POES = 17.933.513,1360 \text{ BLS}$$

El valor que se obtuvo de las reservas de la arena Basal Tena del campo Palo azul es de 17.9 MMSTB

## **2.7. Determinación de las reservas recuperables utilizando el Software MBAL**

### **2.7.1. MBAL**

MBAL es un programa diseñado para la ingeniería en petróleo el cual tiene como función ayudar al usuario a definir los mecanismos de empuje y reservas del yacimiento. Este programa se usa comúnmente para la elaboración de un modelo dinámico del yacimiento previo a la construcción de un modelo numérico.

MBAL contiene herramientas convencionales para la ingeniería de yacimientos, pero también se ha redefinido para el uso de Balance de Materiales para la ingeniería en yacimientos moderna.

Estas herramientas son:

- Balance de Materiales
- Simulador Monte Carlo
- Análisis de Curvas de Declinación
- Modelo 1D
- Multicapa
- Tight gas

Para el cálculo de las reservas recuperables se realiza una simulación con el programa MBAL.

Al ingresar la data PVT del yacimiento, lo primero que este arroja son unos gráficos los cuales representan el ajuste que reproducen condiciones actuales del yacimiento. Toda simulación se debe fundamentar en dichos ajustes para poder realizar la predicción

Cabe recalcar que se deben seleccionar las correlaciones adecuadas para los datos que ingresan al programa, ya que de esto depende que la simulación realizada por el mismo sea correcta.

La validación de los datos se puede observar en la siguiente tabla:

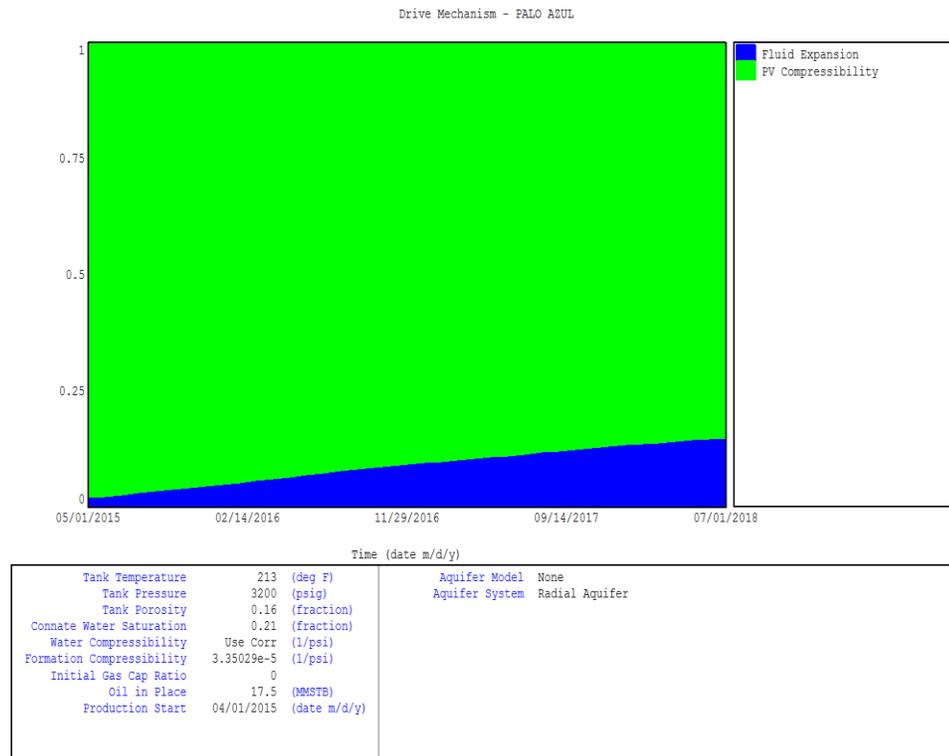
Parámetro	Valor ingresado	Correlación	Rango
Pb	1156 psi	Glaso	165-7142 psi
Rs	230 SCF/STB	Glaso	90-2637 SCF/STB
Bo	1.145 BBL/STB	Glaso	1.025-2.588 BBL/STB
$\mu_o$	@pb=1.25104 cp @Pr=1.5691 cp	Beal et al.	@pb = 0.142-127 cp >pb = 0.16-315 cp

Tabla 2.4 Correlaciones utilizadas en el programa MBAL

#### 2.7.1.1. Gráfica de Mecanismo de Empuje de la Arena Basal Tena

Este gráfico muestra la contribución relativa de la principal fuente de energía de la arena Basal Tena. No provee mucha información detallada, pero indica claramente los parámetros y las propiedades que deberían analizarse. En el gráfico se observa que la mayor cantidad de energía viene dada por la compresibilidad de la roca, mientras que la expansión del fluido provee poca energía a lo largo del tiempo producido. Por esto al trata de hacer un history match y obtener el petróleo inicial en sitio, nos debemos enfocar en los puntos iniciales de la producción y no los puntos finales, es decir, solo consideraríamos que el mecanismo de empuje de

la arena Basal Tena es debido a la compresibilidad de la roca.



**Figura 2.4 Mecanismos de Empuje Arena Basal Tena Campo Palo Azul utilizando el programa MBAL**

### 2.7.1.2. Linealización de la Ecuación de Balance de Materiales utilizando el programa MBAL

La linealización de la teoría de la ecuación de balance de materiales se encuentra disponible en el marco teórico.

La estimación de reservas totales y recuperables por medio del software MBAL tiene un procedimiento el cual consiste en los métodos explicados a continuación.

#### 2.7.1.2.1. Método gráfico

El programa MBAL considera algunos métodos de linealización para los datos del yacimiento. Entre ellos se tiene:

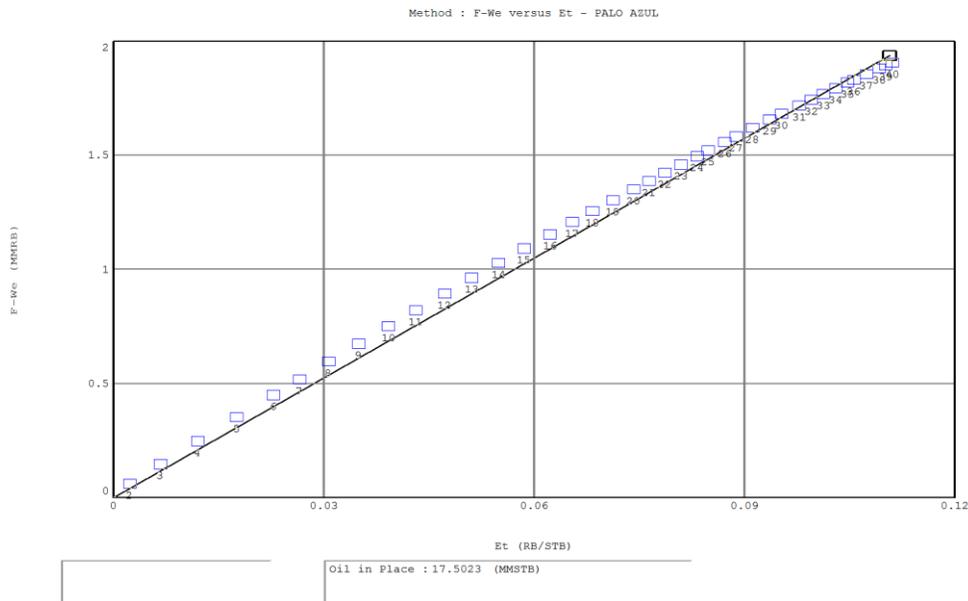
- Havlena y Odeth
- F/Et vs We/Et

- F-We vs Et
- $(F-We)/(Eo+Efw)$  vs  $Eg/(Eo+Efw)$
- F/Et vs F (Campbell – No acuífero)

Dentro de todos estos métodos, el que más se ajustó a la linealización de los datos fue el método de F-We vs Et, dado que se cumplen las suposiciones que toma en cuenta que son:

- El yacimiento es volumétrico sin intrusión de agua ( $We=0$ )
- El yacimiento no posee capa de gas ( $m=0$ )
- El empuje por expansión de la roca y agua connata es despreciable.

Adicionalmente utilizando este método se tiene que la pendiente de esta gráfica es equivalente al petróleo original en sitio (POES) y es aproximadamente igual al valor obtenido utilizando el método volumétrico, hallado anteriormente. (Da Silva, 2009)



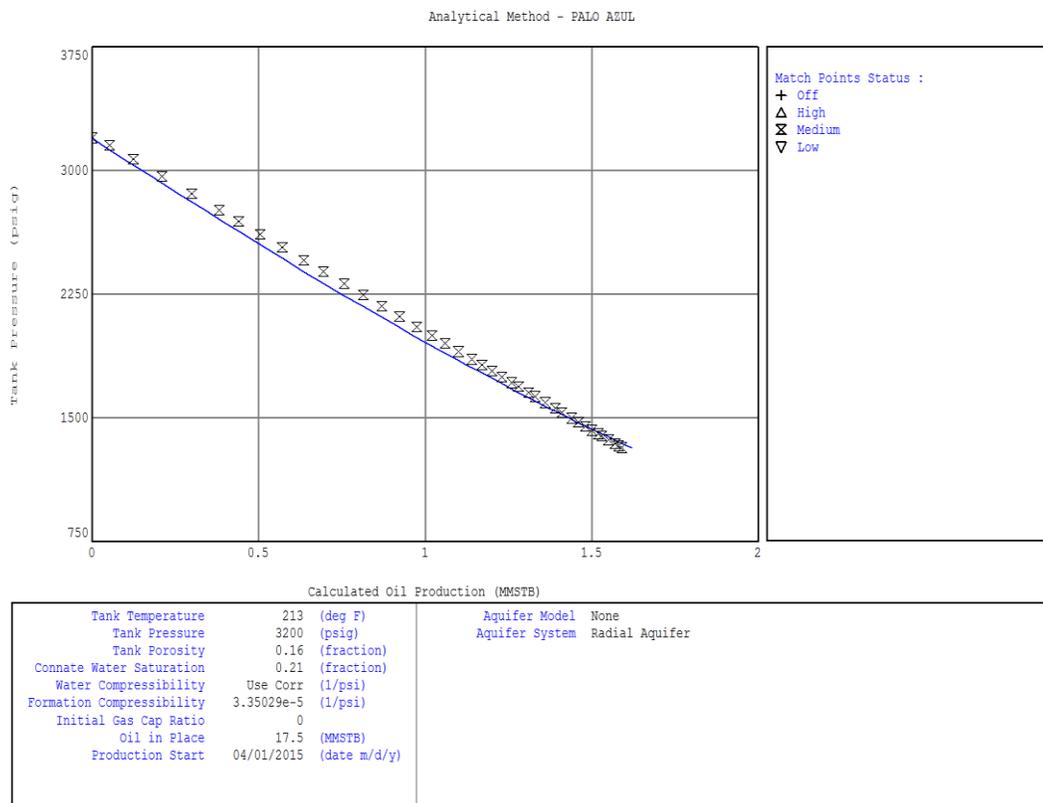
**Figura 2.5 Ajuste utilizando el Método F-We vs Et en el programa MBAL**

### 2.7.1.2.2. Método Analítico

El método analítico usa un generador de regresiones no lineales para estimar los parámetros desconocidos del yacimiento. En este gráfico, el programa calcula la producción del fluido primario basado en la presión del yacimiento. (Petex, 2005)

Se puede observar una línea recta azul, esta es la producción acumulada calculada por el programa, la cual tiene esta forma ya que en el ingreso de datos se detalló que no existe acuífero aportando a la arena. (Petex, 2005)

El programa también realiza una serie de puntos que se generan a partir un proceso iterativo basado en el historial de producción ingresado. Para determinar que la simulación ha sido correcta, la línea recta azul debe ajustarse al conjunto de puntos



**Figura 2.6 Ajuste utilizando el Método Analítico en el programa MBAL**

### 2.7.1.3. Predicción de las reservas recuperables de la arena Basal Tena

La ilustración 2.7 nos muestra tres curvas: la curva histórica, la curva simulada y la curva de predicción. Se observa que tanto la histórica como la simulada coinciden, esto quiere decir que la simulación se realizó de manera correcta. La curva de predicción es una extrapolación que el programa realiza automáticamente basándose en la data histórica. Al analizar la curva predictiva, podemos estimar la cantidad de petróleo que el yacimiento puede producir hasta que llegue al punto de burbuja, que es el punto operacional ideal hasta el que se puede producir sin tener presencia de gas libre ya que el gas viene asociado con problemas operacionales.

Entonces según los cálculos del software MBAL, las reservas recuperables de la arena Basal Tena son aproximadamente 1.81 MMSTB

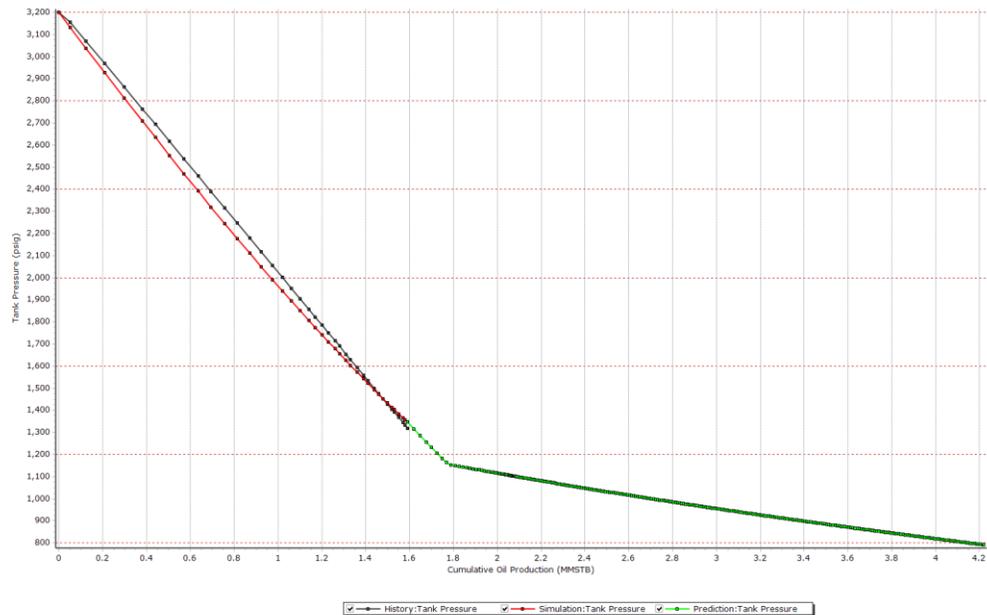


Figura 2.7 Presión vs Producción acumulada de la arena Basal Tena

### 2.7.2. Determinación del Factor de Recobro de la Arena Basal Tena en el Well Pad Norte del campo Palo Azul

El factor de recobro de la arena Basal Tena se lo calcula en el programa MBAL con la realización de las curvas de presión histórica, simulada y de predicción en base a los datos históricos.

La ilustración 2.8 nos indica que la cantidad de petróleo a recuperar de la arena Basal Tena es superior al 42% pero obtener ese porcentaje de recuperación es sumamente difícil ya que se necesitan otros métodos de recuperación secundaria o terciaria, lo cual se encuentra fuera de la delimitación del tema del proyecto. En base a esto, se considera el factor de recobro hasta la presión de burbuja que es el punto en el cual se puede recuperar hidrocarburo sin mayor problema, se tiene un valor del 10.11% lo cual es aceptable para un método de recuperación primaria.

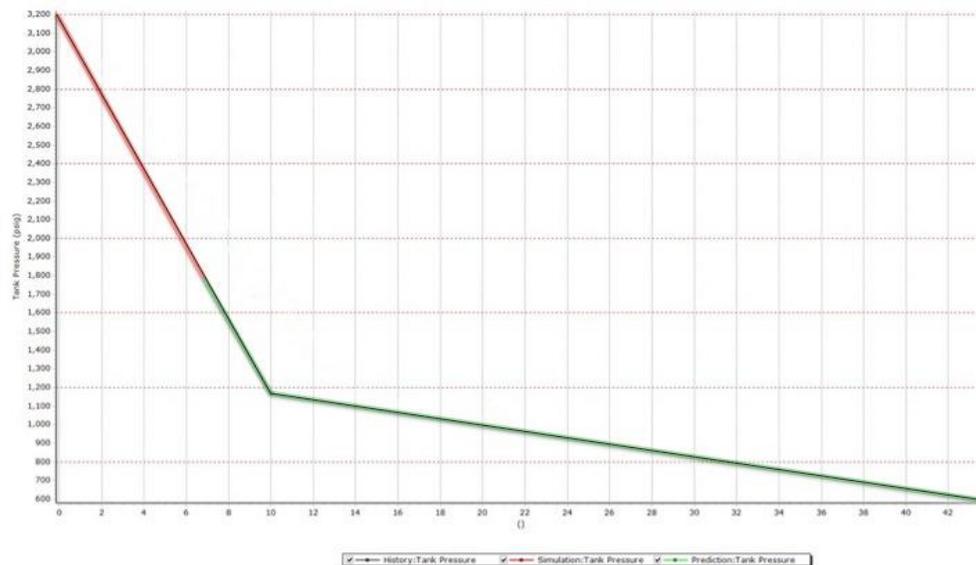


Figura 2.8 Factor de recobro de la arena Basal Tena del campo Palo Azul

## **2.8. Producción acumulada de los pozos que han producido de la arena Basal Tena**

Tal como está detallado en los historiales de producción de los pozos, la producción acumulada total de la arena Basal Tena corresponde a la suma de la producción acumulada de cada pozo productor de esa zona. Se obtuvo un valor de 1'590.794 BBLS.

## **2.9. Estimación del volumen de petróleo faltante de recuperar**

La cantidad de petróleo faltante de recuperar sería el valor de las reservas hasta que la presión de yacimiento sea el punto de burbuja que son 1.81 MMBLS menos la producción acumulada de los pozos productores de la arena Basal Tena que son 1.59 MMBLS. Se obtiene como resultado 210.000 BBLS por recuperar.

## **2.10. Estimación del volumen de petróleo recuperable de los pozos que producen de la Arena Basal Tena**

En vista de que el Well Pad Norte posee tres pozos produciendo de la arena Basal Tena: PLAN 053, PLAN 055 Y PLAN 057. Se procede a analizar las curvas de declinación de dichos pozos para realizar los forecast y cuantificar cuanto será la producción futura que podrán aportar hasta que alcance su tasa de abandono de 20 BPPD y en qué tiempo se alcanzará el mismo.

### **2.10.1. Forecast PLAN 053**

El pozo PLAN 053 es un pozo que anteriormente solo producía de la arena Hollín, actualmente comenzó a producir de la arena Basal Tena mientras se desarrollaba esta investigación. Debido a esto es un pozo productor nuevo de la arena Basal Tena por lo que no se tiene historial de producción suficiente para realizar un forecast valido, además se conoce que produce actualmente cerca 500 BPPD.

Se realiza la predicción de producción asumiendo que tiene una declinación de tipo exponencial con una tasa de declinación anual del 0.5.

Se tiene que el pozo producirá 182049 BBLs, desde agosto de 2018 hasta noviembre de 2021, es decir, en 3.25 años como se observa en la figura.

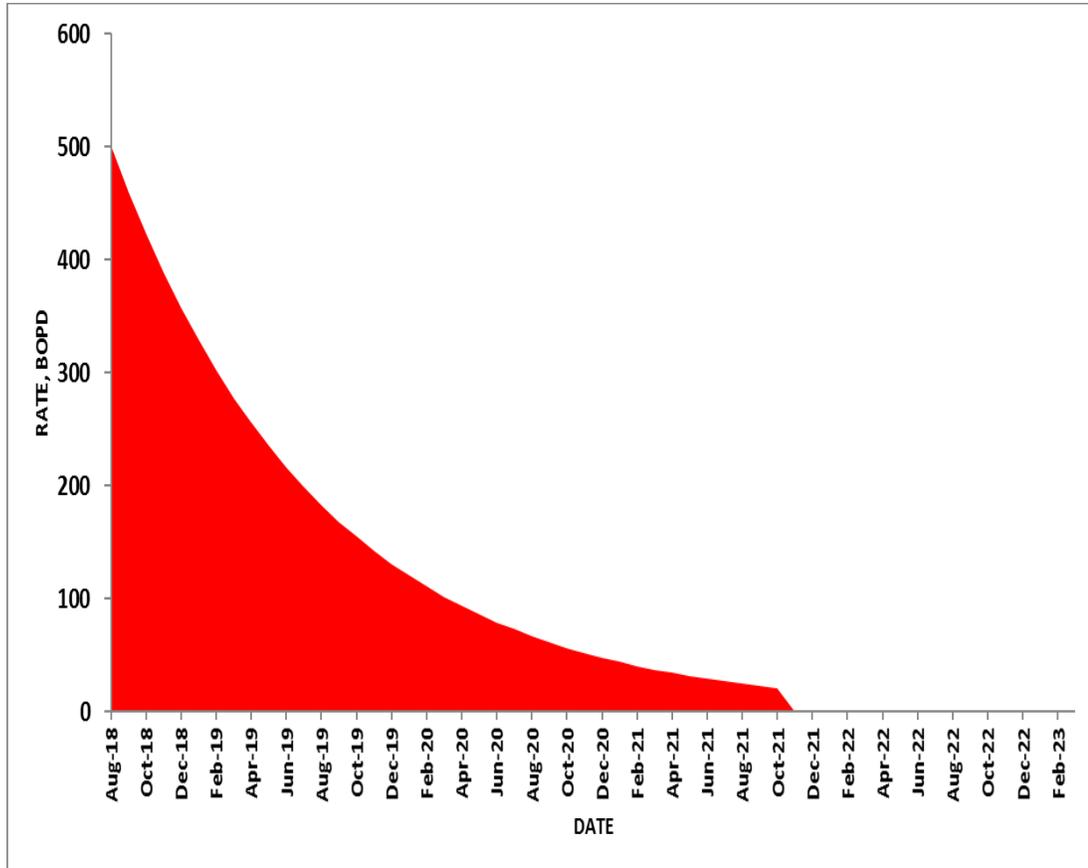
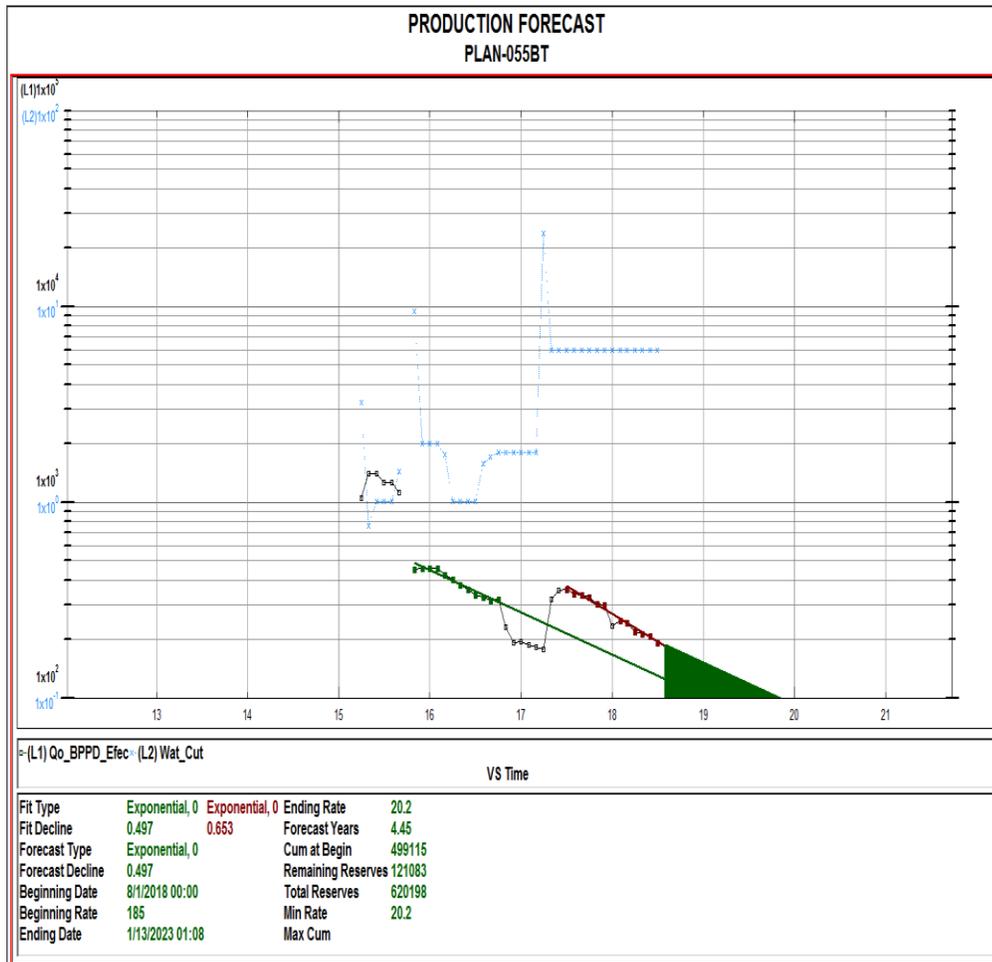


Figura 2.9 Forecast PLAN 053

### 2.10.2. Forecast PLAN 055

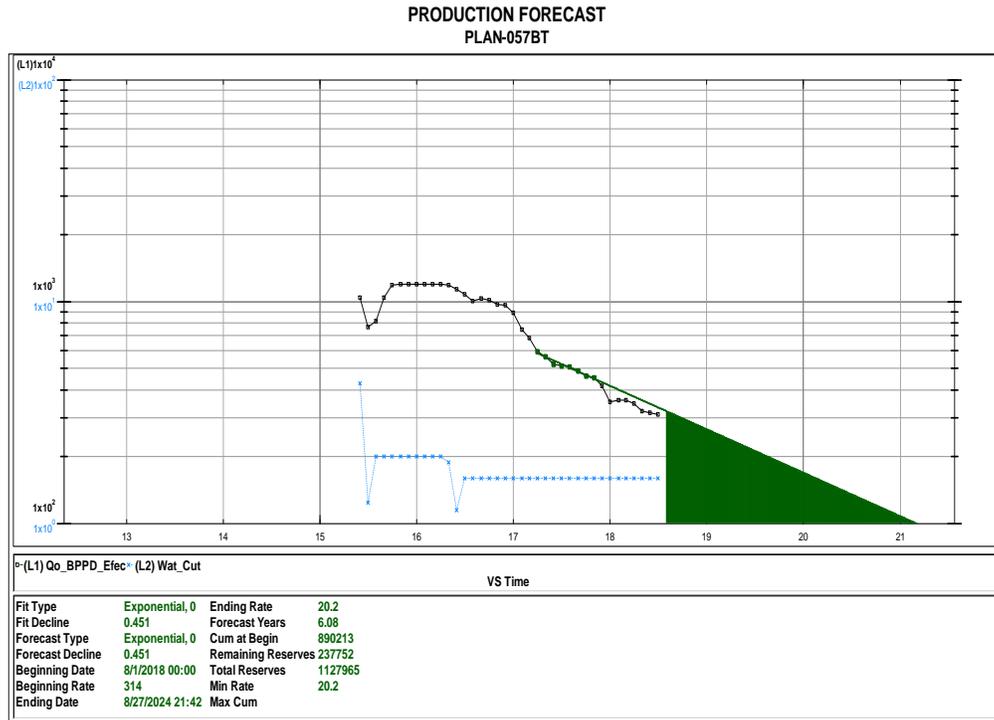
A partir del historial de producción del pozo PLAN 055, y asumiendo una declinación de tipo exponencial con una tasa de declinación anual cercana 0.5. Se obtiene que la producción futura que el pozo puede aportar hasta que alcance la tasa de abandono de 20 BPPD es de 121083 BBLs desde agosto 2018 hasta enero de 2023, es decir, en 4.45 años



**Figura 2.10 Forecast del pozo PLAN 055**

### 2.10.3. Forecast PLAN 057

Se procede a realizar la predicción del pozo PLAN 057 asumiendo también una declinación de producción exponencial con una tasa de declinación anual de 0.5 y que la tasa mínima de producción son 20 BPD, se obtiene que la cantidad de hidrocarburos que el pozo podrá aportar son 237752 BBLS desde agosto de 2018 hasta agosto de 2024, es decir, en 6 años.



**Figura 2.11. Forecast PLAN 057**

Una vez determinados los valores de las predicciones de producción de los dos pozos que se encuentran produciendo, PLAN 053, PLAN 055 Y PLAN 057, se realiza la suma de estos, en la cual se obtiene 550084 BLS, este valor determina cuánto es el total de producción que podrán producir hasta la tasa de abandono de 20 BPPD.

### **2.11. Identificación de las zonas de pago en la arena Basal Tena para los pozos del well pad Norte**

En esta sección se realiza el análisis de registros de los pozos presentes en el well pad Norte para determinar los espesores saturados de petróleo en la arena Basal Tena y ordenar según este criterio desde el que contiene más espesor saturado hasta menos espesor saturado. Se procederá a escoger el de mayor espesor y se realizarán los análisis para cañonear el pozo óptimo.

### 2.11.1. Pozo PLAN 029

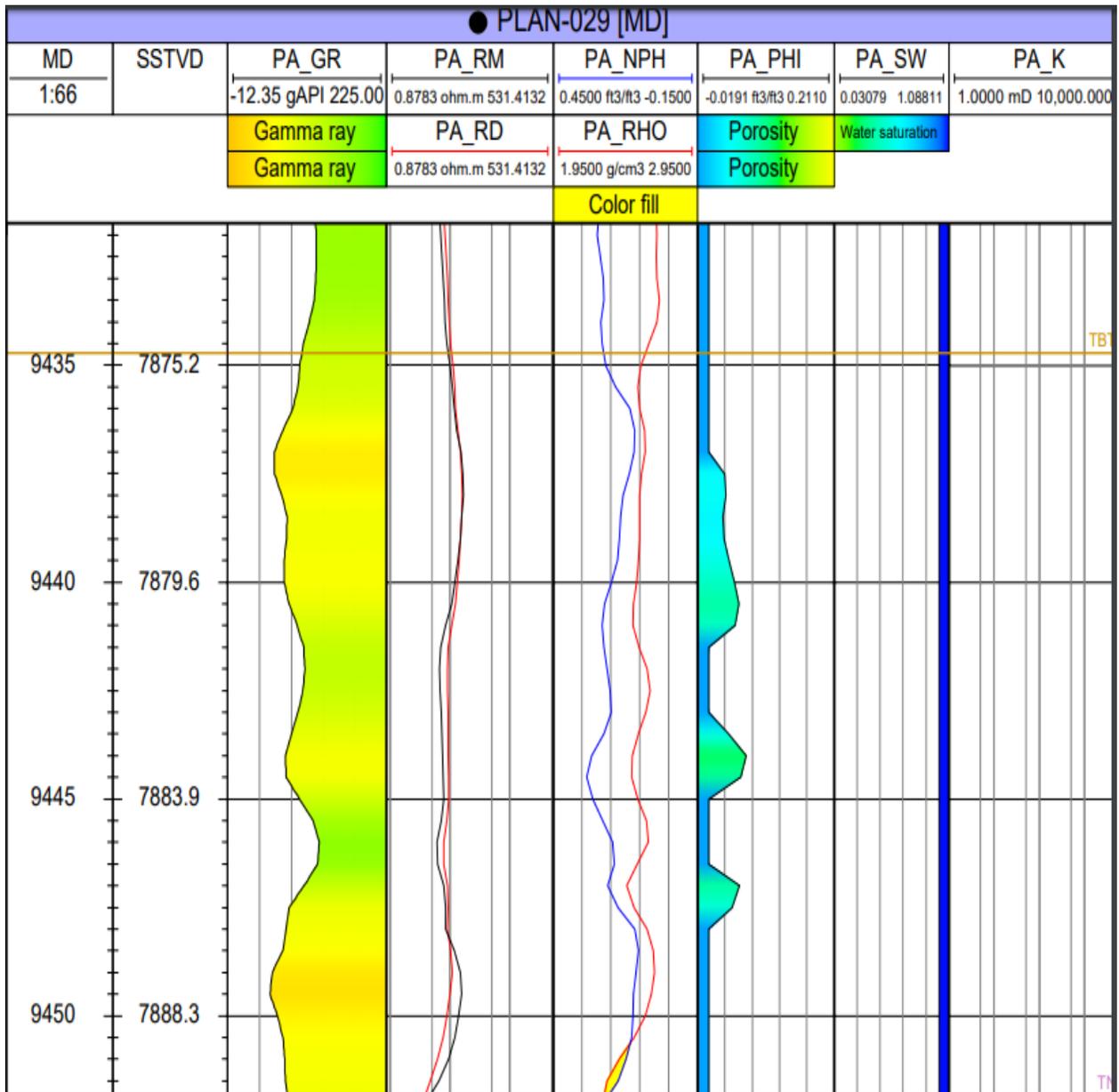


Figura 2.12 Registro pozo PLAN 29

En este registro se observa que el tope de la arena Basal Tena se encuentra a una profundidad de 9435 ft y la base está a 9452 ft, en donde se puede concluir que el espesor de la arena es de 17 ft. Según los registros, no existe una zona de pago de petróleo, por lo que este pozo es descartado de manera inmediata

## 2.11.2. Pozo PLAN 049

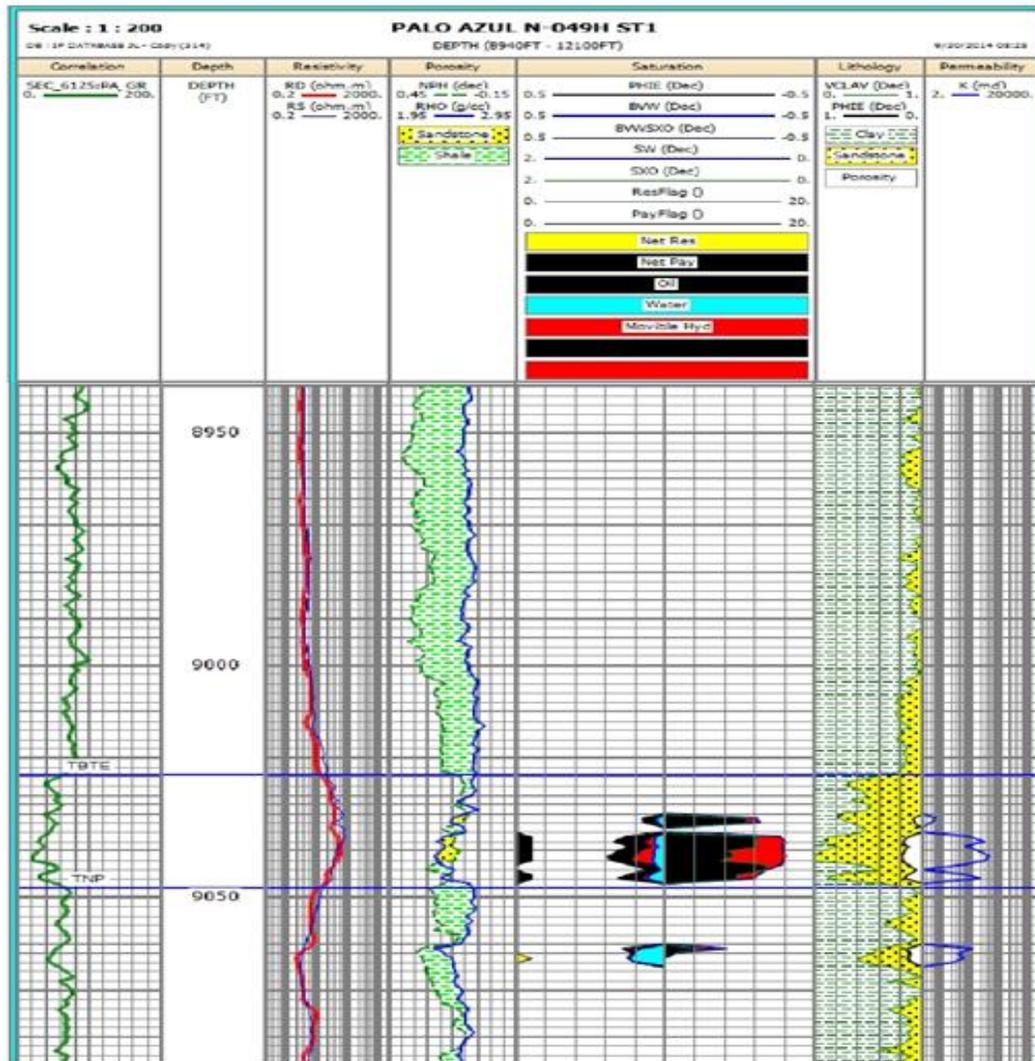


Figura 2.13 Registros pozo PLAN 049

En el registro se puede observar que el tope de la arena Basal Tena se encuentra a 9024 ft y la base de esta está a 9048 ft, lo que quiere decir la arena posee un espesor de 24ft. Se observa además que el tope del yacimiento 9036 ft y la base se encuentra 9043, es decir posee un espesor de 7 ft.

### 2.11.3. Pozo PLAN 050

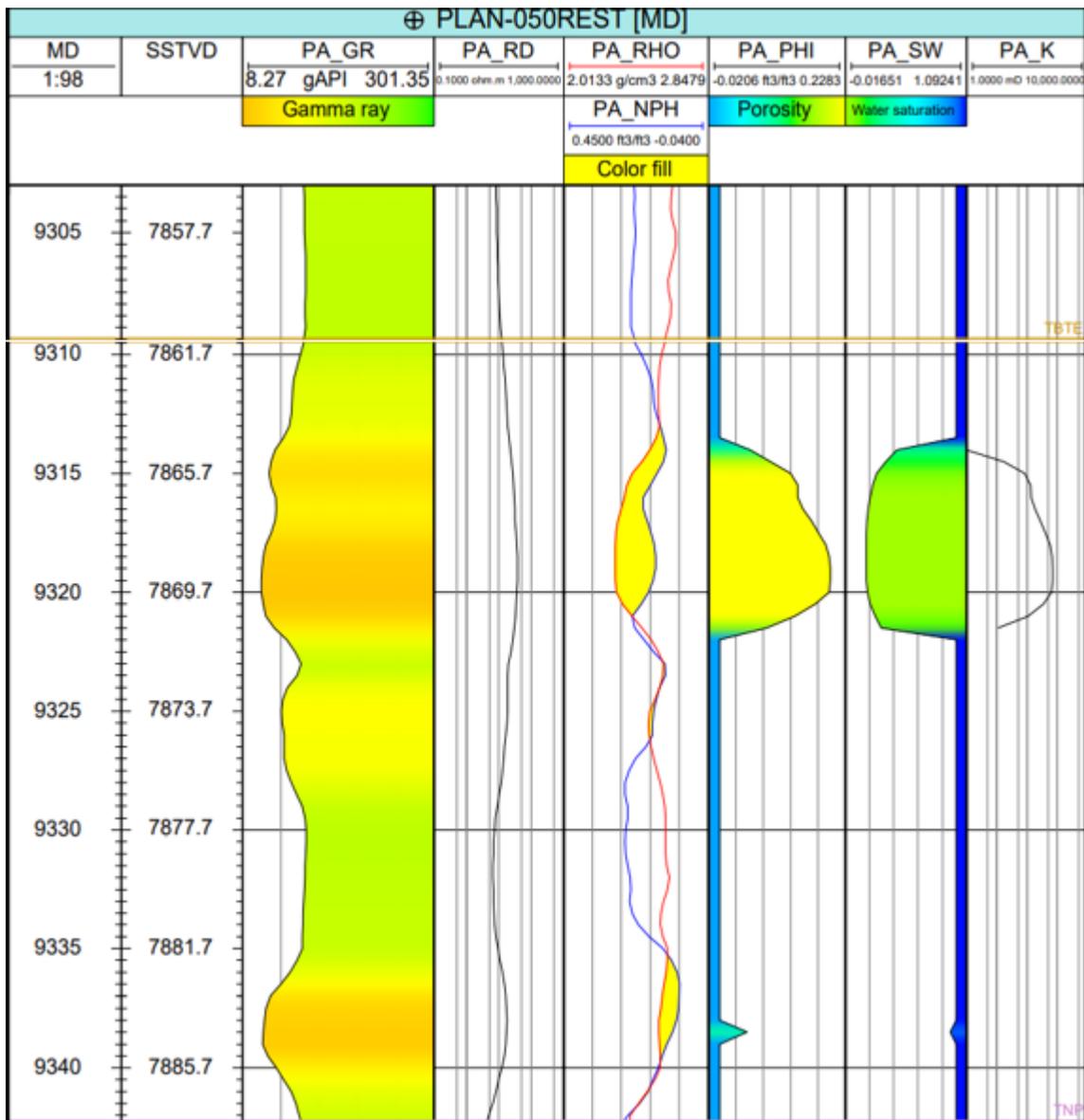


Figura 2.14 Registros pozo PLAN 050

En el registro se aprecia que el tope de la arena Basal Tena en este pozo se ubica a una profundidad de 9310 ft, mientras que la base está a 9342 ft, es decir, tiene un espesor de arena de 32ft. Se observa además que el tope del yacimiento 9314 ft y la base se encuentra 9322 ft, es decir posee un espesor de 8 ft

## 2.11.4. Pozo PLAN 051

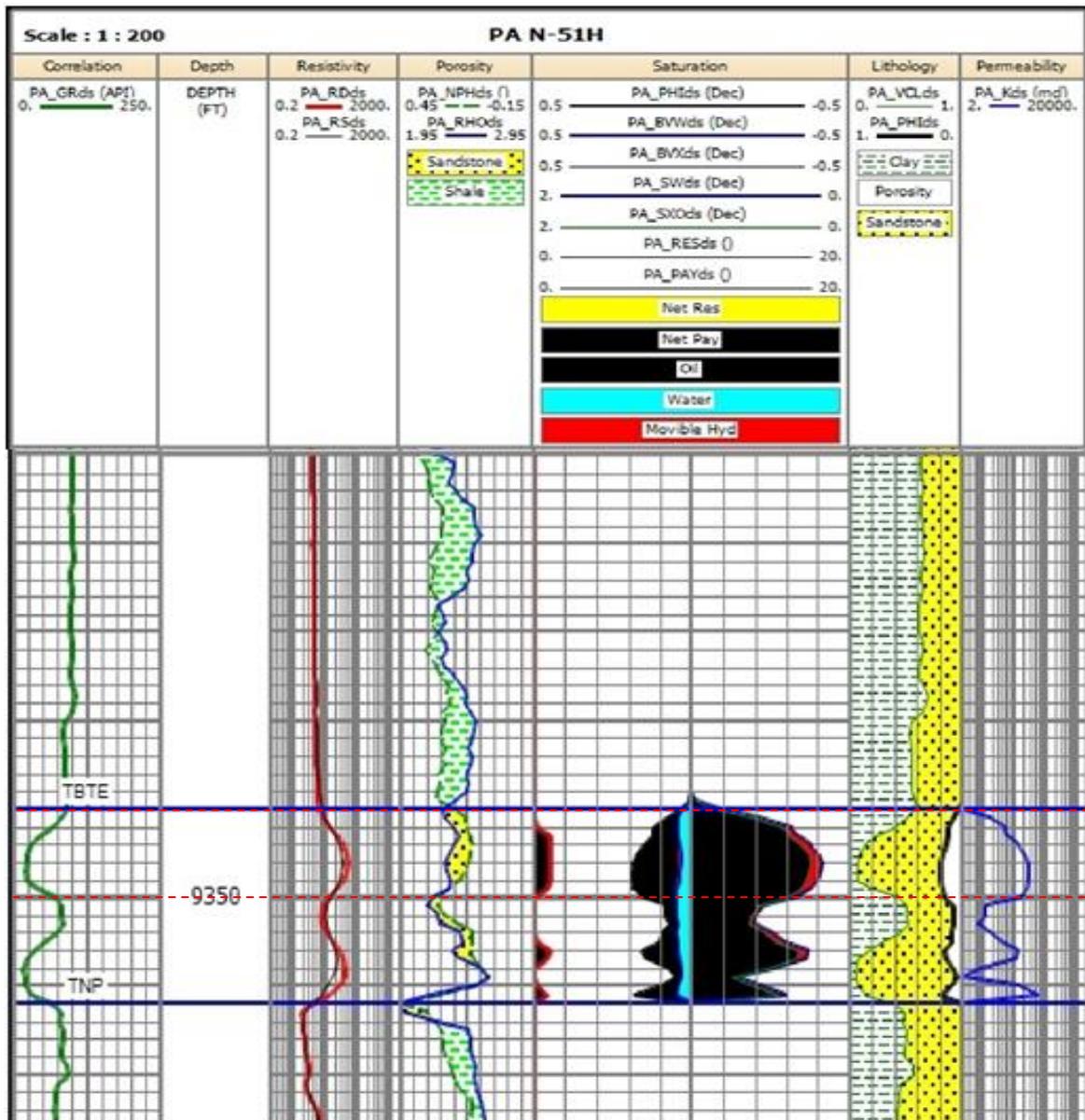


Figura 2.15 Registros Pozo PLAN 051

En el registro se puede observar que el tope de la arena Basal Tena se encuentra a 9340 ft y la base de la misma está a 9362 ft, lo que quiere decir la arena posee un espesor de 22ft. Se observa además que el tope del yacimiento 9340 ft y la base se encuentra 9350 ft, es decir posee un espesor de 10 ft.



## 2.11.6. Pozo PLAN 056

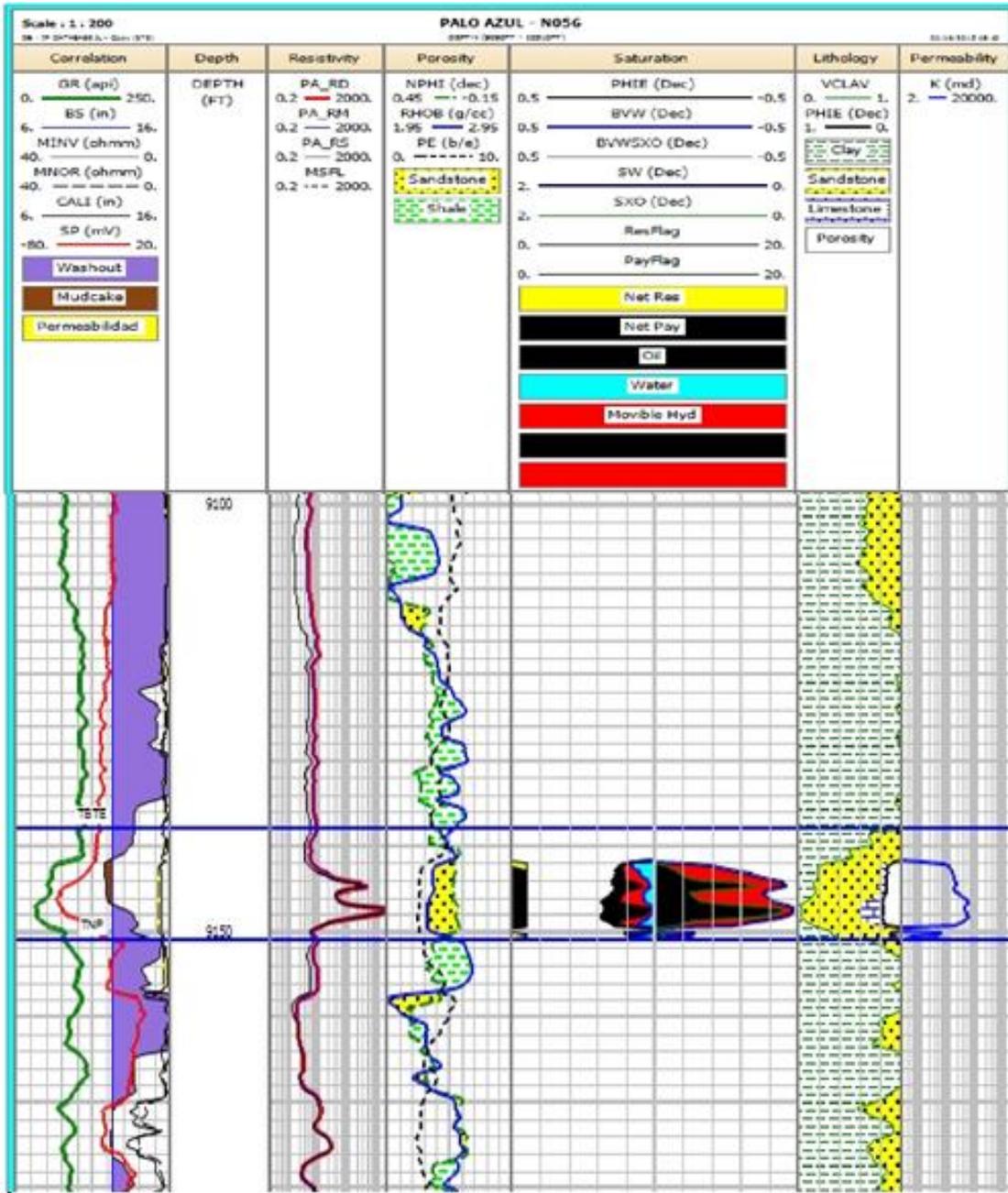


Figura 2.17 Registros pozo PLAN 056

Como se observa en el registro, el tope de la arena Basal Tena se encuentra a una profundidad de 9138ft y la base se encuentra a 9151 ft. Esto nos indica que el espesor de la arena es de aproximadamente 13 ft. Se puede observar también que el tope del yacimiento está a una profundidad de 9142 ft y la base se encuentra a 9150 ft. Esto nos indica que tiene un espesor saturado de 8 ft

## 2.11.7. Pozo PLAN 059

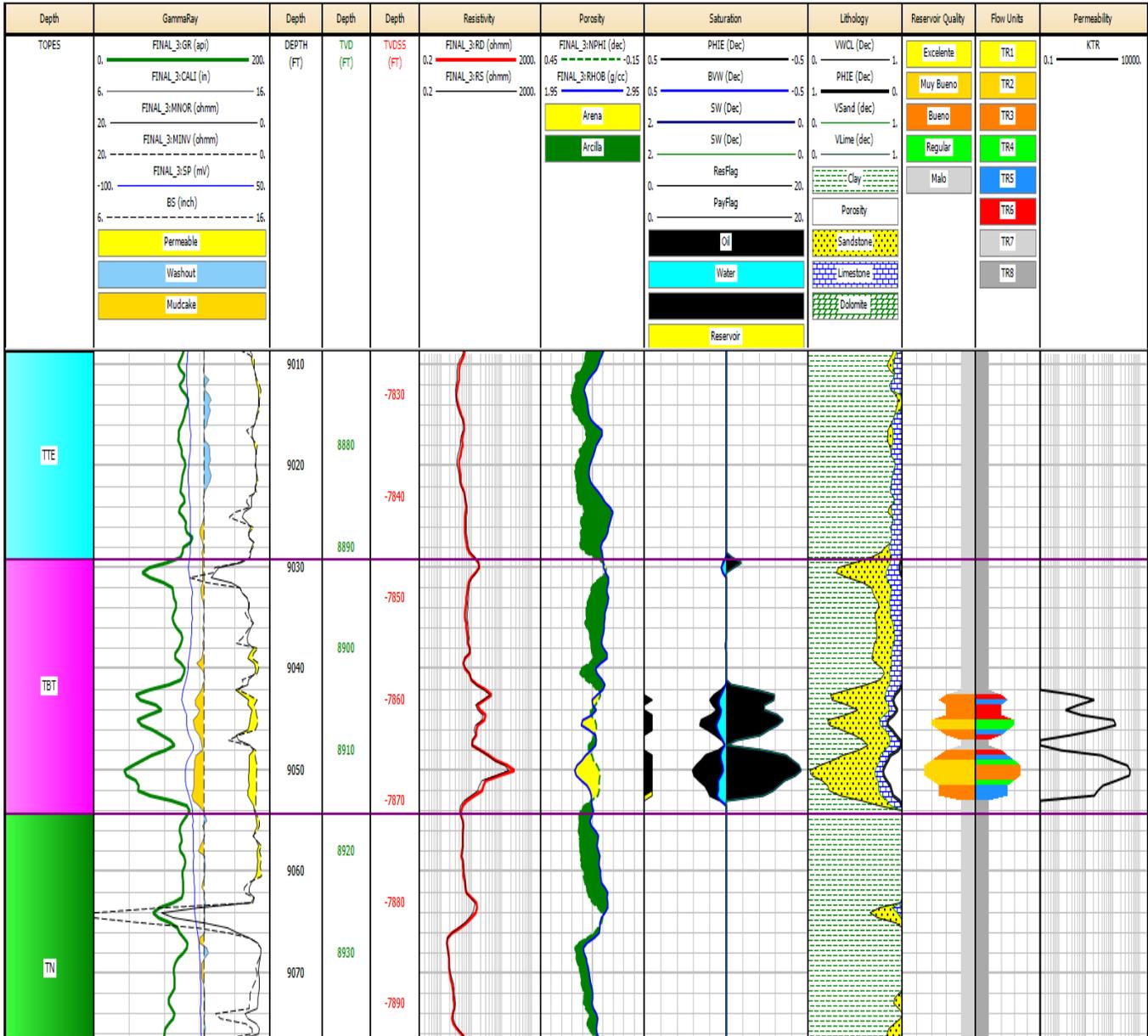


Figura 2.18 Registros pozo PLAN 059

En este registro, se puede observar que el tope de la arena Basal Tena se encuentra a una profundidad de 9029 ft, mientras que su base se encuentra a 9054 ft. Esto nos indica que la arena posee un espesor de 25 ft. De la misma forma se observa que el tope del yacimiento se encuentra a una profundidad de 9041 ft, mientras que la base se encuentra a 9053 ft, es decir, posee un espesor saturado de 12 ft

**2.12. Resumen de profundidades y espesores de los pozos del well pad Norte en la arena Basal Tena**

En la siguiente tabla se muestran a manera de resumen las profundidades y espesores de la arena Basal Tena, así como el espesor del reservorio y su profundidad.

Pozo	Tope Arenisca Basal Tena (pies)	Base arenisca Basal Tena (pies)	Espesor de la arena Basal Tena (pies)	Tope del reservorio (pies)	Base del reservorio (pies)	Espesor del reservorio (pies)
PLAN 029	9435	9452	17	-	-	-
PLAN 049	9024	9048	24	9036	9043	7
PLAN 050	9310	9342	32	9314	9322	8
PLAN 051	9340	9362	22	9340	9350	10
PLAN 052	9429	9440	11	9429	9439	10
PLAN 056	9138	9151	13	9142	9150	8
PLAN 059	9029	9054	25	9041	9053	12

**Tabla 2.5 Topes y bases de arenas y reservorios de pozos**

# **CAPÍTULO 3**



### 3.2. Selección del pozo óptimo

En base a nuestro criterio de selección se llega a la conclusión de que el pozo óptimo para recuperar de manera más rápida las reservas existentes en la arena Basal Tena es el pozo PLAN 051, al cual realizaremos una simulación de la producción diaria que se obtendría al poner a producir de dicha zona.

### 3.3. Cálculo del índice de productividad del pozo PLAN 051

Con la ayuda del programa PROSPER se simula la curva IPR de la arena Basal Tena, ingresando los datos de reservorio y geomecánicos del pozo PLAN 051 detallados a continuación:

Reservoir Data		
Reservoir Pressure	1200	psig
Reservoir Temperature	213	deg F
Water Cut	10	percent
Total GOR	230	scf/STB
Compaction Permeability Model	No	
Relative Permeability	No	

Figura 3.2 Datos de reservorio

Darcy Reservoir Model		
Reservoir Permeability	70	md
Reservoir Thickness	10	feet
Drainage Area	40	acres
Dietz Shape Factor	30.31	Calculate Dietz
Wellbore Radius	5.125	

Figura 3.3 Datos geo mecánicos

Los resultados que el programa arroja se observan en la siguiente figura

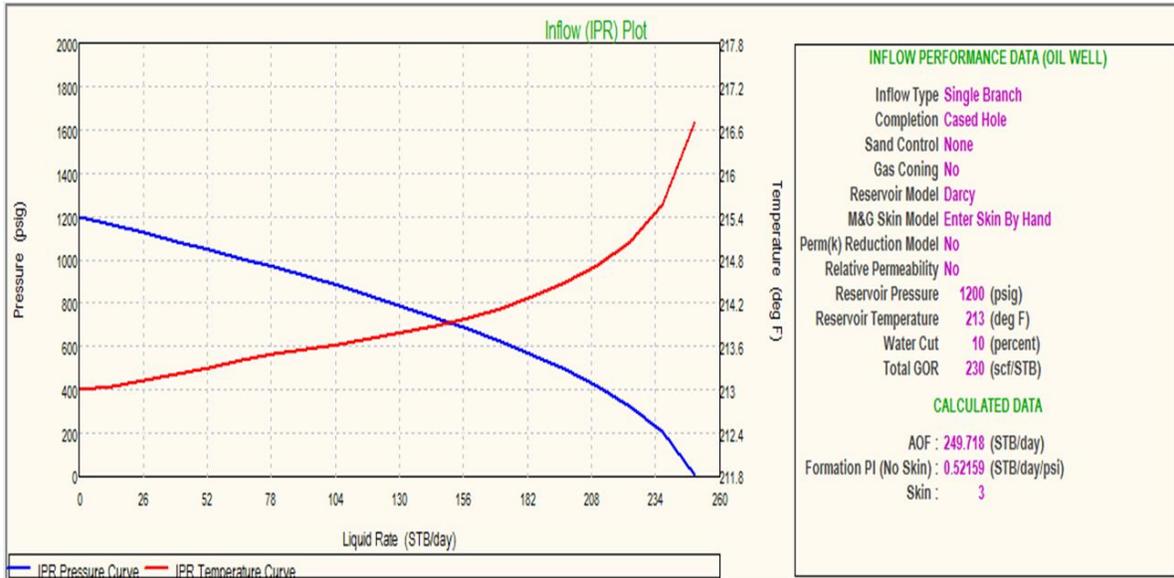


Figura 3.4 Curva IPR de presión y temperatura

Se obtuvo una presión de fondo fluente de 600 psi y un corte de agua del 10% producirá 175 BFPD, lo que quiere decir que se tendrá una producción de petróleo diaria de 158 BBLS

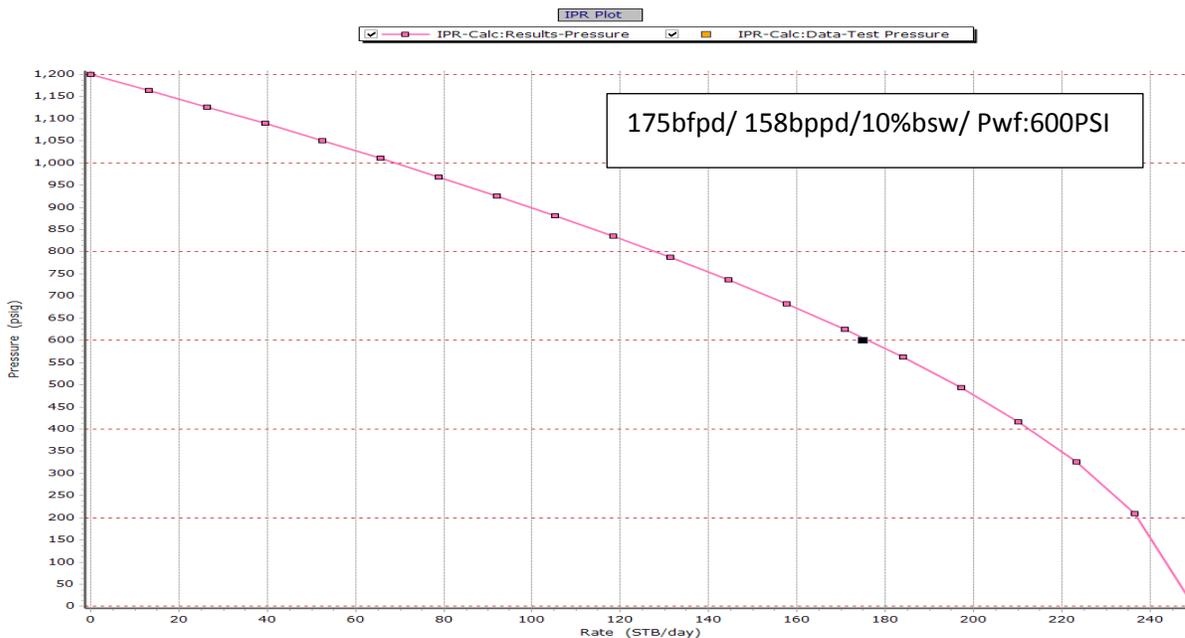


Figura 3.2 Gráfico IPR pozo PLAN 051

### 3.4. Simulación de la producción del pozo PLAN 051

Se realiza la simulación de la producción del pozo PLAN 051, asumiendo que el pozo produciría 158 BPPD con una declinación exponencial a una tasa de declinación anual de 0.5. Se obtuvo que el pozo aportará 77617 con BBLS hasta que alcance su tasa de abandono que es 20 BBPPD en octubre de 2021

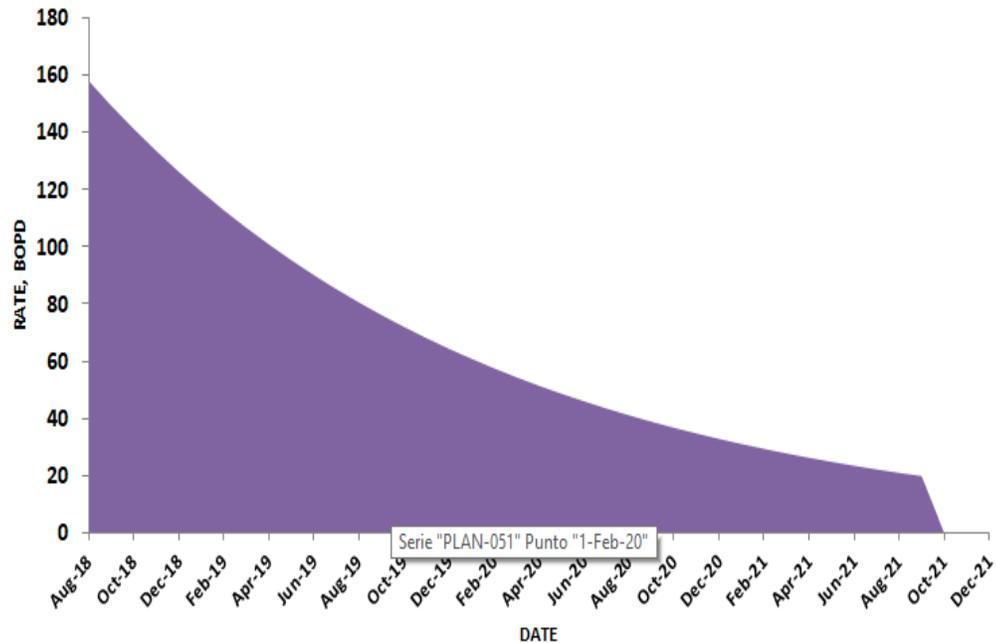


Figura 3.3 Simulación de producción pozo PLAN 051

### 3.5. Determinación del intervalo de cañoneo del pozo PLAN 051

Se puede observar en el registro que el tope del yacimiento se encuentra a 9340 ft y la base está a 9350 ft, es decir posee un espesor de 10 ft. Se propone disparar cañones a dichas profundidades.

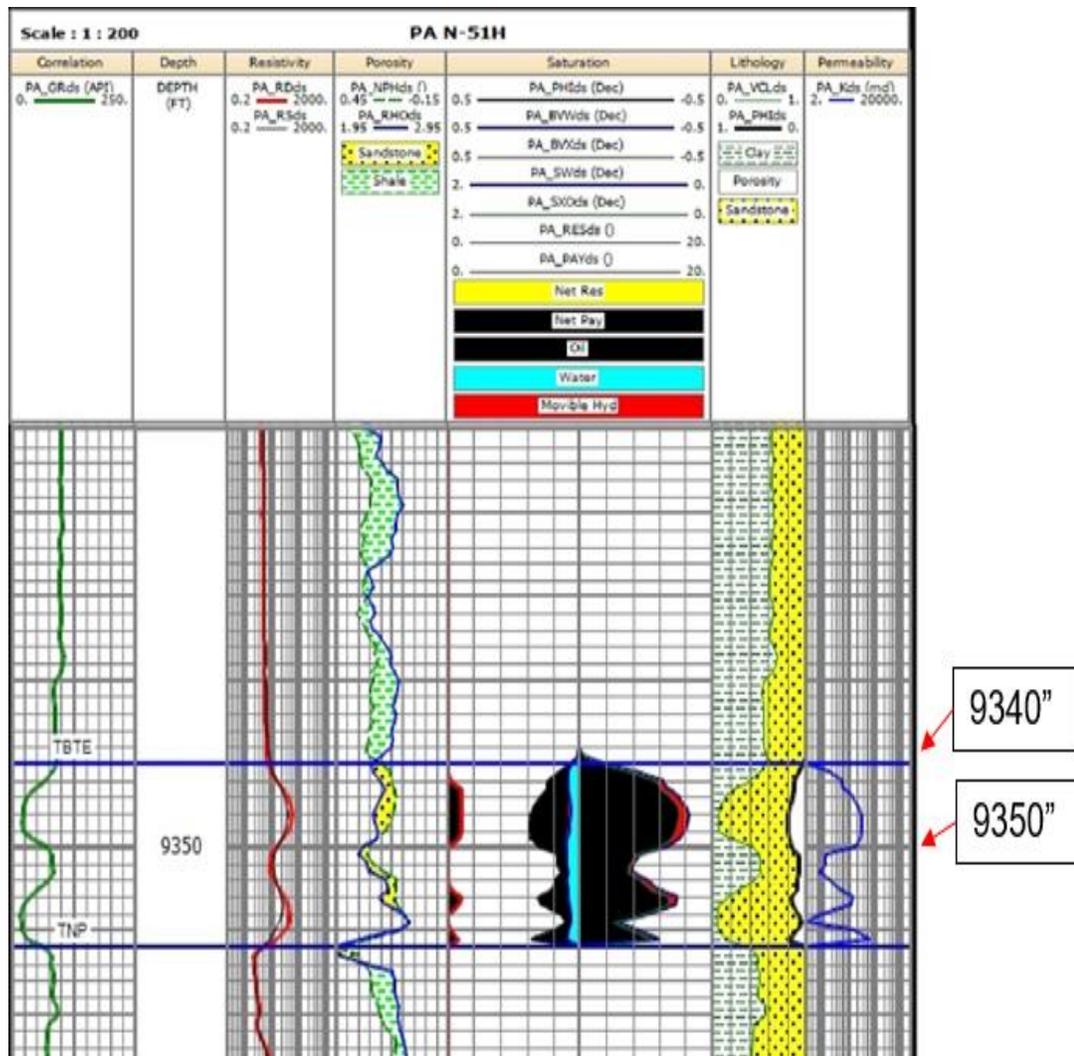


Figura 3.4 Registros pozo PLAN 051

### 3.6. Tiempo en el que se recuperarán las reservas de la arena Basal Tena

Con el implemento del pozo PLAN 051, se realizó la simulación de la producción de los pozos de la arena Basal Tena para estimar la fecha a la cual las reservas recuperables faltantes hasta que la presión del yacimiento alcance el punto de burbuja serán recuperadas, obteniendo como resultado

que a finales del mes de marzo de 2019 estarán drenados en su totalidad los 210 MBBLs faltantes de producir.

		Dec. Anual	Dec. Mensual	Total
PLAN-055		0,5	0,056125687	215792,31
PLAN-057		0,45	0,048599101	
PLAN-053		0,65	0,083767547	
PLAN-053		0,5	0,056125687	POZO PROPUESTO
<b>CUM MbLS</b>	30538,35	60972,64	92429,74	31851,58
	<b>PLAN-055</b>	<b>PLAN-057</b>	<b>PLAN-053R1</b>	<b>PLAN-051</b>
1-Aug-18	165	295,2	500	158
1-Sep-18	156	281	460	149
1-Oct-18	139	268	423	141
1-Nov-18	128	255	389	134
1-Dec-18	118	243	358	126
1-Jan-19	108	232	329	119
1-Feb-19	100	221	302	113
1-Mar-19	92	210	278	107

Tabla 3.1 Estimación de reservas a recuperar incluyendo pozo PLAN 051

La figura a continuación muestra la declinación exponencial de cada uno de los pozos productores de la arena Basal Tena, el área bajo la curva representa el volumen de petróleo producido, la misma que es 215.7 MBBLs hasta fines de marzo de 2019 como ya se indicó anteriormente.

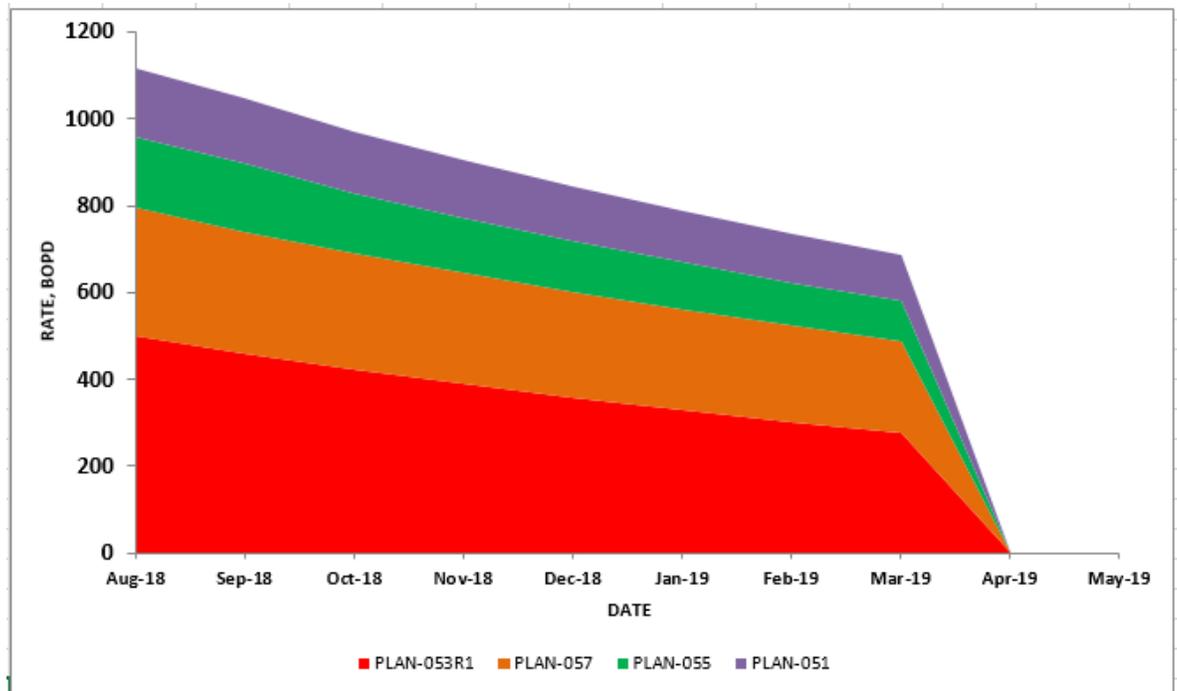


Figura 3.5 Declinación de Pozos incluyendo pozo PLAN 051

### 3.7. Tiempo en que el que se recuperan las reservas sin la implementación del pozo PLAN-051

Con la finalidad de analizar la viabilidad de cañonear un pozo adicional para que produzca de la arena Basal Tena se realiza la simulación de la producción solo de los pozos hasta ahora existentes y analizaremos en qué fecha los 220 MBBLs son recuperados.

Realizada la simulación de la producción se obtiene que los tres pozos existentes producirán en su totalidad las reservas faltantes hasta finales del mes de mayo de 2019

	Dec. Anual	Dec. Mensual	Total
PLAN-055	0,5	0,056125687	215676,58
PLAN-057	0,45	0,048599101	
PLAN-053	0,65	0,083767547	
<b>CUM MbLS</b>	35452,63	72857,18	107366,77
	<b>PLAN-055</b>	<b>PLAN-057</b>	<b>PLAN-053R1</b>
1-Aug-18	165	295,2	500
1-Sep-18	156	281	460
1-Oct-18	139	268	423
1-Nov-18	128	255	389
1-Dec-18	118	243	358
1-Jan-19	108	232	329
1-Feb-19	100	221	302
1-Mar-19	92	210	278
1-Apr-19	84	200	256
1-May-19	77	191	235

Tabla 3.2 Estimación de reservas a recuperar sin el pozo PLAN 051

La gráfica a continuación muestra la declinación exponencial de tres pozos productores de la arena Basal Tena, el área bajo la curva representa la producción acumulada simulada, la cual es 215.6 MBBLS.

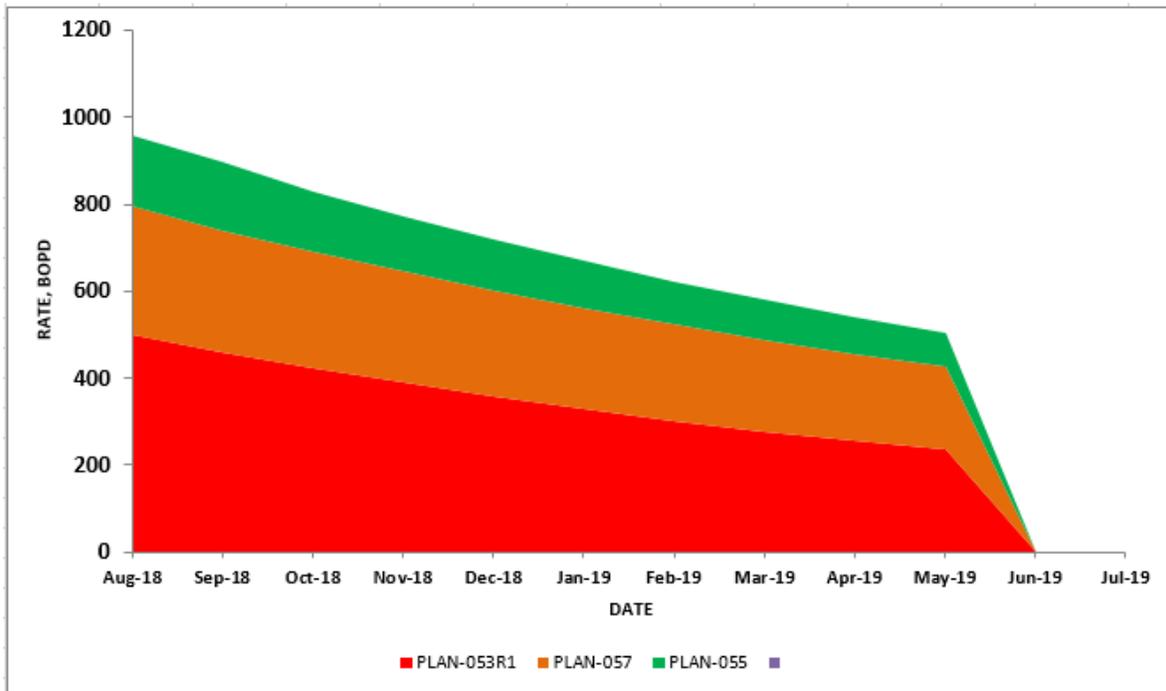


Figura 3.6 Declinación de pozos sin incluir pozo PLAN 051

# **CAPÍTULO 4**

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1. Conclusiones

- Las reservas recuperables se consideran hasta que la presión de yacimiento sea igual al punto de burbuja, ya que es el punto en el cual se comienza a desprender gas. El exceso de gas producido genera patrones de flujo que ocasiona problemas operacionales en fondo y superficie.
- Según las simulaciones realizadas en este proyecto, la recuperación de las reservas que se planteó extraer se puede realizar en ambos escenarios.
  - El primer escenario es con la realización de disparos en algún pozo que no se encuentre produciendo de la arena basal tena y que tenga características óptimas para poder llevar acabo esta actividad. El pozo escogido, el PLAN 051, aporta la cantidad suficiente para recuperar las reservas, en conjunto con los pozos que ya se encuentran produciendo la arena Basal Tena, en un tiempo de 7 meses.
  - Por otra parte, también es posible recuperar las reservas con los 3 pozos que ya están produciendo la arena Basal Tena, especialmente por el reciente cañoneo que se realizó en el pozo PLAN 053, lo cual permitió que la arena Basal Tena pueda ser producida de una forma

muy eficiente, a tal punto que se llegó a establecer una producción diaria de 500 BPPD. De esta forma, la recuperación de las reservas se puede llevar a cabo en un periodo de 9 meses

- Debido a que el tiempo para recuperar las reservas es muy similar en ambos casos, omitir las operaciones de cañoneo en cualquier pozo sería ideal, a no ser que se desee realizar algún método de recuperación secundaria.

#### **4.2. Recomendaciones**

- Realizar un estudio de waterflooding para la arena Basal Tena, con la finalidad de evitar que el yacimiento alcance la presión de burbuja y se pueda recuperar más cantidad de hidrocarburos con la inyección de agua sin tener presencia de gas, ya que el gas acarrea una serie de problemas operacionales.

### 4.3. Bibliografía

Beggs, D. H. (1994). *Production optimization using nodal analysis*. Norwich: Bertram Books.

Castro, J., & Gómez, G. (2016). *Cálculo del petróleo original en sitio y evaluación de reservas para el área de estudio Maracuy ubicado en la cuenca Valle Medio del Magdalena*. Bogotá: Fundación Universidad de América.

Da Silva, Á. (2008). Mecanismos de Producción. *Ingeniería de Yacimientos II*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Da Silva, Á. (2009). Ecuación de balance de materiales e índices de producción para yacimientos de petróleo. *Fundamentos de Yacimientos*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Da Silva, Á. (28 de enero de 2017). *¿Qué son las reservas de hidrocarburos?* Obtenido de La comunidad petrolera: [www.lacomunidadpetrolera.com/2017/01/reservas-hidrocarburos.html](http://www.lacomunidadpetrolera.com/2017/01/reservas-hidrocarburos.html)

Díaz, J., & Sánchez, C. (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción*. Guayaquil: Espol.

Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

Lagos, J. (6 de Noviembre de 2011). *Formaciones geológicas y sus características*. Obtenido de u-cursos: [www.u-cursos.com/ingenieria/2011/GL5201/1/material\\_docente/bajar?id\\_material=384781](http://www.u-cursos.com/ingenieria/2011/GL5201/1/material_docente/bajar?id_material=384781)

Miranda, F. (2015). Registro de Porosidad . *Perfilaje* (pág. 40). Guayaquil: Espol.

Miranda, F. (2015). Registros de radiación gamma natural. *Perfilaje* (pág. 23). Guayaquil: Espol.

- Nava, L. (2008). Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. *Laboratorio de Ingeniería en Yacimientos* (pág. 60). Maracaibo: Universidad de Zulia.
- Petex. (2005). *MBAL Reservoir Engineering Tool*. Edinburhg: Spectrum House.
- Petroamazonas EP. (2016). *Activo Palo Azul*. Quito.
- Petroamazonas EP. (2018). *Reporte Diario Bloque 18*. Operaciones, Palo Azul.
- Petroamazonas EP. (2018). *Resumen de Pozos*. Palo Azul.
- Rojas, C. (Julio de 23 de 2011). *Propiedades Petrofísicas* . Obtenido de Biblioteca digital UNAL: [bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugostorojassuarez.2011.pfd](http://bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugostorojassuarez.2011.pfd)
- Schlumberger. (15 de Julio de 2014). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Schlumberger: [www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir\\_pressure.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx)
- Velázquez, C. (2017). *Métodos estocásticos y determinísticos aplicados al cálculo de reservas y volumen original de hidrocarburos Caso práctico campo Tizón Bloque II*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional.