

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Actualización de volúmenes a ser recuperados del campo ESPOL mediante
DCA, balance de materia, y método volumétrico

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Wilson Xavier Morales Centeno

Washington Tarquino Salcedo Duque

GUAYAQUIL - ECUADOR

I Término – 2019

DEDICATORIA

A mis padres, Wilson y Carolina, por ser mi guía y mi inspiración, por estar dispuestos a ir al fin del mundo con tal de que yo esté feliz y seguro.

A mis hermanos, Denisse y Paul, por estar ahí para mí, en las buenas, en las malas, y en las peores, por ayudarme sin necesidad de pedirlo, por alegrarme cuando estaba triste, por ser el pilar de mi vida.

A mis abuelos, Bella y Ricardo, quienes con sus consejos y palabras de aliento me motivaron para perseguir mis sueños.

A mis hermanos petroleros Wacho, Kevin, Aaron, José, y Byron, con quienes pasé los mejores años de mi vida, jamás faltaron las risas, incluso durante los proyectos.

A mis amigos de siempre Alondra, Sonia, y Leicer, porque no importa la distancia ni las ocupaciones, con un mensaje nuestra familia se reúne y pasamos de lo mejor.

¡A todos, por haber confiado en mí siempre, va por ustedes!

Wilson Xavier Morales Centeno

«Lo que sea que hagas en tu vida no será legendario a menos que tus seres queridos estén ahí para verlo»

DEDICATORIA

A mis padres Judith Duque y Washington Salcedo, quienes me apoyaron incondicionalmente en todo e hicieron lo imposible para que yo esté aquí.

A mis abuelos, Rufina Torres, Guillermo Duque, Dina Espín y Washington Salcedo, que con su infinito amor y sabiduría siempre estaban dispuestos a ayudarme, y aunque no los tenga a todos junto a mí sé con certeza que no los he decepcionado.

A mi hermana, y tíos que a pesar de los problemas siempre me ayudaron en lo que más podían

A Dayana, Joel, María, Paul y Kevin que con cada palabra me daban aliento para siempre superarme y me demostraron que el tiempo y distancia no es un impedimento.

A mis queridos amigos con los que tuve la suerte de coincidir Wilson, Kevin, Aarón, Byron y José, personas increíbles dejan recuerdos increíbles.

Washington Tarquino Salcedo Duque.

AGRADECIMIENTOS

A nuestra querida alma máter, la Escuela Superior Politécnica del Litoral, y a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, por habernos acogido, inculcado valores y habernos guiado a lo largo de nuestra vida universitaria, llenándonos de vivencias y situaciones que recordaremos con mucho cariño por el resto de nuestra vida.

A nuestros profesores en especial a el Msc. Danilo Arcentales y Msc. Fernando Sagnay, quienes nos acompañaron en nuestra carrera y nos compartieron de sus conocimientos y experticia para que seamos grandes profesionales capaces de asumir retos y superar todo a pesar de la adversidad.

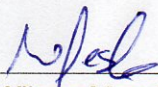
A nuestra tutora, la Ingeniera Karen Loor, por estar pendiente en cada paso de la realización del presente trabajo, dándonos siempre su apoyo incondicional, palabras de aliento, optimismo y su valioso tiempo a pesar de todas sus ocupaciones.

Wilson Xavier Morales Centeno

Washington Tarquino Salcedo Duque

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Wilson Xavier Morales Centeno* y *Washington Tarquino Salcedo Duque* damos nuestro consentimiento para que la ESPOI 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"

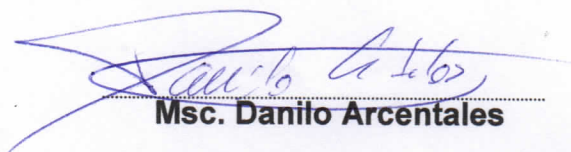


Wilson Morales




Washington Salcedo

EVALUADORES



Msc. Danilo Arcentales

PROFESOR DE LA MATERIA



Ing. Karen Loor

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La estimación de reservas es la parte fundamental dentro de un proyecto de hidrocarburos dado que marca la rentabilidad y sostenibilidad a futuro del mismo. Con el pasar del tiempo las estimaciones realizadas inicialmente pueden verse alteradas, necesitando un nuevo proceso para conocer aproximadamente cuanto petróleo existe en subsuelo.

El presente proyecto plantea la actualización de reservas mediante el uso de curvas de declinación en función del factor de recobro hallado, a partir de la cantidad de petróleo original en sitio calculado mediante el método volumétrico y el método de balance de materia. Pudiendo así obtener una estimación certera del volumen de petróleo existente en los reservorios y su cantidad recuperable.

Para realizar la estimación se siguió una metodología estructurada, comenzando con la recolección de datos acerca del campo, resaltando las propiedades roca-fluido de cada reservorio, así como la cantidad de pozos productores. Se calculó la cantidad de petróleo original en sitio siguiendo dos métodos, se realizó un análisis de curvas de declinación de la producción, se identificó el tipo de empuje junto con su factor de recobro, y mediante ecuaciones de Arps se obtuvo el volumen de reservas disponibles.

Como resultados se obtuvieron la cantidad de barriles de petróleo para cada reservorio del campo, así como sus respectivos tipos de empuje y factores de recobro. Finalmente se identificó el volumen extraíble de hidrocarburos en subsuelo.

Se concluyó que el método volumétrico y balance de materia difieren en menos del 5%, y el campo siguiendo la misma tendencia, podrá seguir produciendo durante 40 años más.

Palabras Clave: Reservas de petróleo, método volumétrico, curvas de Arps, balance de materia, factor de recobro.

ABSTRACT

The estimation of reserves is a fundamental part of a hydrocarbon project since it marks the future profitability and sustainability of it. As time goes by, the initial estimates may be altered, needing a new process to know, approximately, how much petroleum exists in place.

This project proposes an update of petroleum reserves through the declination curves analysis and the recovery factor, based on the amount of original oil in place calculated using the volumetric and material balance method.

Aiming to make a correct estimation, a structured methodology was followed, beginning with field data collection, highlighting rock-fluid properties for each reservoir, as well as the amount of producing wells. An analysis of production declination curves was performed, calculation of original oil on site following two methods, drive type was identified along with its recovery factor, and through correlations, the petroleum reserves volume available was obtained.

As a result, the amount of petroleum for each reservoir was obtained, as well as their respective drives types and recovery factors. We can conclude that the volumetric method and material balance differ by less than 5%, and the field may keep producing for almost 40 years.

Keywords: *Petroleum reserves, volumetric method, Arps curves, material balance, recovery factor.*

Índice

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
Índice de ilustraciones	VI
Índice de tablas	VIII
Simbología.....	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del problema.....	2
1.2 Justificación	2
1.3 Hipótesis	3
1.4 Propuesta	3
1.5 Objetivos.....	3
1.5.1. Objetivo general	3
1.5.2. Objetivos específicos	3
1.6 Antecedentes	4
1.7 Marco teórico.....	4
1.7.1. Reservas de petróleo.....	4
1.7.1.1. Clasificación de las reservas	4
1.7.1.2. Métodos de cálculo de reservas	7
1.7.2. Factor de recobro.....	9
1.7.2.1 Factor de recobro máximo.....	9
1.7.3 Tipos de empuje.....	10
1.7.3.2 Expansión por capa de gas	10
1.7.3.3 Empuje hidrostático.....	10
1.7.3.4 Gas en solución	10
1.7.2. Propiedades de la roca.....	10
1.7.2.1. Permeabilidad.....	10
1.7.2.2. Porosidad	13
1.7.2.3. Saturación	13
1.7.3. Caracterización del yacimiento.....	14
1.7.3.1. Fluido incompresible	14
1.7.3.2. Fluido ligeramente compresible	15

1.7.3.3. Fluido compresible	15
1.7.4. Ecuación de balance de materia	15
1.7.4.1 Ecuación de balance de materia según el tipo de empuje.....	19
1.7.4.2 Empuje por gas en solución (DDI)	19
1.7.5 Linealización de la ecuación de balance de materia	21
1.8 Análisis de curvas de declinación de Arps	26
1.8.1 Reseña histórica	27
1.8.2 Puntos clave para el análisis de declinación.....	28
1.8.3 Regla dorada del análisis de curvas de declinación.....	28
1.8.4 Teoría de declinación	28
1.8.5 Comportamiento.....	29
1.8.5.1 Exponencial.....	29
1.8.5.2 Hiperbólica.....	30
1.8.5.3 Armónica.....	32
1.8.5.4 Diferencia entre declinación nominal y efectiva	33
1.8.5.5 Consideraciones	35
1.8 Curvas de declinación para estimación de reservas	36
1.9 Descripción de los softwares implementados	36
1.9.1 MBAL.....	36
1.9.2 Microsoft Excel	36
2 METODOLOGÍA	37
2.1 Recolección de datos de campo	38
2.1.1 Ubicación geográfica del campo ESPOL.....	39
2.1.2 Revisión estructural del campo ESPOL	39
2.1.3 Descripción estratigráfica y litológica del campo ESPOL.....	40
2.2 Tabulación de propiedades de roca-fluido del campo ESPOL	41
2.3 Tabulación de pozos que conforman el campo ESPOL por reservorio	43
2.4 Cálculo de petróleo original en sitio	43
2.4.1 Método volumétrico.....	44
2.4.2 Balance de materia	44
2.5 Conocer los historiales de presión por reservorio del campo ESPOL	48
2.6 Identificación del mecanismo de empuje.....	48
2.7 Determinación del factor de recobro máximo de cada reservorio del campo	49

2.8	Estimación de reservas	50
2.8.1	Definición del tipo de declinación por reservorio	50
2.8.2	Análisis y proyección de producción por pozo	50
2.8.3	Cálculo del factor de recobro final del campo ESPOL	51
2.8.4	Cálculo de reservas remanentes	51
3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	52
3.1	Cálculo de petróleo original en sitio	52
3.1.1	Determinación del POES mediante método Volumétrico	52
3.1.2	Balance de materia (MBAL)	53
3.2	Mecanismo de empuje	57
3.3	Factor de recobro	59
3.4	Histórico de producción	60
3.5	Determinación de tipo de declinación	63
3.6	Estimación de reservas	65
3.6.1	Reservas probadas produciendo (PP)	65
3.6.1.5	Proyección de producción de petróleo en el límite económico (reservas PP)	66
3.6.1.6	Factor de recobro de reservas probadas produciendo	82
3.6.2	Cálculo de reservas por recuperar de reservorio “Reservas remanentes”	83
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
4.1	Conclusiones	85
4.2	Recomendaciones	87
5	BIBLIOGRAFÍA	88

Índice de ilustraciones

Ilustración 1.1: Clasificación de reservas de hidrocarburos.....	5
Ilustración 1.2: Método probabilístico, (Alvarado, 2012)	8
Ilustración 1.3: Porosidad de una roca, (steemit, 2018)	13
Ilustración 1.4: Estructura de la EBM.....	16
Ilustración 1.5: Método Havlena-Odeh.....	23
Ilustración 1.6: Tendencias influenciadas por acuífero	24
Ilustración 1.7: Método gráfico para obtención de POES	25
Ilustración 1.8: Representación de ecuación (1.29)	26
Ilustración 1.9: Declinación exponencial.....	29
Ilustración 1.10: Declinación nominal.....	34
Ilustración 1.11: Declinación efectiva	35
Ilustración 2.1: Diagrama de flujo metodológico	38
Ilustración 2.2: Ubicación geográfica del campo ESPOL	39
Ilustración 2.3: Mapa estructural del campo ESPOL.....	40
Ilustración 2.4: Selección de balance de materia, software MBAL.....	45
Ilustración 2.5: Ingreso de parámetros de fluido	45
Ilustración 2.6: Presión y temperatura de referencia.....	46
Ilustración 2.7: Correlaciones y desviaciones estándar	46
Ilustración 2.8: Gráfico de relación gas-petróleo	47
Ilustración 2.9: Ingreso de datos de reservorio.....	47
Ilustración 2.10: Comportamiento según el tipo de empuje	49
Ilustración 2.11: Comportamiento de curvas de ARPS	50
Ilustración 3.1: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio U inferior.....	54
Ilustración 3.2: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio T superior	55
Ilustración 3.3: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio T inferior	55
Ilustración 3.4: Tendencia de reservorio U_i para obtener el mecanismo de empuje	58
Ilustración 3.5: Tendencia de reservorio T_s para obtener el mecanismo de empuje	58
Ilustración 3.6: Tendencia de reservorio T_i para obtener el mecanismo de empuje	59
Ilustración 3.7: Histórico de producción reservorio U inferior.....	61
Ilustración 3.8: Histórico de producción reservorio T superior.....	61
Ilustración 3.9: Histórico de producción reservorio T inferior	62
Ilustración 3.10: Tendencia de declinación de reservorio U inferior.....	63
Ilustración 3.11: Tendencia de declinación de reservorio T superior	64
Ilustración 3.12: Tendencia de declinación de reservorio T inferior	65
Ilustración 3.13: Pozo ESP-001	67
Ilustración 3.14: Pozo ESP-003	68
Ilustración 3.15: Pozo ESP-006	69
Ilustración 3.16: Pozo ESP-007	70
Ilustración 3.17: Pozo ESP-011	71
Ilustración 3.18: Pozo ESP-010 T_s	73
Ilustración 3.19: Pozo ESP-004	74
Ilustración 3.20: Pozo ESP-005	75

Ilustración 3.21: Pozo ESP-008 76
Ilustración 3.22: Pozo ESP-009 77
Ilustración 3.23: Pozo ESP-010 Ti..... 78
Ilustración 3.24: Pozo ESP-013 79
Ilustración 3.25: Pozo ESP-014 80

Índice de tablas

Tabla 1.1 Clasificación de Reservorios Según su Permeabilidad	12
Tabla 1.2 Tipos de declinación	27
Tabla 2.1: Datos petrofísicos	41
Tabla 2.2: Caracterización de fluidos según (McCain, 1990).....	42
Tabla 2.3: Pozos productores por reservorio	43
Tabla 2.4: Presiones de reservorios estudiados	48
Tabla 3.1: Datos por reservorio para cálculo de N volumétrico.....	52
Tabla 3.2: POES obtenido por reservorio por el método volumétrico	53
Tabla 3.3: POES obtenido por reservorio por balance de materia	56
Tabla 3.4: Resumen de Petróleo original en sitio por ambos métodos	56
Tabla 3.5: Resumen de Petróleo original en sitio por ambos métodos	57
Tabla 3.6: Variables para cálculo de FRM	60
Tabla 3.7 Factores de recobro máximo para los reservorios del campo	60
Tabla 3.8: POES, FR máximo, reservas máximas, y acumulada al 31 de diciembre 2018	66
Tabla 3.9: Petróleo producido y reservas de reservorio U inferior	72
Tabla 3.10: Petróleo producido y reservas de reservorio T superior	74
Tabla 3.11: Petróleo producido y reservas de reservorio T inferior	81
Tabla 3.12: Resumen petróleo acumulado y reservas probadas produciendo (PP) por reservorio.....	81
Tabla 3.13: Factor de recobro, FR de reservas Probadas produciendo, PP	82
Tabla 3.14: Comparación FR de los pozos produciendo a limite económico y FR máximo por reservorio	83
Tabla 3.15: Reservas por recuperar o “Reservas remanentes” por reservorio y totales.....	84
Tabla 3.16: Resumen de cálculos obtenidos	84

Simbología

POES: Petróleo Original En Sitio

PVT: Presión, Volumen, Temperatura; referido a las propiedades de los fluidos

Reservas PP: Reservas Probadas Produciendo

Mbal: Balance de materia

Bbl: Barriles de petróleo

Mbbl: Miles de barriles de petróleo

MMbbl: Millones de barriles de petróleo

Bbl/d: Barriles de petróleo por día

FR: Factor de recobro

%: Fracción porcentual

N: Volumen de petróleo original en sitio [bbl]

A: Área cero [acres]

h: Espesor promedio neto del reservorio [pies]

\emptyset : Porosidad [%]

S_{wc} : Saturación de agua connata

B_o : Factor volumétrico de petróleo

N_p : Petróleo producido

B_{oa} : Factor volumétrico actual de petróleo

Q: Tasa de producción de petróleo [bbl/d]

R_s : Solubilidad de gas-petróleo

R_{si} : Solubilidad inicial de gas-petróleo

B_g : Factor volumétrico de gas

B_w : Factor volumétrico de agua

m: Relación de volúmenes iniciales de gas libre y petróleo en reservorio

S_{wi} : Saturación de agua a condiciones iniciales

c_f : Compresibilidad del fluido

t: Compresibilidad de formación

ΔP : Cambio de presión

w_{iny} : Cantidad de agua inyectada

F: Producción neta del reservorio (Método Havlena-Odeh)

E_o : Expansión de petróleo (Método Havlena-Odeh)

E_g : Expansión de gas (Método Havlena-Odeh)

E_{fw} : Expansión de formación y agua (Método Havlena-Odeh)

E_{fw} : Expansión total (Método Havlena-Odeh)

D: Tasa de declinación

Psi: Libras por pulgada cuadrada

Pb: Presión de burbuja

mD: MiliDarcys

cP: Centipoise

FRM: Factor de recobro máximo

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El trabajo de un ingeniero en petróleos se centra en determinar cuáles son las condiciones de yacimiento y sus pozos, a fin de obtener una producción óptima en cuanto a cantidad de hidrocarburos extraídos y factibilidad.

Conocer la cantidad de hidrocarburos que contiene un yacimiento de petróleo es vital para el desarrollo de un campo, dado que a partir de esto se determina si el proyecto es rentable, contemplando costos operativos y cuanto volumen de fluido será posible extraer.

La estimación de reservas es ejecutada durante toda la vida productiva del campo, de modo que se monitorea y registra cómo se comporta el yacimiento y como este va repletándose con el pasar del tiempo.

Durante la etapa de madurez del campo esta tarea aumenta su dificultad, dado que el valor obtenido de producción va aproximándose al valor calculado de petróleo en sitio, el cual debe ser reevaluado debido a nueva información obtenida como cambios en comportamiento de yacimiento, modificaciones en propiedades de fluidos y geológicas, obteniendo finalmente un valor más acertado y real al registrado en los cálculos iniciales.

El presente trabajo plantea el cálculo de las reservas existentes en el reservorio, implementando varios métodos de análisis, tanto estadístico como teórico, y comparando entre estos el resultado obtenido, de modo que se escoja el método más confiable y eficiente al momento de tomar una decisión.

Para llevar a cabo el proyecto se utilizará el método volumétrico, el método de balance de materia, y el análisis de curvas de declinación, obteniendo así tres valores de volumen de reservas para posteriormente realizar una comparación.

1.1 Descripción del problema

Existe una gran incertidumbre al momento de calcular las reservas de petróleo, dado que está sujeto al margen de error que existe al tomar datos geológicos, petrofísicos, y de ingeniería. Un bajo nivel de certeza puede llevar a interpretaciones muy variables y por tanto un mal cálculo de reservas, lo que repercute directamente al desarrollo del campo e ingresos del proyecto.

Dado que existe un margen de error alto es indispensable realizar nuevas estimaciones de reservas pudiendo así asegurar una producción rentable considerando los costos del proyecto, la producción del campo, y el volumen existente en el reservorio.

1.2 Justificación

Considerando las incertidumbres que se presentan en las estimaciones de reservas, los profesionales que laboran en la industria hidrocarburífera están realizando continuamente actualizaciones de información de los reservorios para la caracterización geológica y dinámica, con la finalidad de determinar un aproximado real de los volúmenes que se pueden recuperar en cada reservorio,

Estos volúmenes de petróleo a ser recuperados, también llamadas reservas, son de vital importancia en la industria hidrocarburífera, debido a que estas son valorizadas en base al volumen de las reservas.

Existen varios medios para estimar el volumen de petróleo a ser recuperado, los cuales pueden necesitar datos tanto geológicos y petrofísicos, así como existen otros que hacen solo uso del histórico de producción del campo, considerando sus respectivas incertidumbres.

Para lograr una estimación certera de volúmenes de reservorios se compara y se determina cual método ofrece un mayor grado de confiabilidad, así como se considera su dificultad, incertidumbre de datos requeridos, y tiempo requerido para realizarlo.

1.3 Hipótesis

En el presente trabajo se cuestiona la existencia de una mayor cantidad de volumen inicial que puede ser recuperado en cada reservorio dependiendo del mecanismo de empuje que tenga en comparación a la reportada en años anteriores.

1.4 Propuesta

El presente proyecto realiza la estimación de reservas probadas produciendo del campo ESPOL haciendo uso de análisis de curvas de declinación, ecuación de balance de materia, y método volumétrico, implementando los datos necesarios para cada uno, como datos PVT, propiedades de reservorio, histórico de producción, entre otros. Además, se realiza la comparación del valor obtenido entre los métodos.

1.5 Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Actualizar volúmenes de petróleo a ser recuperado del campo ESPOL mediante análisis de curvas de declinación y determinación de factor de recobro máximo, a partir del POES calculado por ecuación de balance de materia y ecuación volumétrica para identificar reservas probadas produciendo y por categorizar o explotar.

1.5.2. Objetivos específicos

- Comparar y analizar el resultado obtenido del cálculo del POES de los dos métodos utilizados.
- Identificar mecanismo de empuje que predomina en cada reservorio para estimar factor de recobro máximo del mismo.
- Determinar tipo de declinación que se presenta en el historial de producción de cada reservorio, mediante método curvas de Arps.
- Realizar una proyección para los pozos que se encuentran en producción para determinar reservas probadas produciendo.
- Determinar reservas remanentes.

1.6 Antecedentes

El cálculo y análisis de petróleo original en sitio y de reservas de un yacimiento ha sido un paso primordial a lo largo de los años para determinar las condiciones presentes del sitio explotado. Este proceso se realiza en la fase temprana del proyecto dado que marca la rentabilidad de este.

Sin embargo, actualizar los datos obtenidos al comienzo permite la posibilidad de ampliar ese número y por ende aprovechar de mejor forma los reservorios del campo con relación a su tiempo de producción y sus procesos.

1.7 Marco teórico

1.7.1. Reservas de petróleo

Dentro de la industria de hidrocarburos, se define como reservas de petróleos a “cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura” (Carrillo, 2009).

Principalmente, existen 2 métodos que permiten calcular las reservas, el determinístico y probabilístico.

1.7.1.1. Clasificación de las reservas

Las reservas de hidrocarburos pueden ser clasificados en 3 grupos con sus respectivos subgrupos, como se puede observar en la ilustración 1.1.



Ilustración 1.1: Clasificación de reservas de hidrocarburos

1.7.1.1.1. Reservas probadas

Se define como reservas probadas a la “cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes” (Parra, 2003, p. 63), es importante mencionar que cuando se habla de reservas probadas es porque se tendrá un 90% de certeza de que esa cantidad de hidrocarburos es económicamente rentable extraer.

Las reservas probadas, también llamadas reservas P, son calculadas mediante los métodos probabilístico y determinístico, y bajo los siguientes casos:

- Cuando el área de interés se encuentra ubicada cerca de yacimientos conocidos y su estructura geológica sea parecida de tal forma que permita realizar correlación exitosa entre ellos.
- Cuando se tienen un yacimiento que se ha producido por un tiempo considerable y se tenga información confiable obtenida mediante pruebas de producción y geología.

1.7.1.1.2. Reservas probables

Se habla de reservas probables cuando la información con la que se cuenta al momento del análisis es insuficiente haciendo que el resultado obtenido tenga al menos un 50% de probabilidad de superar la suma del valor estimado de las reservas probadas y probables.

Los casos donde se asumen reservas probables se dan cuando:

- Cuando únicamente se tiene información obtenida por registros de pozo y esta no pueda ser correlacionada con áreas cercanas.
- Cuando en un yacimiento se ha empezado un programa de recuperación mejorada.

La suma de las reservas probadas y probables se conoce como reservas 2P.

1.7.1.1.3. Reservas posibles

Se habla de reservas posibles cuando la información geológica y petrofísica con la que se cuenta al momento del análisis es insuficiente o poco confiable, haciendo que el resultado obtenido tenga al menos un 10% de probabilidad de igualar o superar la suma del valor estimado de las reservas probadas, probables y posibles.

Las reservas son consideradas como posibles cuando:

- La reserva ha sido obtenida a partir de la interpretación únicamente de datos geológicos.
- Únicamente se cuenta con información proveniente del análisis de núcleos.
- Cuando en un yacimiento se ha comenzado un programa de recuperación mejorada.

Se conoce como reservas 3P a la sumatoria de las reservas probadas, probables y posibles.

1.7.1.1.4. Reservas probadas desarrolladas

Se conoce las reservas probadas desarrolladas al volumen de hidrocarburos que es económicamente rentable extraer por medio de pozos e instalaciones en superficie disponibles al momento del análisis.

Se considera este tipo de reservas cuando se recuperan hidrocarburos mediante la producción de zonas permeables abiertas o cerradas, luego de ejecutar exitosamente un plan de recuperación secundaria, hidrocarburos encontrados detrás del casing, pozos que necesitan algún tipo de mecanismo de levantamiento artificial, etc.

1.7.1.1.5. Reservas probadas no desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas son todo tipo de volumen de hidrocarburos que han sido clasificadas como probadas, pero no es económicamente rentable su extracción mediante los pozos y facilidades de superficie disponibles al momento de realizar el cálculo de reservas.

1.7.1.1.6. Reservas primarias

Se consideran reservas primarias a todo volumen de hidrocarburos que se puedan extraer por acción de cualquier mecanismo de empuje

1.7.1.1.7. Reservas suplementarias

Son todos los hidrocarburos que se pueden recuperar por medio de métodos de recuperación secundaria y terciaria.

1.7.1.2. Métodos de cálculo de reservas

1.7.1.2.1. Método probabilístico

El método consiste en utilizar los datos geológicos y petrofísicos disponibles considerándolos como variables aleatorias, para poder crear una función de probabilidad representativa, cuyas soluciones se ajusten a un modelo estadístico adecuado dentro de un rango o intervalo de confianza, para de esta manera por medio de un análisis de ocurrencia, se pueda seleccionar el resultado estimado de reserva óptimo en base a la frecuencia en dicho rango.

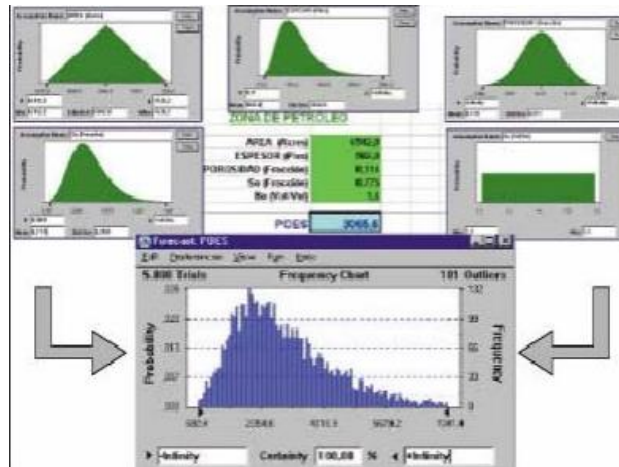


Ilustración 1.2: Método probabilístico, (Alvarado, 2012)

1.7.1.2.2. Método determinístico

En contraste al método probabilístico, el método determinístico pretende calcular las reservas de hidrocarburos considerando las propiedades de la roca, fluidos, datos geológicos y geometría del yacimiento mediante el uso de ecuaciones volumétricas.

$$N = \frac{7758 A h \phi (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad (1.1)$$

Donde:

N: Volumen de petróleo original en sitio [bbl]

7758: Factor de conversión de unidades

A: Área cero [acres]

h: Espesor promedio neto del reservorio [pies]

ϕ : Porosidad [%]

S_{wc} : Saturación de agua connata

B_{oi} : Factor volumétrico inicial de petróleo

La ecuación (1.1) asume que en el yacimiento ciertas propiedades como la porosidad y la saturación se mantendrán constantes en cualquier punto de este, considerados únicos y no aleatorios, sin embargo, esto no ocurre, por lo que la experiencia de la persona a cargo de la obtención de las reservas deberá de encontrar un valor representativo de dicha propiedad que caracterice todo el yacimiento.

Los resultados obtenidos mediante estos métodos contarán con un grado de incertidumbre, el mismo que está estrechamente ligado a los datos petrofísicos y geológicos disponibles al momento de realizar la estimación, así como de la experiencia del ingeniero de yacimientos durante la interpretación de los resultados.

Por lo que a medida que se obtenga nueva información, estos datos nuevos deben de ser usados para poder actualizar el valor de las reservas a fin de tener un valor lo más cercano posible a la realidad.

1.7.2. Factor de recobro

Se conoce como factor de recobro al porcentaje de hidrocarburos que puede ser recuperado del subsuelo, usualmente se lo representa como la relación entre la cantidad de hidrocarburos producidos y los hidrocarburos originalmente en sitio.

$$FR = \frac{Np}{POES} \quad (1.2)$$

Sin embargo, el factor de recobro se ve afectado principalmente por el mecanismo de empuje que domine en reservorio.

1.7.2.1 Factor de recobro máximo

Es el porcentaje máximo del petróleo inicial en sitio que se puede recuperar en un yacimiento, este factor es calculado en base al mecanismo de empuje y su ecuación dependerá de propiedades PVT a condiciones iniciales y de abandono.

1.7.3 Tipos de empuje

1.7.3.2 Expansión por capa de gas

Se da usualmente en yacimiento saturados, donde la presión del reservorio se encuentra por debajo del punto de burbuja, existe gas libre por lo que este tenderá a empujar los fluidos en el yacimiento, el factor de recobro viene dado por la siguiente formula:

$$FR = \frac{100 (B_{gi} - B_{ga})}{B_{gi}} \quad (1.3)$$

1.7.3.3 Empuje hidrostático

Se puede dar tanto en yacimientos saturados como subsaturados, y se caracteriza por la presencia de un acuífero de fondo que aporta energía al yacimiento, la ecuación del factor de recobro es la siguiente:

$$FR = \frac{100 (1 - S_{wi})(B_{gi} - S_{gr})B_{ga}}{(1 - S_{wi})B_{gi}}; \text{yacimientos saturados} \quad (1.4)$$

$$FR = \frac{(1 - S_{wi} - S_{gr})F}{(1 - S_{wi})}; \text{yacimientos subsaturados} \quad (1.5)$$

1.7.3.4 Gas en solución

Se da en reservorios subsaturados, donde la presión de reservorio está por encima del punto de burbuja, componentes más ligeros de hidrocarburos se expanden a medida que la presión se reduce y se liberan empujando los fluídos, la ecuación representativa es la siguiente.

$$FR = \left[1 - \frac{(1 - S_w - S_{gr})B_{oi}}{(1 - S_{wi})B_{oa}} \right] \quad (1.6)$$

1.7.2. Propiedades de la roca

1.7.2.1. Permeabilidad

La permeabilidad, expresada con la letra k y comúnmente medida en miliDarcy (mD), es el grado, nivel o capacidad que tiene una roca para poder permitir el flujo

o paso de fluidos a través de un medio poroso. Adicionalmente, (Paris, Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos, 2009) afirma que:

(...) Es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos. (p. 241)

Debido a su estrecha relación con la conectividad de los espacios porosos, se puede asegurar que la permeabilidad se ve afectada por varios factores tales como el tamaño, forma, y distribución de los granos, propiedades de mojabilidad de roca, y fuerzas de capilaridad.

Gracias a estudios realizados por Henry Darcy, donde en su afán por encontrar las dimensiones óptimas para la creación de un filtro de agua, realizó pruebas con muestras cilíndricas de reservorio, por donde fluía agua, y se medía la presión a la entrada y salida de muestra mediante manómetros.

De esta forma, la expresión matemática generalizada que describe el movimiento de los fluidos en un medio poroso es la siguiente:

$$Q = \frac{k A (P_i - P_o)}{\mu L} \quad (1.7)$$

Donde:

Q: Tasa de flujo [ft³/s]

A: Área de sección transversal de la muestra [ft²]

(P_i-P_o): Diferencial de presión entre entrada y salida [psi]

L: Longitud de la muestra [ft]

μ: Viscosidad de fluido [ft/s]

k: Constante de permeabilidad [mD]

La ecuación de Darcy presenta una buena aproximación al valor real de la permeabilidad siempre y cuando:

- Se tenga un medio continuo, isotrópico, homogéneo y saturado;
- Los efectos de capilaridad son depreciables;
- Fluido en una fase e incompresible;
- Flujo laminar.

En un reservorio, la permeabilidad es una propiedad importante debido a que:

- Permite conocer si dicha formación presenta resistencia a que los fluidos sean producidos;
- En combinación con información de porosidad y saturación, se pueden encontrar nuevas zonas productoras;
- En pozos productores que presenten disminución de la permeabilidad, con respecto al tiempo en conjunto con caída en la producción, indican que se deben de realizar trabajos de reacondicionamiento de pozos.

Los reservorios se pueden clasificar en base a sus valores de permeabilidad como se puede ver en la tabla 1.1:

Tabla 1.1 Clasificación de Reservorios Según su Permeabilidad

<u>Permeabilidad (mD)</u>	<u>Clasificación</u>
<10	Regular
10-100	Alta
100-1000	Muy alta
>1000	Excepcional

Fuente: (Glover, 2000)

1.7.2.2. Porosidad

La porosidad (Φ) representa el porcentaje o fracción de volumen de la roca que está ocupada por poros y en donde se pueden almacenar fluidos.

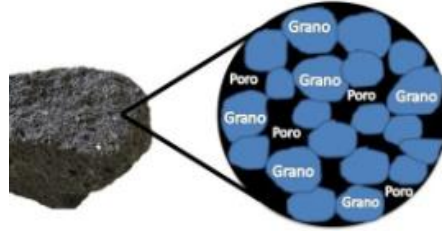


Ilustración 1.3: Porosidad de una roca, (steemit, 2018)

Así como lo menciona (Ahmed, 2006) “La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro)” (p. 190). Y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\Phi = \frac{V_{poro}}{V_{total}} \quad (1.8)$$

1.7.2.2.1 Tipos de porosidad

La porosidad puede clasificarse en base a la interconexión de los poros (absoluta y efectiva) y al origen de los poros (primaria y secundaria).

1.7.2.3. Saturación

La saturación es la cantidad de fluido existente en relación con el fluido total encontrado en la roca estudiada. De esta manera el resultado es una fracción que representa cuanto fluido hay con respecto al total.

Dado que en un yacimiento se encuentran tres fluidos: gas, petróleo, y agua, es necesario obtener aquellas tres fracciones y multiplicarlas por cien, obteniendo así el porcentaje de fluido existente en el cuerpo de estudio.

$$S_{oil} = \frac{Volumen\ de\ petr\acute{o}leo}{Volumen\ poroso} * 100 \quad (1.9)$$

$$S_{gas} = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad (1. 10)$$

$$S_{agua} = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}} * 100 \quad (1. 11)$$

1.7.3. Caracterización del yacimiento

Para poder identificar de manera adecuada un yacimiento es necesario conocer el tipo de fluidos que este contiene, para esto se analiza cuanto puede variar su volumen frente a una presión determinada, característica llamada compresibilidad. En forma matemática es posible determinar este factor de la siguiente forma, ya sea a por volumen:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (1. 12)$$

O densidad:

$$c = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (1. 13)$$

Donde:

c: Factor de compresibilidad

V: Volumen de fluido

$\frac{\partial V}{\partial P}$: Razón de diferencial de volumen con respecto al de presión

$\frac{\partial \rho}{\partial P}$: Razón de diferencial de densidad con respecto al de presión

Dependiendo del valor de compresibilidad el fluido dentro del yacimiento puede ser:

1.7.3.1. Fluido incompresible

Clasificación ideal de los fluidos en la cual se mantiene, de forma independiente su volumen, o densidad de la presión ejercida en su entorno, por tanto, su factor de compresibilidad es igual a cero. Se utiliza para simplificar las ecuaciones de flujo solamente, dado que no existe fluido compresible real.

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = 0 \rightarrow \frac{\partial V}{\partial P} = 0 \quad (1.14)$$

O

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \rightarrow \frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \quad (1.15)$$

1.7.3.2. Fluido ligeramente compresible

Los fluidos ligeramente compresibles cambian de forma poco significativa su volumen o densidad en presencia de presión en su entorno, aquí se engloban fluidos como agua y crudo.

1.7.3.3. Fluido compresible

Los fluidos comprendidos en esta sección cambian de forma drástica su volumen o densidad en función a la presión a la que se encuentra sometido el fluido, en esta clasificación se encuentran los gases.

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad (1.16)$$

Donde:

c_g : Factor de isotérmico de compresibilidad del gas [1/psi]

z : Factor de corrección de compresibilidad del gas

1.7.4. Ecuación de balance de materia

Según (Paris, 2009) “El concepto de balance de materia se asocia en ingeniería de yacimientos con el equilibrio que existe en el yacimiento entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en él, después de haberse producido una determinada cantidad de petróleo debido a una declinación de la presión.” (p. 459).

Esta ecuación es una herramienta muy importante y de gran utilidad en la industria debido a que permite caracterizar el yacimiento y predecir su comportamiento sin necesidad de conocer la geometría exacta de este, ya que la ecuación toma en cuenta únicamente las propiedades PVT del reservorio, datos de presión y producción.

Como se mencionó, la ecuación de balance de materia (EBM) trabaja bajo el principio del equilibrio volumétrico en donde se asume que todos los fluidos que salen del reservorio o producción acumulada deben ser iguales al cambio volumétrico que experimenta el yacimiento por acción de la caída de presión originada por la producción.

En la Ilustración 1.4 se presenta la estructura de la EBM



Ilustración 1.4: Estructura de la EBM

Expansión del petróleo y gas disuelto

En esta sección se toma en cuenta la expansión del petróleo presente en el yacimiento a condiciones iniciales (P_i , t) y a la liberación y expansión del gas que se encontraba disuelto en el crudo debido a la extracción de fluidos, haciendo que la presión en el yacimiento baje hasta un valor P con cierta temperatura t , obteniendo una expresión en términos de propiedades PVT.

$$N(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)Bg \quad (1.17)$$

Expansión del gas de la capa de gas

Debido a la reducción de la presión de reservorio (P_i), el gas originalmente libre en el yacimiento tendera a expandirse, este cambio volumétrico se representa de la siguiente manera:

$$mNB_{oi} \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right) \quad (1.18)$$

Siendo m la relación entre el volumen de gas en la capa de gas y el volumen de petróleo inicial.

Reducción del volumen poroso y expansión del agua connata

Al existir menor presión en el yacimiento por acción de la producción de fluidos, las fuerzas de compactación que experimentará la formación y el agua libre en el espacio poroso serán menores, de esta forma tanto la roca como el agua connata tenderán a expandirse para intentar ocupar el espacio vacío que queda a medida que continua con la extracción, la siguiente expresión muestra el cambio volumétrico antes mencionado:

$$(1 + m)NB_{oi} \left(\frac{c_w S_{wc} - c_f}{1 - S_{wc}} \right) (p_i - p) \quad (1.19)$$

Inyección de gas y/o agua y acuíferos

Para un correcto análisis utilizando la EBM, es importante considerar la posibilidad de un acuífero cercano al yacimiento, por presencia de este existirá cierto volumen de agua que ha logrado filtrarse al yacimiento debido a diferenciales de presión y se ha acumulado en el mismo.

Otro escenario para considerar se da cuando se tiene un pozo que se encuentra en un programa de recuperación secundaria o terciaria, donde se inyecta agua o gas. La adición de estos fluidos deben ser considerados en el análisis de balance de materia.

La expresión que representa el agua libre en el yacimiento y el gas y/o agua inyectados es la siguiente:

$$(w_e - w_p)B_w + (w_{iny}B_w + G_{iny}B_{g\ iny}) \quad (1.20)$$

Fluidos producidos

En esta parte de la ecuación, se consideran todos los hidrocarburos disponibles en superficie (a condiciones de superficie) que hayan sido producidos.

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] \quad (1.21)$$

Si igualamos la ecuación (1.21) con la suma de las ecuaciones (1.17), (1.18), (1.19) y (1.20), obtendremos la ecuación general para realizar un análisis de balance de materia

$$\begin{aligned} N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] \\ = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] + (w_e - w_p)B_w \\ + (w_{iny}B_w + G_{iny}B_{g\ iny}) \end{aligned} \quad (1.22)$$

Es importante mencionar que una de las variables más importantes de la ecuación (1.22) es el petróleo inicial en sitio (N) que permite encontrar las reservas.

1.7.4.1 Ecuación de balance de materia según el tipo de empuje

Es importante identificar y seleccionar adecuadamente el tipo de empuje natural presente en el yacimiento y que afecta directamente en el comportamiento de la presión y migración de fluidos en el reservorio, la energía entregada al fluido de interés para la facilitación de su extracción debe de ser considerada para que se cumpla con la condición de equilibrio, por lo que la forma de la EBM se ve afectada.

La EBM se puede expresar en términos de 4 de los principales empujes naturales en un yacimiento (gas en solución, capa de gas, hidráulico y expansión de la roca-fluidos) mediante el siguiente cambio de variable:

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] \quad (1.23)$$

Si se divide ambos lados de la ecuación (1.22) para la ecuación (1.23) obtendremos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{NmB_{ti} \left[\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right]}{A} + \frac{w_e - w_p B_w}{A} \\ + \frac{NmB_{oi}(1 + m) \left[\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right] \Delta p}{A} = 1 \end{aligned} \quad (1.24)$$

Se puede apreciar en la ecuación (1.24) que está formada por cuatro términos, estos representan los mecanismos de empuje más comunes en el yacimiento mencionados con anterioridad.

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1 \quad (1.25)$$

1.7.4.2 Empuje por gas en solución (DDI)

Este tipo de empuje es uno de las más comunes y se dan en yacimientos subsaturados, donde la presión del reservorio está por encima del punto de burbuja.

Cuando la presión en el yacimiento empieza a decaer por acción de la producción, el gas en solución es liberado y los componentes más ligeros crudo cambian de fase pasando de líquido a gaseoso, estos fluidos (líquido y gas) tienden a expandirse para lograr ocupar todo el espacio poroso, en especial el gas presente, haciendo que la declinación de la presión no sea tan brusca.

La expresión que modela este empuje es la siguiente:

$$DDI = \frac{N(B_t - B_{ti})}{A} \quad (1.26)$$

1.7.4.3 Empuje por capa de gas (SDI)

El empuje por capa de gas se da en yacimientos bifásicos o saturados, en donde la presión del reservorio se encuentra por debajo del punto de burbuja, por lo que se encontrará gas libre en el yacimiento, el mismo que tenderá a expandirse volumétricamente logrando desplazar al crudo.

$$SDI = \frac{NmB_{ti} \left[\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right]}{A} \quad (1.27)$$

1.7.4.4 Empuje hidráulico (WDI)

El empuje hidráulico se da usualmente en yacimientos subsaturados, en donde se tenga presencia de un acuífero activo, la transferencia de energía se da cuando se comienza con la producción de fluidos, debido a esta perturbación en las condiciones iniciales del yacimiento, se crea un diferencial de presión que permite el movimiento del agua por el medio desplazando al crudo. Debido al gran aporte de energía posee una tasa de declinación no tan elevada, sin embargo, se tendrá alta tasa de producción de agua.

$$WDI = \frac{NmB_{ti} \left[\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right]}{A} \quad (1.28)$$

1.7.4.5 Empuje por expansión de la roca-fluidos (EDI)

Es uno de los mecanismos de empuje más comunes y es ocasionado debido a la disminución de la presión de reservorio, los esfuerzos de compresión que actúan en la roca disminuyen por lo que la formación tiende a expandirse en conjunto con el agua connata, haciendo desplazar el crudo. La energía aportada por este empuje es despreciable si existe otro mecanismo presente en el yacimiento.

$$EDI = \frac{NmB_{oi}(1+m) \left[\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right] \Delta p}{A} \quad (1.29)$$

1.7.5 Linealización de la ecuación de balance de materia

Analizar gráficamente el comportamiento de un yacimiento mediante el modelo matemático presentado por el balance de materias no siempre es tan sencillo debido al gran número de variables presentes y a las distintas formas en la que se aporta energía al reservorio. Debido a esto es que se busca modificar la ecuación de balance de materia de tal forma que al representarla en un plano esta se linealice, por lo que Havlena Y Odeh desarrollaron el siguiente método para que la ecuación se vuelva una línea recta.

Primero se reescribió la ecuación de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] \\ = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] + NmB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N(1+m)B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p + (w_e \\ - W_p B_w) + w_{iny} B_w + G_{iny} B_g \quad (1.30) \end{aligned}$$

Este orden permite identificar 5 términos que componen la ecuación:

- En el lado izquierdo de la equivalencia se tiene la producción acumulada de hidrocarburos provenientes del yacimiento $N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]$, a lo que se lo denominó con la variable F.

- El primero término del lado derecho de la ecuación representa a la expansión del crudo inicial; y la liberación y expansión del gas en solución. $[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g]$, denominado como E_o .
- El segundo término representa la expansión del gas libre presente inicialmente en el yacimiento, $mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$, denominado como E_g .
- El tercer término representa el cambio volumétrico sufrido por la roca y el agua connata debido a la caída de presión por acción de la producción de fluidos, $(1 + m)B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p$, denominado como $E_{f,w}$.
- Finalmente se tiene el aporte de energía por acción de inyección de fluidos y el agua que se encuentra libre en el yacimiento, $(w_e - W_p B_w) + w_{iny} B_w + G_{iny} B_g$

Si reemplazamos las variables recién mencionadas en la ecuación (1.30) y se toma factor común N, se tiene:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + (w_e + w_{iny}B_w + G_{iny}B_g) \quad (1.31)$$

La ecuación (1.31) representada en plano es una línea recta cuya pendiente representa el petróleo inicial en sitio (N) y el intercepto en el eje Y es la energía adicional que se le aporta al yacimiento mediante la inyección de fluidos.

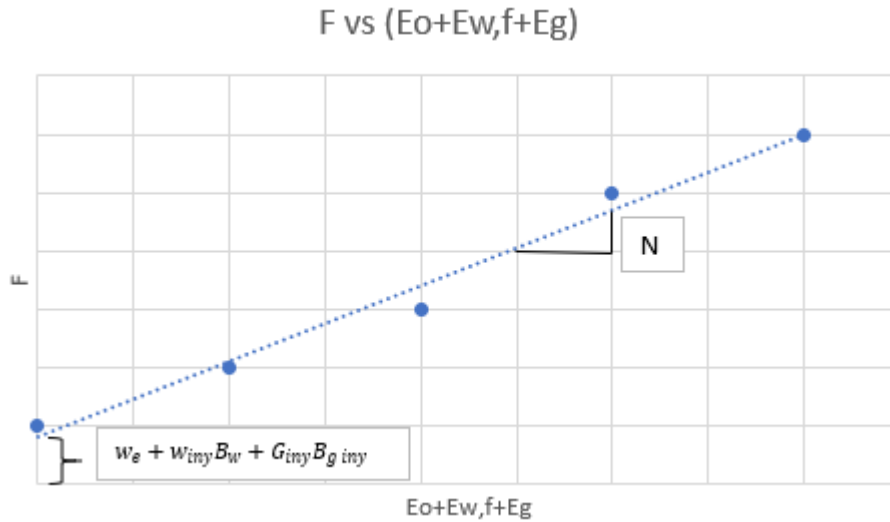


Ilustración 1.5: Método Havlena-Odeh

1.8 Cálculo de POES usando la EBM linealizada para yacimientos subsaturados

En un yacimiento subsaturado no hay gas libre presente en el reservorio por lo que no ocurre expansión de la gorra de gas y la relación entre el gas y el petróleo iniciales (m) es inexistente, de esta forma la ecuación (1. 31) se reduce a:

$$F = N(E_o + E_{f,w}) + (w_e + w_{iny}B_w + G_{iny}B_{g iny}) \quad (1. 32)$$

A partir de este punto es donde la experticia del ingeniero de yacimientos encargado del análisis juega un papel fundamental, ya que las consideraciones o asunciones que tome harán más sencilla la ecuación.

Si se toma un escenario ideal donde no se tenga ningún tipo de inyección de agua y se considere al yacimiento como volumétrico (no hay presencia de acuífero), entonces la ecuación se reducirá a la expresión (1. 33).

$$F = N(E_o + E_{f,w}) \quad (1. 33)$$

Una forma de asegurarse de que no hay un acuífero activo influyendo en el yacimiento es graficando $\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ VS N_P o tiempo

La gráfica de esta relación tendrá dos posibles tendencias, la primera es una línea horizontal (curva A) que representa a un contante equivalente al petróleo original en sitio (N) y la segunda es una curva no recta (curvas A y B) la cual indica la presencia de un acuífero, como se puede ver:

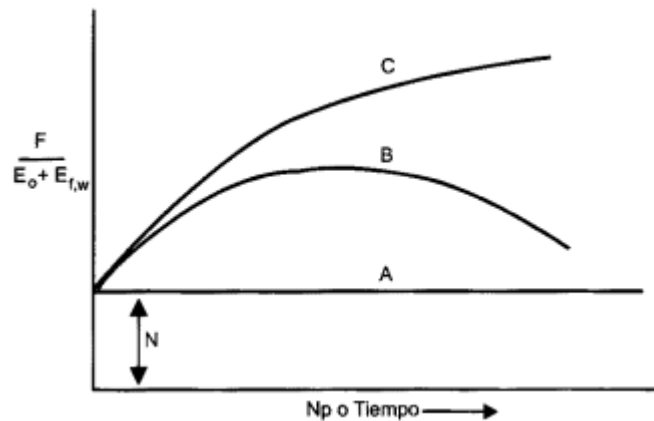


Ilustración 1.6: Tendencias influenciadas por acuífero

Para el caso ideal del que se había hablado, es posible obtener el petróleo original en sitio (N) gráficamente mediante la curva perteneciente a la ecuación (1. 33), ya que la pendiente de esa línea recta es N.

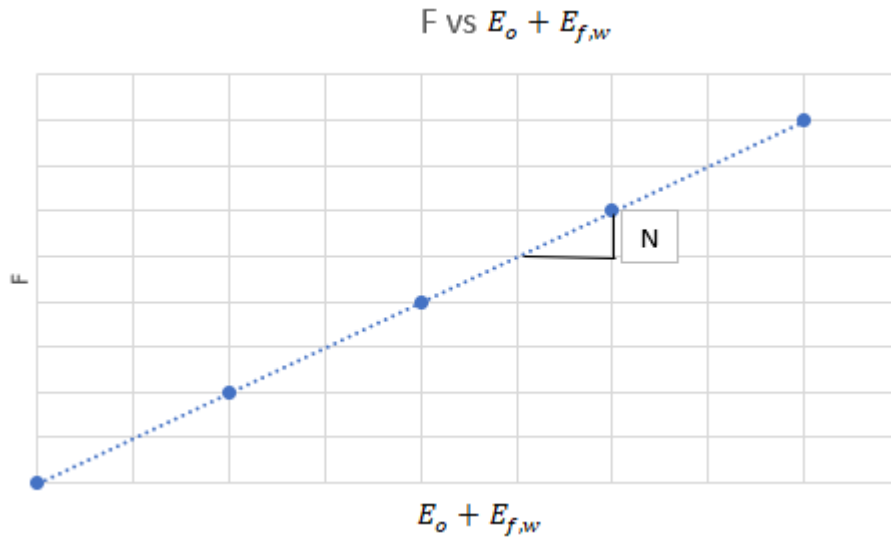


Ilustración 1.7: Método gráfico para obtención de POES

En el caso en donde se haya descubierto la influencia de un acuífero de fondo, la forma de linealizar la ecuación (1. 32) es dividiendo ambos lados de la expresión por $(E_o + E_{f,w})$, teniendo lo siguiente:

$$\frac{F}{E_o + E_{f,w}} = N + \frac{w_e}{E_o + E_{f,w}} \quad (1. 34)$$

La representación de la ecuación (1. 34) es una línea recta que corta con pendiente unitaria cuyo corte en el eje Y representa el petróleo original en sitio N.

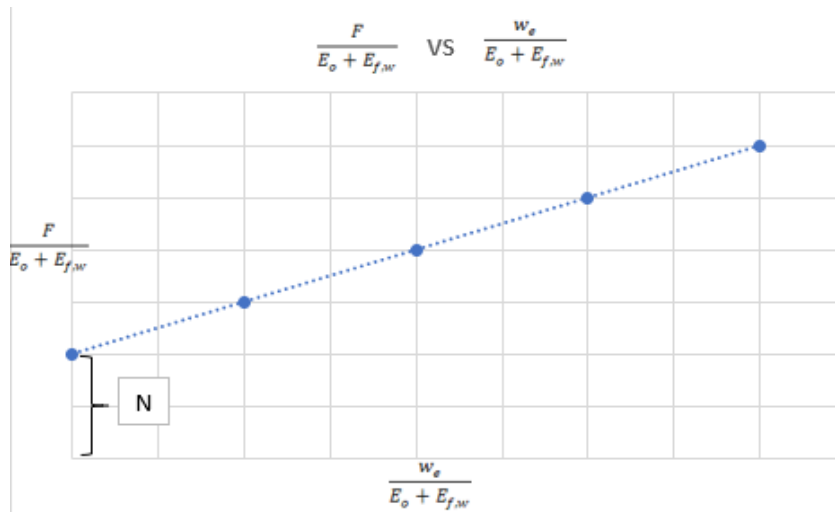


Ilustración 1.8: Representación de ecuación (1.29)

1.8 Análisis de curvas de declinación de Arps

El desarrollo del análisis moderno de curvas de declinación empezó en 1944 cuando Arps publicó un trabajo mostrando una familia de relaciones y funciones capaces de acoplarse a la declinación de la producción. Como resultados obtuvo relaciones de tasas de declinación, exponencial; hiperbólica; y armónica, las cuales son utilizadas para los análisis empíricos de curvas. Debido a su simplicidad y acercamiento empírico, las relaciones de Arps siguen siendo muy utilizadas para interpretar la data de producción.

La aplicación de las relaciones de Arps incluye comúnmente un gráfico semilog que relaciona tasa de producción con respecto al tiempo, donde para cada caso existe un modelo de tendencia, permitiendo al ingeniero deducir el comportamiento de la declinación de producción.

Las curvas de Arps para tasa de flujo y producción acumuladas se describen a continuación:

Tabla 1.2 Tipos de declinación

Caso	Relación de tasa	
Exponencial (b=0)	$q(t) = q_i e^{-Dt}$	(1. 35)
Hiperbólica (0<b<1)	$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{1/b}}$	(1. 36)
Armónica (b=1)	$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]}$	(1. 37)
Exponencial (b=0)	$N_p(t) = \frac{q_i}{D_i} [1 - e^{-D_i t}]$	(1. 38)
Hiperbólica (0<b<1)	$N_p(t) = \frac{q_i}{(1 - b)D_i} [1 - (1 + bD_i t)^{1-1/b}]$	(1. 39)
Armónica (b=1)	$N_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t)$	(1. 40)

Fuente: (Ferrer, 2007)

1.8.1 Reseña histórica

El uso de las “curvas tipo” para el análisis de producción fue llevado a la industria del petróleo al final de la década del 60. En 1980, Fetkovich introdujo el desarrollo más significativo en la comparación de las curvas tipo con la data de producción, encontrando una solución analítica basada en la declinación exponencial para un pozo producido a presión de fondo fluyente constante bajo condiciones de flujo dominado por sus fronteras, y posteriormente durante el tiempo transiente.

El análisis de curvas de declinación es una técnica empírica de ingeniería de reservorios que extrapola tendencias en los datos de producción de pozos de petróleo y gas. El propósito de las curvas es generar una predicción de futuras tasas de producción y para determinar las reservas existentes en el reservorio.

Normalmente, las curvas de declinación se realizan en gráficos de tasa de producción con respecto al tiempo o tasa de producción acumulada con respecto al tiempo.

1.8.2 Puntos clave para el análisis de declinación

Todas las producciones pueden ser caracterizadas mientras tengan un periodo inicial de flujo transiente seguido de un periodo de flujo dominado por las fronteras.

El periodo de flujo transiente puede durar por periodos de tiempo que van desde varios minutos a varios años, dependiendo de la permeabilidad y el área del reservorio. Para las producciones convencionales, el flujo transiente dura unos pocos días.

Una vez que alcanza el flujo afectado por las fronteras, se toma en cuenta la presión fluyente, esta debe permanecer relativamente constante para poder obtener parámetros confiables, de otra manera resulta en datos con margen de error considerables.

1.8.3 Regla dorada del análisis de curvas de declinación

La suposición básica en este procedimiento es que cualquier causa que controle la tendencia de la curva en el pasado lo seguirá haciendo y gobernando la tendencia en el futuro de manera uniforme.

1.8.4 Teoría de declinación

La teoría del análisis de curvas comienza con el concepto de una tasa nominal (instantánea) de declinación, donde se define como el cambio fraccional en la tasa por unidad de tiempo:

$$a = \frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} = -\frac{1}{q} \frac{\Delta q}{\Delta t} \quad (1.41)$$

Otra forma de representar la tasa de declinación es utilizar la constante b:

$$a = kq^b \quad (1.42)$$

Cuando se grafica la tasa de producción vs tiempo, la tasa nominal de declinación es igual a la pendiente en este punto de tiempo dividido para la tasa de producción en ese punto.

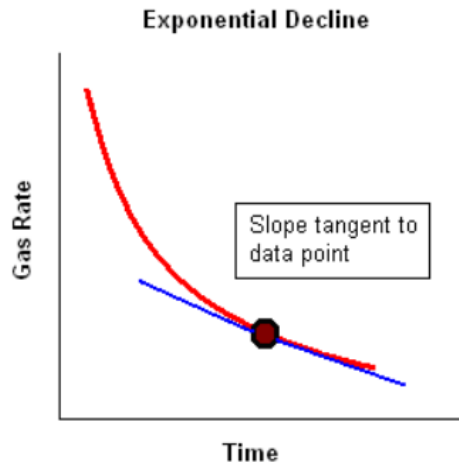


Ilustración 1.9: Declinación exponencial

1.8.5 Comportamiento

El comportamiento de la data de producción puede ser caracterizado basándose en la forma en que la tasa de declinación nominal varía con la tasa de producción, siguiendo el valor de la constante b :

- Exponencial: $b=0$
- Hiperbólica: b está entre 0 y 1
- Armónica: $b=1$

1.8.5.1 Exponencial

Para el caso exponencial, b es igual a cero, lo cual indica que:

$$a = kq^0 \quad (1.43)$$

Donde k es una constante igual a a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^0} = a_i = a \quad (1.44)$$

Mientras la tasa de declinación permanece constante, la integración de la ecuación para la tasa de declinación resulta en:

$$\begin{aligned}
a &= kq^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \\
\int_0^t a \, dt &= \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q} \\
-at &= \ln\left(\frac{q}{q_i}\right) \\
q &= q_i e^{-at}
\end{aligned}
\tag{1.45}$$

Asimismo, un gráfico de tasa de flujo vs tiempo, con la tasa en un eje logarítmico, resulta en una línea recta.

La producción acumulada se define como:

$$\begin{aligned}
Q &= \int_0^t q \, dt \\
Q &= \int_0^t q_i e^{-at} \, dt \\
Q &= \frac{q_i - q_i e^{-at}}{a} \\
Q &= \frac{q_i - q}{a}
\end{aligned}
\tag{1.46}$$

De la misma forma, una gráfica de tasa de flujo vs producción acumulada resulta en una línea recta.

1.8.5.2 Hiperbólica

Para el caso hiperbólico, b es igual a cualquier número entre 0 y 1. La tasa de declinación puede ser mostrada como:

$$\begin{aligned}
a &= kq^b \\
a &\propto q^b
\end{aligned}
\tag{1.47}$$

Donde k es una constante igual a a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^b} \quad (1.48)$$

Como la tasa no es constante, la sustitución e integración de la ecuación para tasa de declinación resulta en:

$$a = kq^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (1.49)$$

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} a &= \frac{a_i}{q_i^b} q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \\ \int_0^t \frac{a_i}{q_i^b} dt &= \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^{b+1}} \\ \frac{a_i}{q_i^b} t &= \frac{1}{b} (q^{-b} - q_i^{-b}) \\ q &= \frac{q_i}{(1 + ba_i t)^{1/b}} \end{aligned} \quad (1.50)$$

La producción acumulada se define como:

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^t q dt \\ Q &= \int_0^t \frac{q_i}{(1 + ba_i t)^{1/b}} dt \\ Q &= \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[1 - (1 + ba_i t)^{1-1/b} \right] \end{aligned} \quad (1.51)$$

Sustituyendo:

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_i}{q} \right)^{b-1} \right]$$

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} [q_i^{1-b} - q^{1-b}] \quad (1.52)$$

Cabe recalcar que ninguno de las dos graficas (tasa de flujo vs tiempo, y producción acumulada vs tiempo) resultará en una relación lineal, sin importar si esta es logarítmica o cartesiana.

1.8.5.3 Armónica

El caso armónico es una derivación especial del hiperbólico, donde b es igual a 1. La tasa de declinación se muestra como:

$$a = kq^1 \quad (1.53)$$

Donde k es una constante igual a a/q^b a condiciones iniciales:

$$k = \frac{a_i}{q_i^1} = \frac{a_i}{q_i} \quad (1.54)$$

Sustituyendo:

$$a = \frac{a_i}{q_i} q^1 = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

$$\int_0^t \frac{a_i}{q_i} dt = \int_{q_i}^q -\frac{dq}{q^2}$$

$$\frac{a_i}{q_i} t = - \left[\left(-\frac{1}{q} \right) - \left(-\frac{1}{q_i} \right) \right]$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + a_i t)} \quad (1.55)$$

La producción acumulada se define como:

$$Q = \int_0^t q dt$$
$$q = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + a_i t)} dt \quad (1.56)$$

Sustituyendo:

$$Q = \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right) \quad (1.57)$$

Para este caso la gráfica de tasa de flujo vs. tiempo no resulta en una relación lineal, sea logarítmica o cartesiana), sin embargo, un gráfico de tasa de flujo vs producción acumulada, con el eje de ordenadas logarítmico, resulta en una línea recta.

1.8.5.4 Diferencia entre declinación nominal y efectiva

Cuando la producción sigue una declinación exponencial, hay dos diferentes formas de analizar: Nominal y efectiva.

La declinación nominal, declarado por la letra “a”, es utilizada para calcular una tasa de declinación en un momento específico. Esta representa porcentualmente la caída de producción en un periodo de tiempo, el cual normalmente es un lapso entre un mes y un año.

Es expresada de forma porcentual y lleva un signo negativo, el cual se refiere a su declinación, se utiliza la ecuación:

$$a = \frac{\ln \left(\frac{q_i}{q} \right)}{t_2 - t_1} \quad (1.58)$$

Obteniendo como ecuación principal para declinación efectiva:

$$q = q_i e^{-at} \quad (1.59)$$

Gráficamente, se observa que la declinación nominal es tangente a la curva descrita en la relación de producción y tiempo, tal como se indica en la figura:

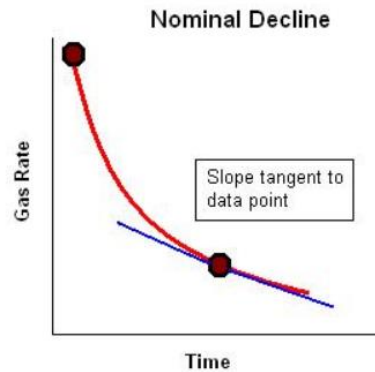


Ilustración 1.10: Declinación nominal

La declinación efectiva, representada por “d”, es utilizada para un periodo particular de tiempo (generalmente un año), definido como:

$$d = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1} = \frac{(q_i - q)}{q_i} \quad (1.60)$$

Obteniendo como ecuación principal para declinación nominal:

$$q_2 = q_1(1 - d) \quad (1.61)$$

Gráficamente, la declinación efectiva corta la curva de producción y tiempo en dos puntos, dado que él se toma un segmento de tiempo para analizar, tal como se aprecia en la figura:

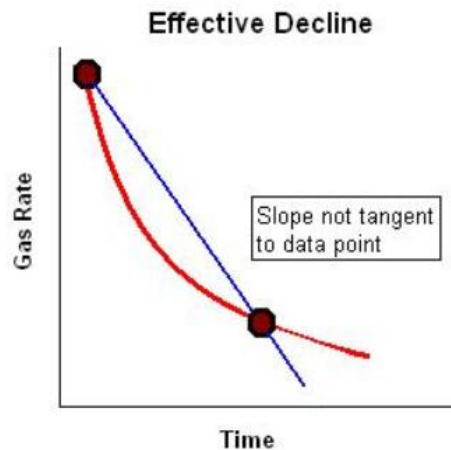


Ilustración 1.11: Declinación efectiva

A pesar de ser diferentes formas de declinación existe una ecuación que relaciona ambas, esta es:

$$a = -\ln(1 - d) \quad (1.62)$$

1.8.5.5 Consideraciones

Hay que recordar que el análisis de curvas de declinación está basado en observaciones empíricas de disminución de presión, y no en derivaciones teóricas. Cuando un pozo es puesto en producción habrá inicialmente un flujo transiente.

Eventualmente, todas las fronteras del reservorio van a afectar el flujo, y es solo después de ese momento que el análisis de curvas de declinación puede ser aplicado/

Durante el flujo dominado por las fronteras el valor de "b" se encuentre entre 0 y 1, dependiendo de las condiciones de reservorio y el mecanismo de empuje. Ocasionalmente, el valor de b llega a ser mayor que 1, esto puede deberse a:

- La interpretación es incorrecta, por tanto, el valor de b también
- El flujo sigue siendo transiente, de modo que no ha alcanzado las fronteras del yacimiento
- El reservorio posee múltiples capas

- Es un pozo de gas fracturado, lo que puede resultar en valores de b incluso de 3,50.

1.8 Curvas de declinación para estimación de reservas

El uso principal de las curvas de declinación es el de estimar las reservas existentes en reservorio. Incluso cuando se tiene una simulación del historial de producción que muestra predicciones, el análisis de curvas de declinación es realizado para dar mayor credibilidad a los resultados.

A pesar de que el análisis de curvas de declinación no tiene una base teórica las empresas prefieren este método sobre otros con métodos técnicos.

Esto se debe a que las empresas buscan un sustento para la parte más importante del proyecto, las reservas de petróleo, dado que esto tiene repercusión directa con el capital, inversiones, costos, y comportamiento de producción de los pozos, es necesario que las estimaciones sean confiables en un alto grado.

1.9 Descripción de los softwares implementados

1.9.1 MBAL

Software desarrollado por Petroleum Experts, capaz de realizar el proceso de balance de materia, método que permite al ingeniero conocer y calcular propiedades de yacimiento, caracterizar su mecanismo de empuje, predicción de producción de petróleo en dicho lugar de interés.

1.9.2 Microsoft Excel

Programa desarrollado por Microsoft, se basa en un conjunto de celdas capaces de contener datos, crear tablas, realizar operaciones aritméticas, lógicas, y matemáticas, y procesarlas para crear gráficos demostrativos de la información implementada.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

En este capítulo se describe el procedimiento para la estimación de petróleo original en sitio y de reservas probadas produciendo, de los reservorios U inferior, T superior, y T inferior; del campo ESPOL. Lo cual otorga una visión de cuanto fluido de interés se puede recuperar y por tanto muestra cuan rentable es seguir realizando la explotación del campo en un futuro.

En el presente trabajo se utilizan varias fuentes bibliográficas como libros, tesis, informes, papers, y hojas de cálculos; que contienen la vida operativa de cada uno de los pozos de los cuales se produce hidrocarburos para la explotación del campo, así como sus principales características petrográficas, y geológicas; de modo que se realice un análisis con información verificada y con un margen de error bajo.

Como software de apoyo se utiliza el MBAL¹, programa capaz de realizar el método de “balance de materia” con el cual se determina el petróleo original en sitio, y por consiguiente las reservas de hidrocarburo.

¹ Software desarrollado por Petroleum Experts capaz de realizar procesos como analizar comportamiento de reservorio, identificar mecanismos de empuje, modelos de acuífero, predicción de producción, entre otros.

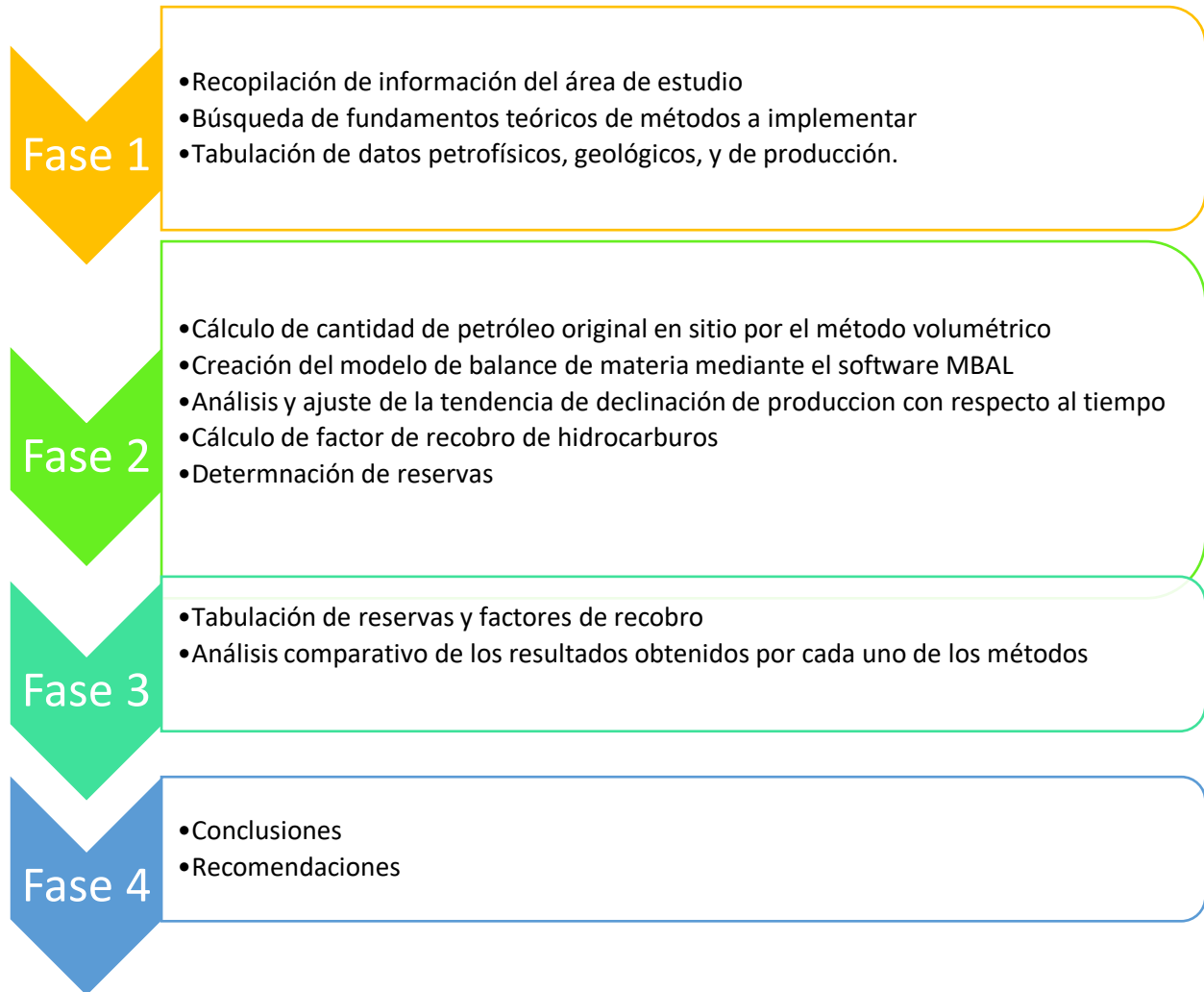


Ilustración 2.1: Diagrama de flujo metodológico

2.1 Recolección de datos de campo

Se realizó la búsqueda de información acerca de los pozos existentes en el campo ESPOL, de forma que se detallaron efectivamente de las zonas productoras, incluyendo datos petrofísicos, propiedades PVT, histórico de producción, presión con respecto al tiempo.

2.1.1 Ubicación geográfica del campo ESPOL

El campo ESPOL, ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón A, al noroeste, a 3 kilómetros del campo X. Posee una extensión de 4 km de ancho y 20 km de largo, en la cuenca oriente ecuatoriana.

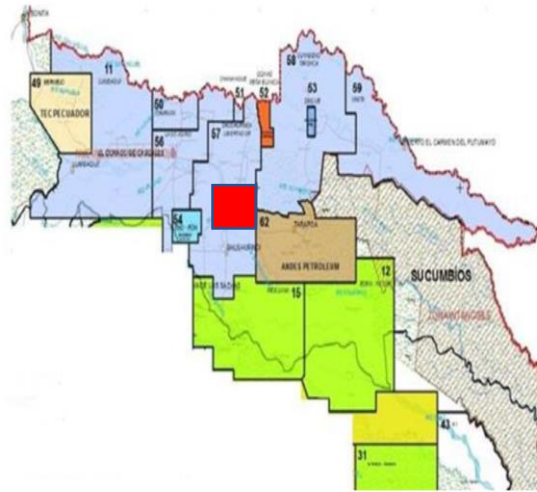


Ilustración 2.2: Ubicación geográfica del campo ESPOL

Coordenadas: -2.145313, -79.965091

2.1.2 Revisión estructural del campo ESPOL

El campo ESPOL está formado por un anticlinal de 24 km de largo por 10 km de ancho, orientado de sur a norte. Posee una falla inversa en el oeste. Sus reservorios principales son T inferior y U inferior, en menor cantidad T superior.

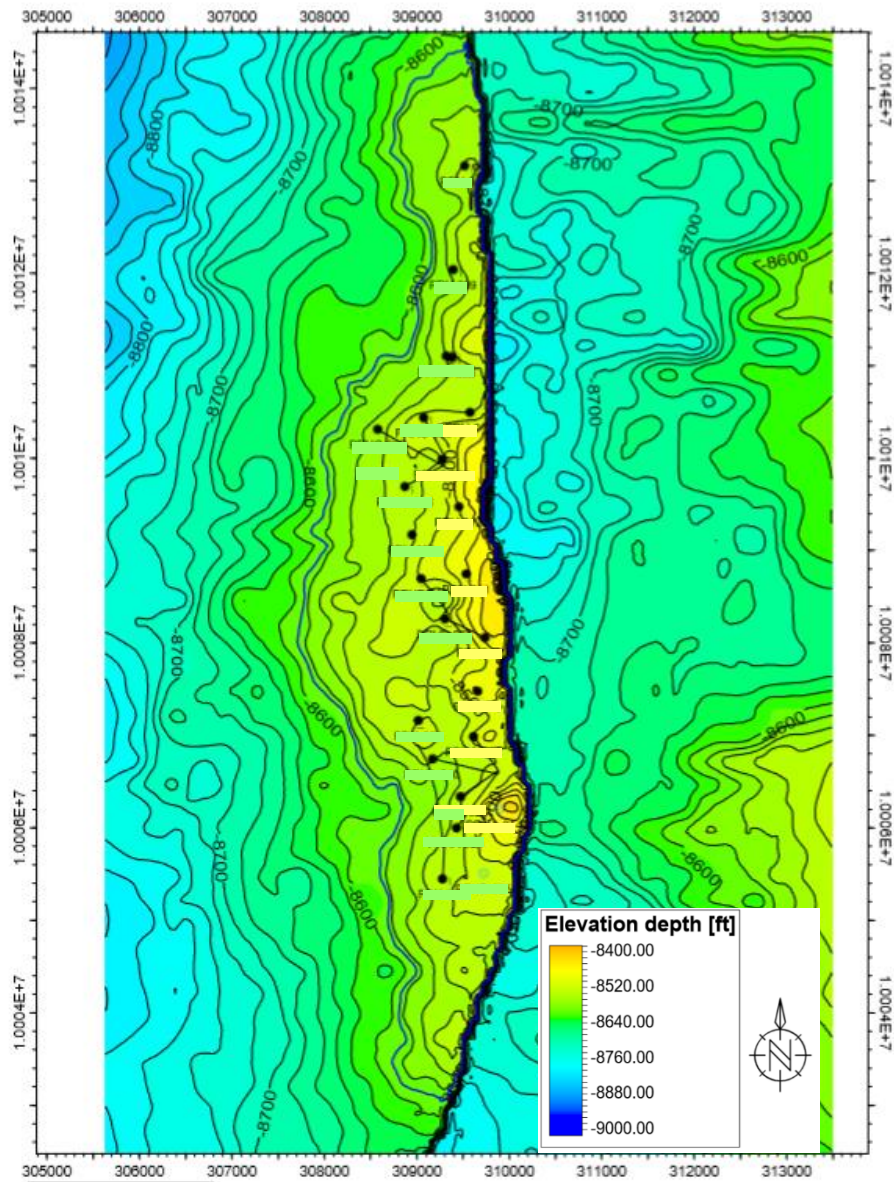


Ilustración 2.3: Mapa estructural del campo ESPOL

2.1.3 Descripción estratigráfica y litológica del campo ESPOL

Según sus datos geológicos, el campo estudiado se compone de intercalaciones de lutita, caliza, y arenisca, las cuales se encuentran asentadas sobre la formación Hollín, todas con un alto contenido de cuarzo, y glauconita. Su tamaño de grano es variable y presenta cemento calcáreo.

2.2 Tabulación de propiedades de roca-fluido del campo ESPOL

Para cada reservorio de interés se detallaron sus propiedades, como porosidad, permeabilidad, espesor neto, saturación, así como las propiedades de fluidos de reservorio.

El presente campo posee tres reservorios productores con sus respectivos análisis PVT.

Tabla 2.1: Datos petrofísicos

<u>Propiedades</u>	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
Volumen total de la roca [acre*ft]	135902.72	241416	143840
Área cero [acres]	4246.96	4167	3596
Espesor promedio neto [ft]	21.29	15.3	33.5
Volumen neto de la roca [acre*ft]	90417.78	63733.82	120466
Porosidad [%]	13.6	14.4	17
Sw [%]	17	33.72	16.5
Boi [bbl/stb]	1.21	1.3	1.3
Permeabilidad [mD]	180	0	247
API [grados API]	32.3	30.8	32.7
Pi [psi]	3600	4150	4150
P actual [psi]	1792	1327	2057
Pb [psi]	1293	1050	1050
Viscosidad oil a Pi [cP]	1.31	0	1.7
Viscosidad oil a Pb [cP]	1.05	0	1.14
Temperatura [F]	198	204	204
Salinidad [ppl Cl]	35475	33000	33000

Fuente: Laboratorio de Análisis PVT

Según la caracterización de fluidos de yacimiento de McCain, se identificó como petróleo negro (Black oil):

PETROLEUM FLUIDS AND THEIR CHARACTERISTICS					
Characteristic	Oils			Gases	
	Heavy Oils and Tars	Black Oils	Volatile Oils	Gas Condensates	Wet and Dry Gases
Initial fluid molecular weight	210+	70 to 210	40 to 70	23 to 40	<23
Stock-tank-oil color	black	brown to light green	greenish to orange	orange to clear	clear
Stock-tank oil-gravity, °API	5 to 15	15 to 45	42 to 55	45 to 60	45+
C ₇ -plus fraction, mol%	>50	35 to 50	10 to 30	1 to 6	0 to 1
Initial dissolved GOR, scf/STB	0 to 200	200 to 900	900 to 3,500	3,500 to 30,000	30,000+
Initial FVF, B _{oi} , RB/STB	1.0 to 1.1	1.1 to 1.5	1.5 to 3.0	3.0 to 20.0	20.0+
Typical reservoir temperature, °F	90 to 200	100 to 200	150 to 300	150 to 300	150 to 300
Typical saturation pressure, psia	0 to 500	300 to 5,000	3,000 to 7,500	1,500 to 9,000	—
Volatile-oil/gas ratio, STB/MMscf*	0	0 to 10	10 to 200	50 to 300	0 to 50
Maximum vol% liquid during CCE**	100	100	100	0 to 45	0
OOIP, STB/acre-ft (bulk)	1,130 to 1,240	850 to 1,130	400 to 850	60 to 400	0 to 60
OGIP, Mscf/acre-ft (bulk)	0 to 200	200 to 700	300 to 1,000	500 to 2,000	1,000 to 2,200

*At bubblepoint pressure. **Constant composition expansion of reservoir fluid.

Tabla 2.2: Caracterización de fluidos según (McCain, 1990)

2.3 Tabulación de pozos que conforman el campo ESPOL por reservorio

Se revisaron los pozos que producen a la fecha. Existen catorce pozos productores de tres reservorios:

Tabla 2.3: Pozos productores por reservorio

	<u>Pozo</u>
<u>Reservorio U inferior</u>	ESP-001 Ui ESP-002 Ui ESP-003 Ui ESP-006 Ui ESP-007 Ui ESP-011 Ui ESP-012 Ui
<u>Reservorio T superior</u>	ESP-010 Ts
<u>Reservorio T inferior</u>	ESP-004 Ti ESP-005 Ti ESP-008 Ti ESP-009 Ti ESP-010 Ti ESP-013 Ti ESP-014 Ti

Fuente: Morales. W, Salcedo. W

2.4 Cálculo de petróleo original en sitio

Como primer paso para obtener la cantidad de reservas que posee el reservorio es necesario saber cuánto es el petróleo original en sitio.

Debido a los cambios tecnológicos, adquisición, y actualización de información geológica y propiedades del fluido que ha tenido el campo ESPOL, El Petróleo original en sitio, POES (N) cambio con referencia al POES que se presentó en el año 2016 de 58,89 MMbbl del reservorio U inferior, 32,68 MMbbl del reservorio T superior, y 91,84 MMbbl del reservorio T inferior.

Para este propósito se utilizaron dos métodos, determinación del POES por método volumétrico y por Balance de materia, de los cuales, una vez obtenido ambos resultados, se procedió a compararlos, de modo que se analizó cuanto varia uno con respecto al otro.

2.4.1 Método volumétrico

Se utilizó como base, dada su eficacia y sencillez. Se implementó la información geológica y petrofísica proporcionada por el departamento de Geología verificada previamente con el fin de tener un margen de error muy bajo.

Con la ecuación volumétrica (1.1), la cual relaciona datos del reservorio como porosidad, saturación de agua connata, factor volumétrico de petróleo, entre otros; se calculó la cantidad de petróleo original en sitio.

2.4.2 Balance de materia

Como segundo método se realizó el balance de materia, el cual relaciona datos de reservorio, petrofísica, presión, pruebas PVT, entre otros.

Se implementó el software MBAL, método geoestadístico, con el fin de obtener el POES, así como mecanismo de empuje, y más información calculada por el programa. El procedimiento se detalla a continuación:

Para comenzar se abrió un archivo nuevo del software, en la barra de menú, se escogió la opción “herramientas”, tomando la opción “balance de materia”.



Ilustración 2.4: Selección de balance de materia, software MBAL

Al aparecer el “Tank”, o reservorio, se dirigió al menú PVT, y se escogió “Fluid Properties”, de forma que se ingresaron las principales propiedades del yacimiento.

Se tipearon los respectivos valores según el reservorio analizado:

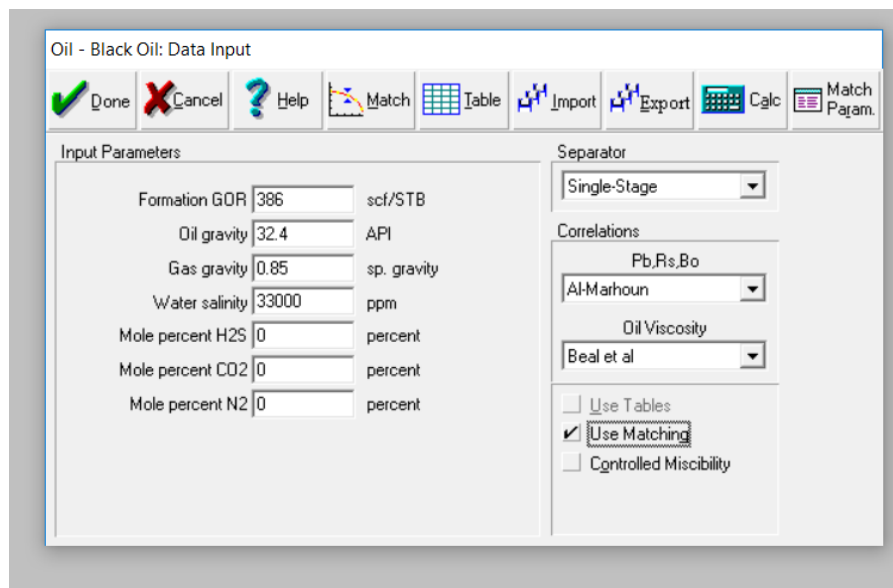


Ilustración 2.5: Ingreso de parámetros de fluido

Posteriormente, se seleccionó Match, en esta opción se ubicaron los valores de presión de burbuja, temperatura de yacimiento, presión actual; de forma que, a partir de estos, se calcularon más valores de acuerdo a correlaciones volviendo a utilizar la función Match.

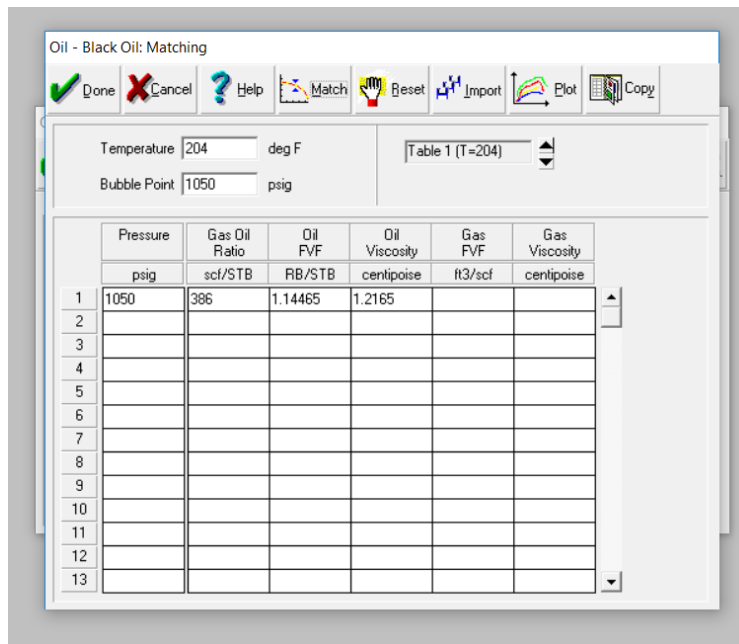


Ilustración 2.6: Presión y temperatura de referencia

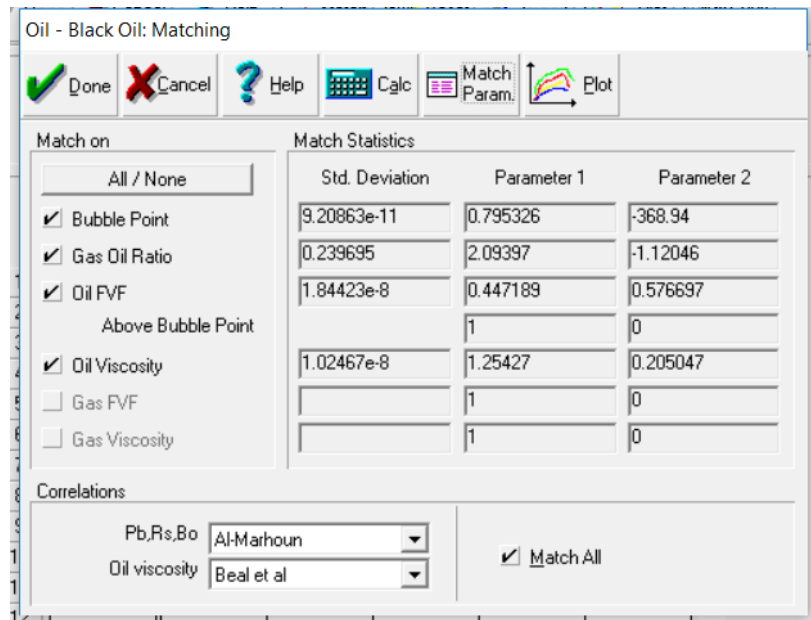


Ilustración 2.7: Correlaciones y desviaciones estándar

Los datos ingresados fueron verificados, por tanto, se utiliza la función Plot, para visualizar la gráfica de relación gas-petróleo, la cual vista con respecto al tiempo de

derecha a izquierda muestra como al llegar a la presión de burbuja empieza a liberarse el gas que antes se encontraba dentro de la fase líquida de hidrocarburos.

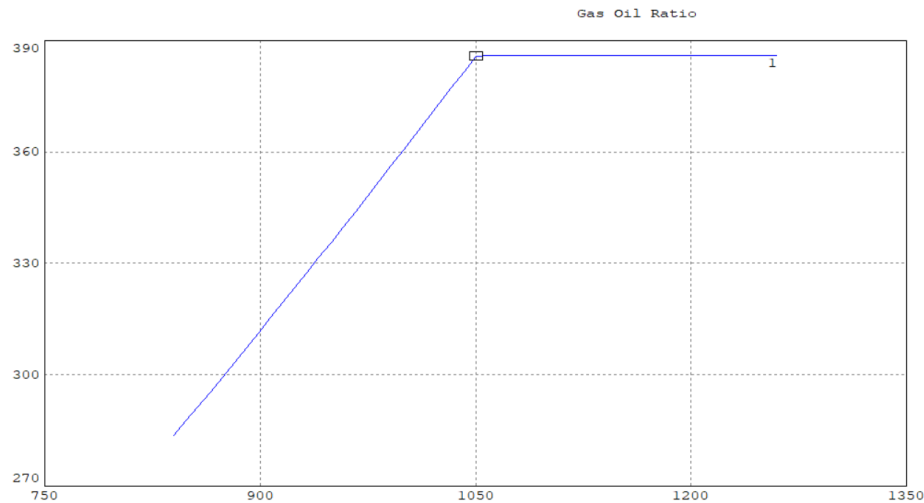


Ilustración 2.8: Gráfico de relación gas-petróleo

Una vez obtenido el gráfico se dio click en “Finish”, y en “Done”, de modo que se termine con la sección de datos PVT. Se procedió a la barra de menú y se escogió “Input”, luego “Tank data”, opción en la cual se ingresaron parámetros de reservorio, compresibilidades, permeabilidades relativas, e historial de producción.

La interfaz de usuario muestra los siguientes parámetros de entrada:

- Tank Type:
- Name:
- Temperature: deg F
- Initial Pressure: psig
- Porosity: fraction
- Connate Water Saturation: fraction
- Water Compressibility: 1/psi
- Initial Gas Cap:
- Original Oil In Place: MMSTB
- Start of Production: date m/d/y

En el lado derecho, hay una sección de opciones con casillas de verificación:

- Monitor Contacts
- Gas Coning
- Water Coning
- Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

En la parte inferior, hay un botón "Calculate Pb..." y una barra de navegación con botones "<< Prior", "Next >>" y "Validate".

Ilustración 2.9: Ingreso de datos de reservorio

Una vez terminado se escogió la opción “History Matching” en la barra de menú, en la cual se seleccionó “Método analítico”, en la cual se presentó un gráfico de presión de reservorio vs la producción calculada de petróleo, según los datos implementados en el software y cuan certeros son.

La línea azul de comportamiento real del campo debe acoplarse a la tendencia teórica del mismo, y en la parte inferior junto con otros datos se halla el volumen de petróleo original en sitio.

2.5 Conocer los historiales de presión por reservorio del campo ESPOL

Se tabularon las presiones iniciales y actuales de cada reservorio estudiada:

Tabla 2.4: Presiones de reservorios estudiados

<u>Reservorio</u>	<u>Presión inicial [psi]</u>	<u>Presión actual [psi]</u>
U inferior	3600	1792
T superior	4150	1327
T inferior	4150	2057

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

2.6 Identificación del mecanismo de empuje

Para poder identificar la eficiencia de recobro máxima que tiene un yacimiento se necesita conocer los mecanismos de empuje que actúan en el mismo.

Al graficar la relación entre la presión actual y la inicial vs la eficiencia, tendencia de la curva mostrada nos indicó el tipo de empuje.

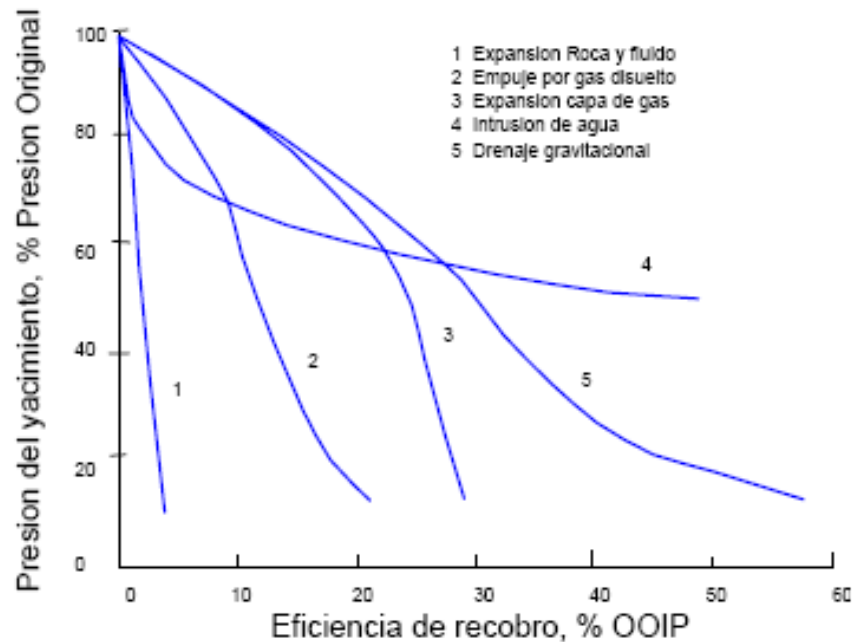


Ilustración 2.10: Comportamiento según el tipo de empuje

Fuente: (Manejo de Petróleo y gas, 2013)

Este análisis se realizó para cada reservorio productora del campo ESPOL.

2.7 Determinación del factor de recobro máximo de cada reservorio del campo

Con el fin de conocer la cantidad de petróleo que puede ser recuperado, tomando en cuenta la nueva información disponible y condiciones del campo, se procedió a calcular el factor de recobro máximo, considerando el mecanismo de empuje identificado, haciendo uso de la ecuación respectiva (ecuaciones (1.3), (1.4), (1.5), (1.6)).

Las variables que corresponden al valor de límite económico deben ser consideradas una presión equivalente al 10% mayor a la presión de abandono, en otras palabras, estas variables corresponden a una presión de 1100 psi.

2.8 Estimación de reservas

2.8.1 Definición del tipo de declinación por reservorio

Para determinar cuál es el modelo de declinación que más se ajusta a los reservorios U inferior, T inferior, T superior; se utilizó una gráfica de tasa de producción de petróleo con respecto a la producción acumulada, en las cuales se analizó la tendencia de los puntos graficados.

En la siguiente ilustración se contemplan los resultados esperados según el tipo de declinación, lo obtenido debe ajustarse a uno de los casos detallados.

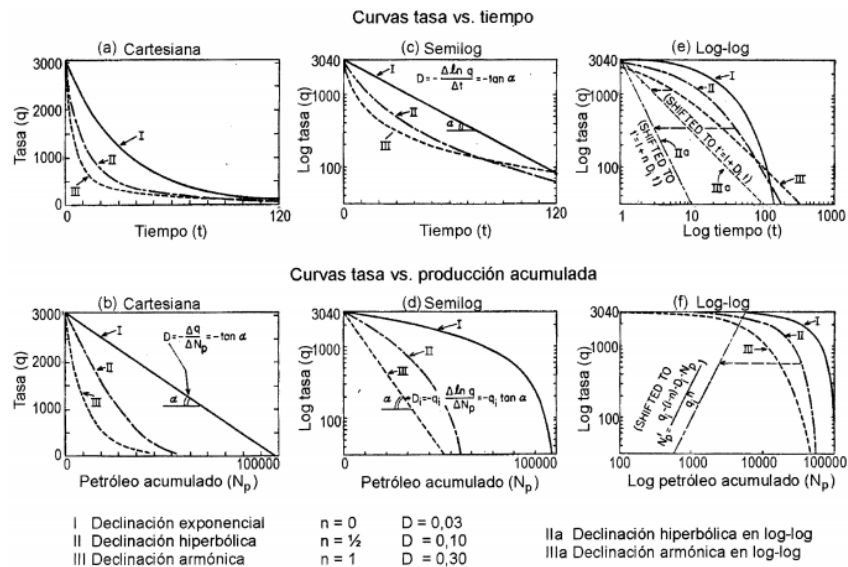


Ilustración 2.11: Comportamiento de curvas de ARPS

Fuente: (Paris, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

2.8.2 Análisis y proyección de producción por pozo

Con el tipo de declinación establecido, así como su respectiva ecuación de Arps, calculando su tasa de declinación, se procedió a realizar la predicción de producción de cada pozo, en la que se contempla como y hasta cuando producirá dicho pozo hasta llegar al límite económico establecido, que para este caso son 10 barriles de petróleo por día.

La acumulada de producción de todos los valores proyectados hasta el límite económico por pozo son las reservas probadas produciendo por pozo

2.8.3 Cálculo del factor de recobro final del campo ESPOL

Se calcularon las reservas probadas produciendo mediante el análisis de curvas de declinación. Esto permitió obtener el factor de recobro final considerando los pozos que a la última fecha de análisis se encontraban en producción.

Este cálculo es realizado de forma independiente por reservorio, mediante la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{NP \text{ estimado al abandono}}{POES} = \frac{Np \text{ de historial} + Reservas PP}{POES} \quad (1. 63)$$

2.8.4 Cálculo de reservas remanentes

Por último, se identificaron las reservas comúnmente llamadas remanentes, mediante la resta de las reservas máximas y las reservas probadas produciendo, como data la siguiente ecuación

$$Reservas \text{ remanentes} = Reservas \text{ Maximas} - (producción \text{ acumulada} + Reservas \text{ PP}) \quad (1. 64)$$

CAPÍTULO 3

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Cálculo de petróleo original en sitio

Se realizó el cálculo del POES mediante dos métodos: Volumétrico y Balance Materia como se detalla a continuación:

3.1.1 Determinación del POES mediante método Volumétrico

Se procedió a calcular el POES (N) mediante el método volumétrico utilizando la ecuación (1.1), en donde se utiliza la geometría de los reservorios, saturación de agua connata, factor volumétrico, y porosidad.

A continuación, se muestra una tabla con los datos necesarios y los cálculos realizados:

Tabla 3.1: Datos por reservorio para cálculo de N volumétrico

<u>Propiedades</u>	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
A [acres]	4246.96	4167	3596
h [ft]	21.29	15.3	33.5
∅ [%]	13.6	14.4	17
Boi [Bbl/STB]	1.21	1.3	1.3
Swc [%]	17	33.72	17

Fuente: Laboratorio de Análisis PVT

$$N_{UI} = \frac{7758 (4246.96)(21.29)(1 - 0.17)}{(1.21)} = 65.439 \text{ MMbbl}$$

$$N_{TS} = \frac{7758 (4167)(15.3)(1 - 0.3372)}{(1.3)} = 36.313 \text{ MMbbl}$$

$$N_{TI} = \frac{7758 (3596)(33.5)(1 - 0.17)}{(1.3)} = 102.048 \text{ MMbbl}$$

Se presenta un cuadro resumen del petróleo inicial en sitio calculado por el método volumétrico:

Tabla 3.2: POES obtenido por reservorio por el método volumétrico

	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
N [MMbb]	65.439	36.313	102.048

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

El valor de POES obtenido mediante este método, será comparado con el POES obtenido mediante balance de materia.

3.1.2 Balance de materia (MBAL)

Para el correcto cálculo del POES mediante balance de materia se utilizó el software Mbal, para el cual, es de vital importancia contar con información de propiedades de fluido, y propiedades de la roca, esta información tiene que ser, segura y confiable. Los datos PVT y de la roca utilizados se encuentran en la Tabla 2.1.

Una vez validados estos datos, en Mbal se debe realizar el history match entre la curva de datos de producción acumulada y el comportamiento del reservorio en base a las propiedades de los fluidos y roca.

Este valor de POES se ajusta teniendo en cuenta la desviación estándar proporcionada por el software para que ambas curvas se transpongan, de esta forma se obtuvo un resultado mucho más certero.

A continuación, se presentan las gráficas de presión vs petróleo acumulado de los tres reservorios analizados del campo ESPOL, con sus respectivos valores de POES.

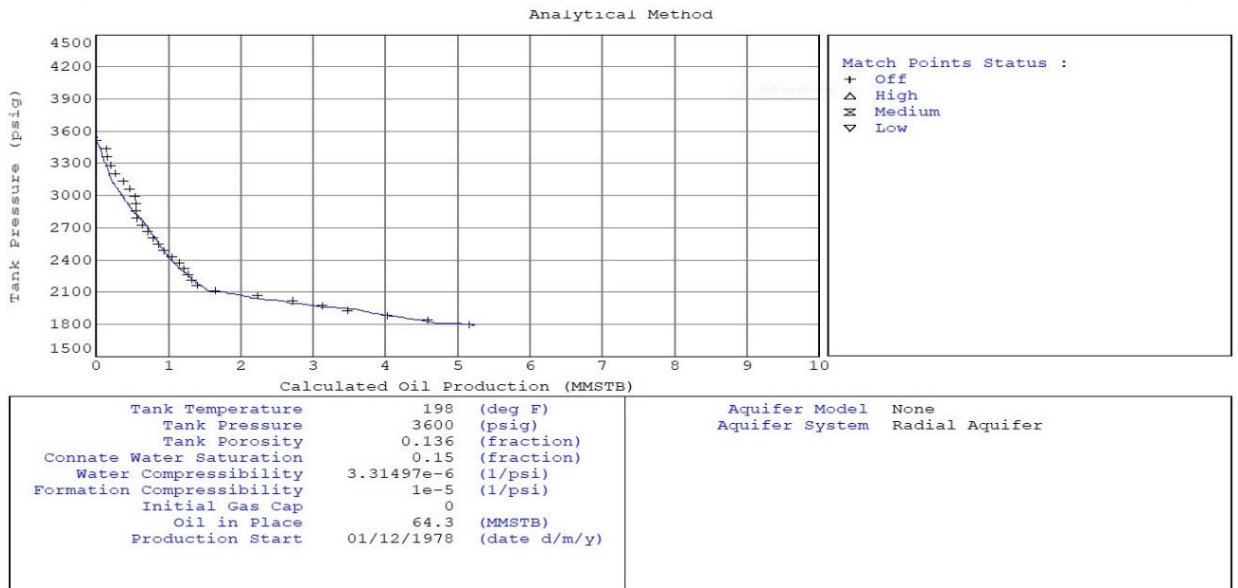


Ilustración 3.1: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio U inferior

En la Ilustración 3.1, el reservorio U Inferior presenta un POES de 64.3 MMSTB resultado del history match, con una presión de reservorio de 3600 psi, porosidad de 13.6%, compresibilidad del agua de 3.31×10^{-6} , compresibilidad de formación de 1×10^{-5} y una saturación de agua connata de 15%

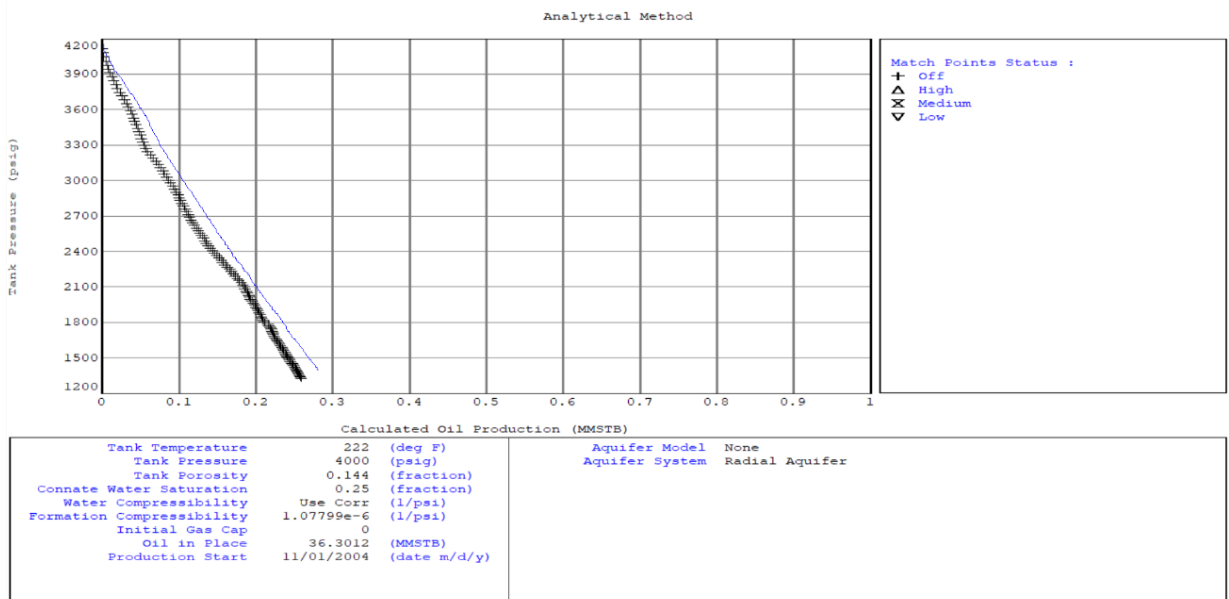


Ilustración 3.2: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio T superior

En la Ilustración 3.2, el reservorio T Superior presenta un POES de 36.301 MMSTB, con una presión de reservorio de 4000 psi, porosidad de 14.4%, compresibilidad del agua de 1.077×10^{-6} , una compresibilidad de formación de 1×10^{-5} y una saturación de agua connata de 15%

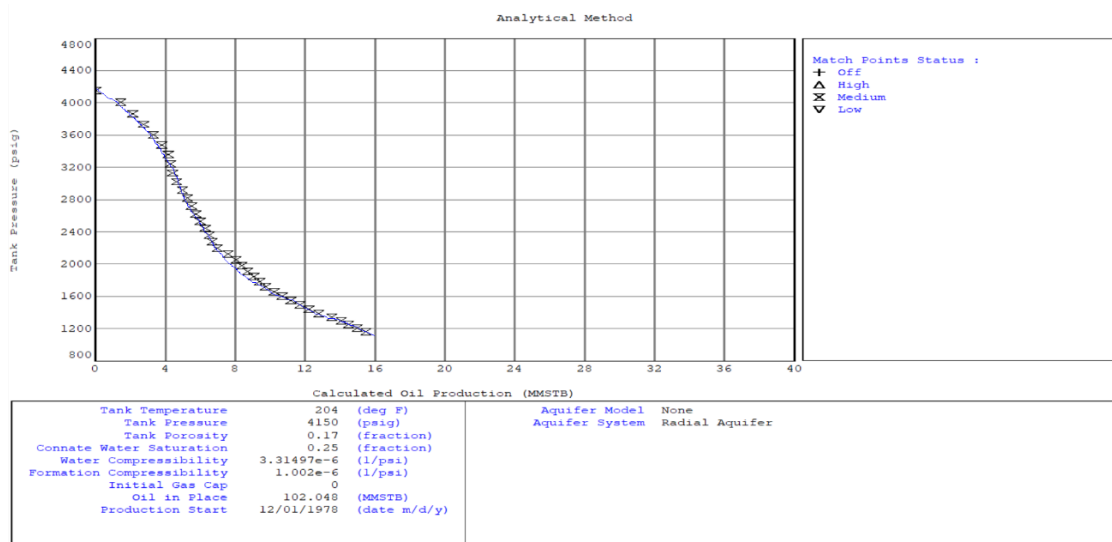


Ilustración 3.3: Gráfico presión vs petróleo acumulado de reservorio T inferior

En la Ilustración 3.3 ,el reservorio T Inferior presenta un POES de 102.048 MMSTB resultado del history match, con una presión de reservorio de 4150 psi, porosidad de 17 %, comprensibilidad del agua de 3.31×10^{-6} , comprensibilidad de formación de 1×10^{-5} y una saturación de agua connata de 25 %

Se presenta un cuadro resumen del petróleo inicial en sitio calculado por el método de balance de materia:

Tabla 3.3: POES obtenido por reservorio por balance de materia

	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
N [MMbbbl]	64.30	36.30	102.05

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los valores de POES obtenido mediante ambos métodos, Volumétrico y Balance de Materia.

Tabla 3.4: Resumen de Petróleo original en sitio por ambos métodos

<u>Reservorio</u>	<u>POES en Mbal</u>	<u>POES volumétrico</u>
	<u>[MMbbbl]</u>	<u>[MMbbbl]</u>
U Inferior	64.30	65.44
T Superior	36.30	36.31
T Inferior	102.05	102.04

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

Se comprobó que el POES obtenido por ambos métodos difiere en menos de 5 %.

En la siguiente tabla se muestra el valor de POES en el año 2016 en comparación con el POES obtenido con los datos en la actualidad.

Tabla 3.5: Resumen de Petróleo original en sitio por ambos métodos

<u>Reservorio</u>	<u>POES</u> <u>2016</u> <u>[MMbb]</u>	<u>POES en</u> <u>Mbal [MMbb]</u>	<u>POES</u> <u>volumétrico</u> <u>[MMbb]</u>
U Inferior	58.44	64.30	65.44
T Superior	32.68	36.30	36.31
T Inferior	91.84	102.05	102.04

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

Se puede observar que el POES del 2016 difiere con el actual en un 10%.

3.2 Mecanismo de empuje

Para poder determinar el factor de recobro de una forma más eficiente, se necesita saber que mecanismo de empuje que proporciona energía al reservorio de manera primaria, por tal motivo se realizó un gráfico de eficiencia de P/P_i [%] vs eficiencia de recobro (N_p/N) [%], en donde la tendencia de la gráfica nos indicó que tipo de empuje predomina.

A continuación, se presenta la gráfica obtenida:

RESERVORIO U inferior

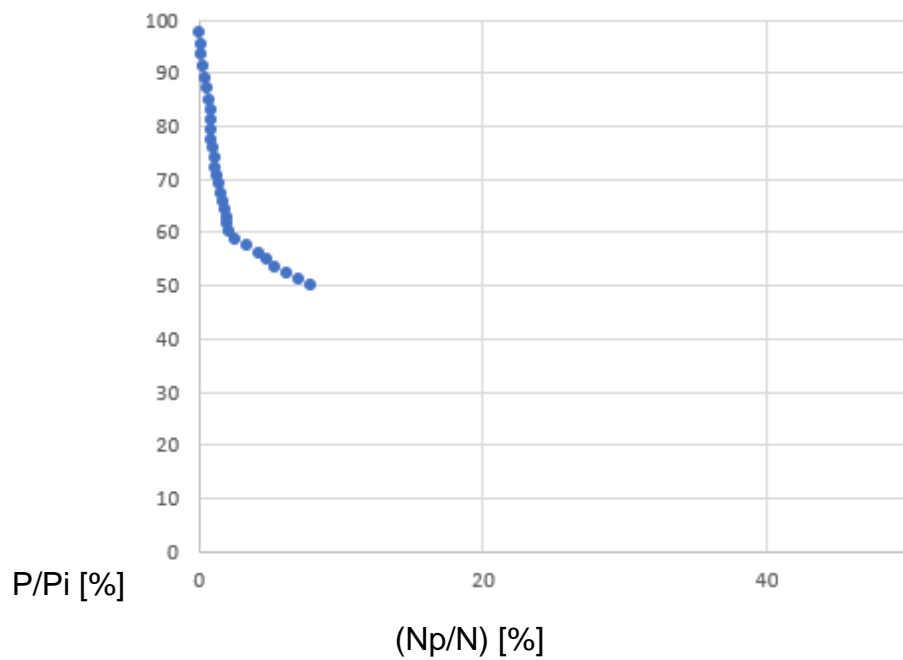


Ilustración 3.4: Tendencia de reservorio U_i para obtener el mecanismo de empuje

RESERVORIO T SUPERIOR

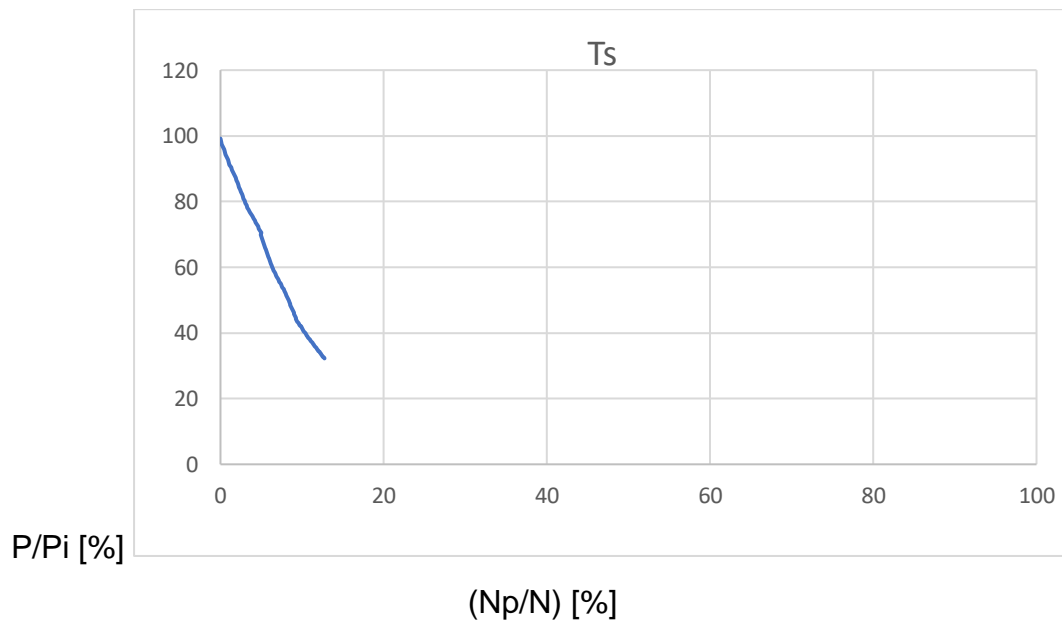


Ilustración 3.5: Tendencia de reservorio T_s para obtener el mecanismo de empuje

RESERVORIO T INFERIOR

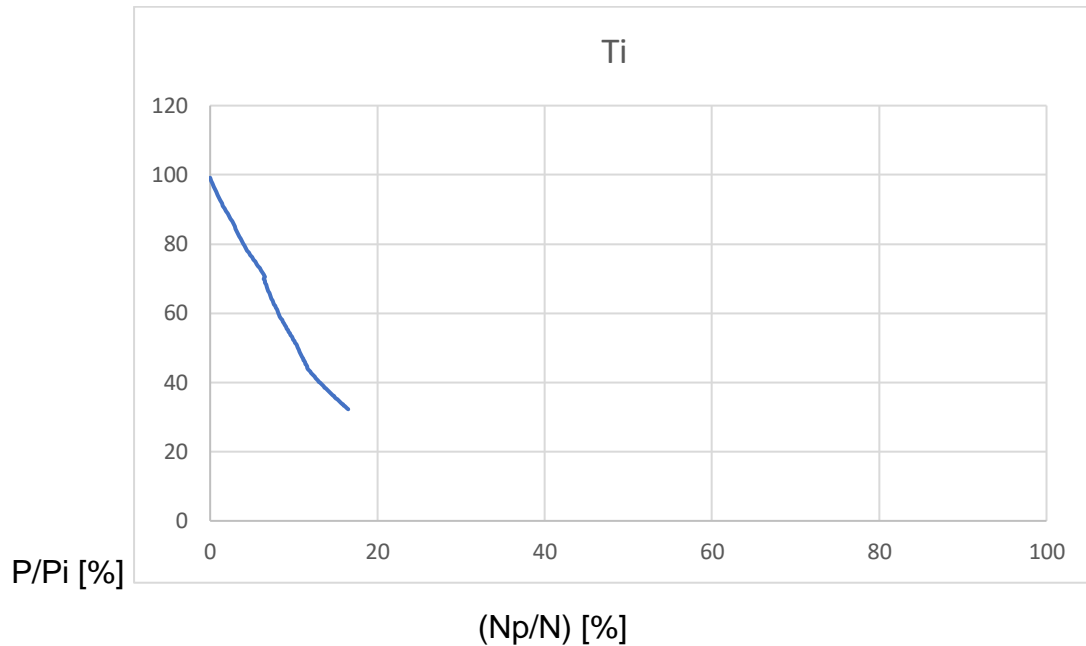


Ilustración 3.6: Tendencia de reservorio Ti para obtener el mecanismo de empuje

Debido al cambio en las tendencias en las curvas P/P_i [%] vs (N_p/N) [%] de las ilustraciones 28, 29, y 30 y a que la eficiencia de recobro es baja, se descartaron empujes como hidráulico, inyecciones de fluido, capa de gas, y gravitacional; siendo los mecanismos de gas en solución y expansión roca/fluidos los que aportan con energía a los reservorios en cuestión.

3.3 Factor de recobro

Se realizó el cálculo del factor de recobro por reservorio mediante la ecuación (1.6), la cual corresponde al recobro máximo para un reservorio con gas en solución como principal mecanismo de empuje, teniendo el límite económico a una presión de reservorio de 1000 psi. Las variables como S_{ga} y B_{oa} corresponden a una presión equivalente al 10% mayor a la presión de abandono, en otras palabras, estas variables corresponden a una presión de 1100 psi.

Se presentan las variables necesarias para el cálculo del factor de recobro máximo:

Tabla 3.6: Variables para cálculo de FRM

<u>Variable</u>	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
Swi [%]	17	33.72	16.5
Sgr [%]	18.5	17	22
Boi [bbl/stb]	1.21	1.3	1.3
Boa [bbl/stb]	1.191815	1.190098	1.189498

Fuente: Laboratorio de Análisis PVT

$$FRM_{UI} = \left[1 - \frac{(1 - 0.17 - 0.185)1.21}{(1 - 0.17)1.191815} \right] = 0.2110$$

$$FRM_{TS} = \left[1 - \frac{(1 - 0.3372 - 0.17)1.3}{(1 - 0.3372)1.190098} \right] = 0.1878$$

$$FRM_{TI} = \left[1 - \frac{(1 - 0.165 - 0.22)1.3}{(1 - 0.165)1.189498} \right] = 0.1951$$

El siguiente cuadro resume los factores de recobro máximo para cada uno de los reservorios productores del campo.

Tabla 3.7 Factores de recobro máximo para los reservorios del campo

	<u>U Inferior</u>	<u>T Superior</u>	<u>T Inferior</u>
FRM [%]	21.10	18.78	19.51

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

3.4 Histórico de producción

Luego de la evaluación y validación de datos, mediante el uso de ofimática se generaron gráficas, en las mismas se pudo apreciar el comportamiento de la producción de hidrocarburos en el campo ESPOL de sus respectivos reservorios productoras.

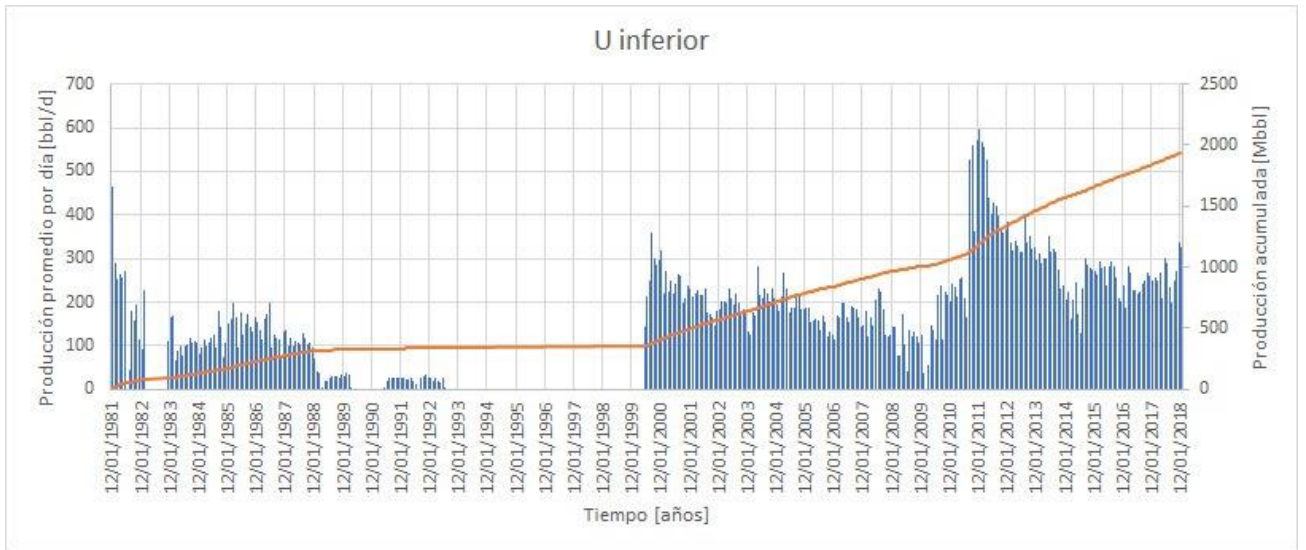


Ilustración 3.7: Histórico de producción reservorio U inferior

En la Ilustración 3.7, se puede ver el histórico de producción del reservorio U Inferior, empezando sus actividades en 1981 con una producción anual de promedio de 300 bbl/d, a diciembre del 2018 se han acumulado 1900 Mbbl y presenta una producción de petróleo de 350 bbl/d

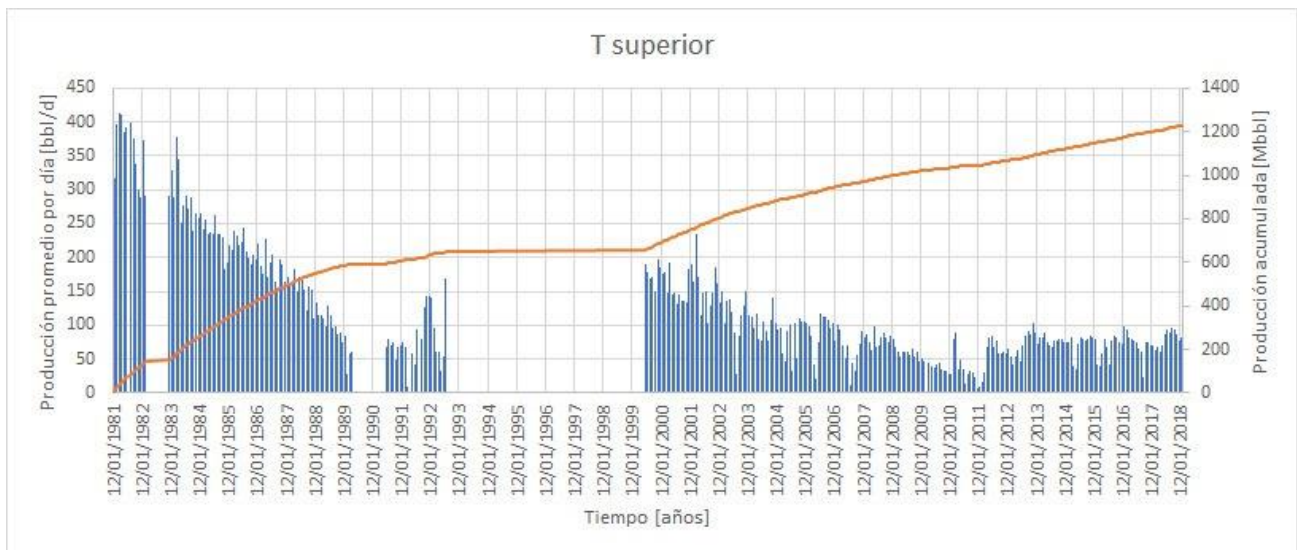


Ilustración 3.8: Histórico de producción reservorio T superior

El en la Ilustración 3.8, se puede ver el histórico de producción del reservorio T Superior, empezando sus actividades en 1981 con una producción anual de promedio de 350 bbl/d, a diciembre del 2018 se han acumulado 1200 Mbbl y presenta una producción de petróleo de 90 bbl/d

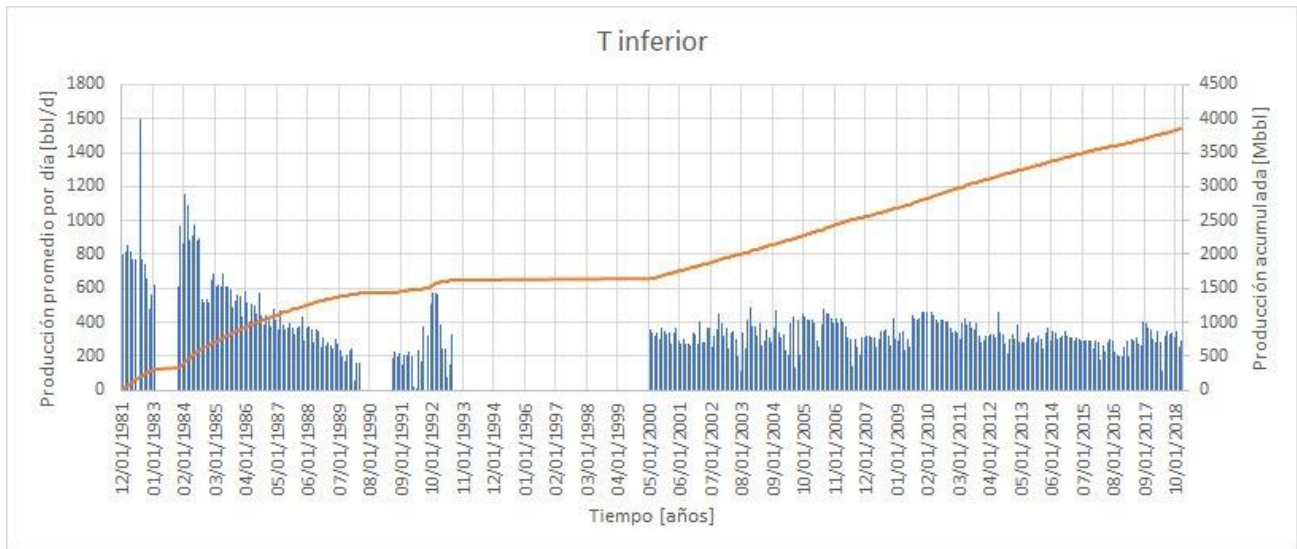


Ilustración 3.9: Histórico de producción reservorio T inferior

El en la Ilustración 3.9, se puede ver el histórico de producción del reservorio T Inferior, empezando sus actividades en 1981 con una producción anual de promedio de 800 bbl/d, a diciembre del 2018 se han acumulado 3900 Mbbl y presenta una producción de petróleo de 390 bbl/d.

Durante el tiempo analizado en la Ilustración 3.7, Ilustración 3.8, e Ilustración 3.9 se observó que la producción de los tres reservorios presenta una tendencia similar, en la cual predomina el volumen de petróleo producido, con una producción considerable de gas, mientras que posee una cantidad de agua producida despreciable.

Estos resultados respaldan al mecanismo de empuje obtenido de forma gráfica, en la cual predomina el empuje de gas en solución.

3.5 Determinación de tipo de declinación

Se realizó un análisis de la producción de petróleo con respecto a su acumulada, en la cual se indica la tendencia de los puntos y se apreció que es una línea recta, señalando que la declinación para cada reservorio es exponencial.

Las gráficas Q vs Np se muestran a continuación:

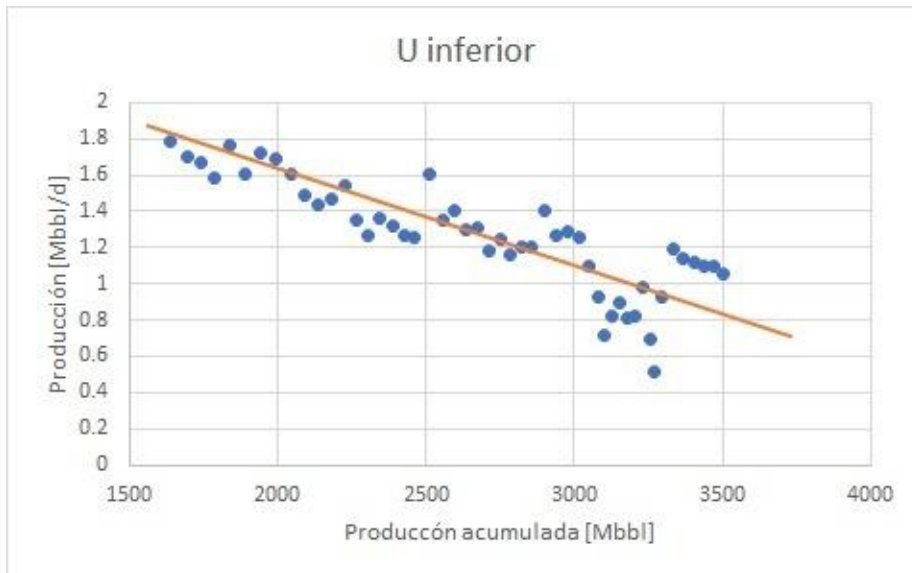


Ilustración 3.10: Tendencia de declinación de reservorio U inferior

La Ilustración 3.10 muestra el comportamiento del reservorio U Inferior, teniendo como resultado una tendencia lineal y que al ser compara con la Ilustración 2.11, se verifica que dicho reservorio declina exponencialmente con un factor de declinación anual efectivo de 0.188854 [1/años].



Ilustración 3.11: Tendencia de declinación de reservorio T superior

La Ilustración 3.11 muestra el comportamiento del reservorio T Superior, teniendo como resultado una tendencia lineal y que al ser compara con la Ilustración 2.11, se verifica que dicho reservorio declina exponencialmente con un factor de declinación anual efectivo de 0.20540 [1/años].

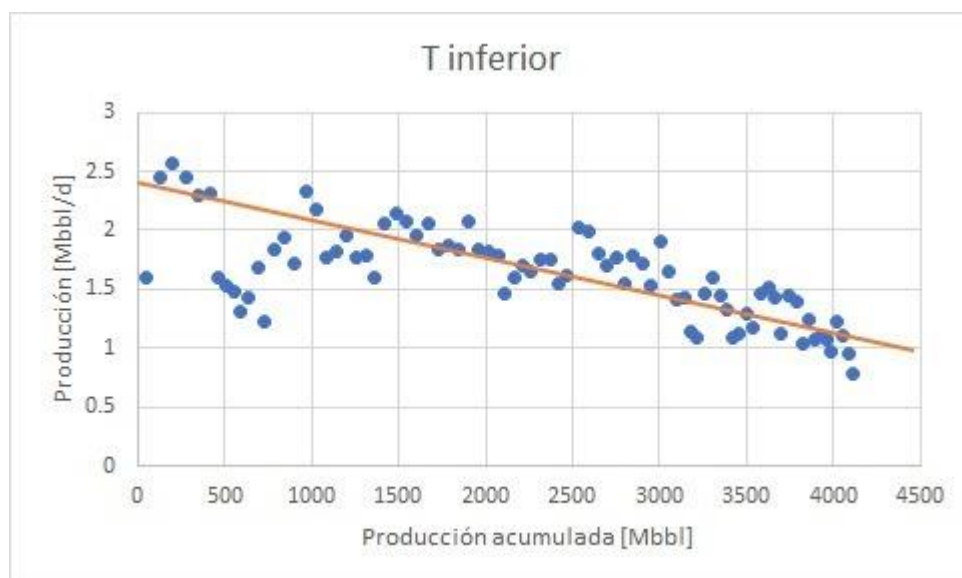


Ilustración 3.12: Tendencia de declinación de reservorio T inferior

La Ilustración 3.12 muestra el comportamiento del reservorio T Superior, teniendo como resultado una tendencia lineal y que al ser compara con la Ilustración 2.11, se verifica que dicho reservorio declina exponencialmente con un factor de declinación anual efectivo de 0.106801 [1/años]

3.6 Estimación de reservas

3.6.1 Reservas probadas produciendo (PP)

Para la estimación de reserva Probadas Produciendo, PP, primero, se realizó un análisis por pozo de cada reservorio con la finalidad de determinar las características generales de los mismos, así como se realizó una proyección de producción por pozo a un límite económico de 10 bbl/d.

Se presenta un cuadro resumen donde se detalla las acumuladas máximas de producción de petróleo que se podrá aportar por reservorio y la acumulada de producción al 31 de diciembre del 2018

Tabla 3.8: POES, FR máximo, reservas máximas, y acumulada al 31 de diciembre 2018

<u>Reservorio</u>	<u>POES [MMbbl]</u>	<u>FRM [%]</u>	<u>Máximo a producir [MMbbl]</u>	<u>Acumulada al 31/12/2018 [MMbbl]</u>
UI	65.44	21.10	13.81	3.85
TS	36.31	18.78	6.82	0.26
TI	102.04	19.51	19.91	5.27

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

3.6.1.5 Proyección de producción de petróleo en el límite económico (reservas PP)

Utilizando la ecuación (1. 58) se obtuvo el coeficiente de declinación nominal para cada pozo. Estos valores fueron utilizados en la ecuación (1. 59) para hallar los puntos de producción hasta llegar a 10 barriles de petróleo por día.

Se analizó la tendencia, la cual se cumple a lo largo de todos los puntos, y se utilizó la ecuación (1. 62) considerando declinación efectiva para cada pozo por reservorio, expresada en % anuales.

Las reservas probadas produciendo son la suma de todas las reservas obtenidas por los pozos que se encuentran en producción mediante la realización de pronósticos de producción como se detalla a continuación:

3.6.1.5.1 Reservorio U Inferior
 3.6.1.5.1.1 Pozo ESP – 001 UI

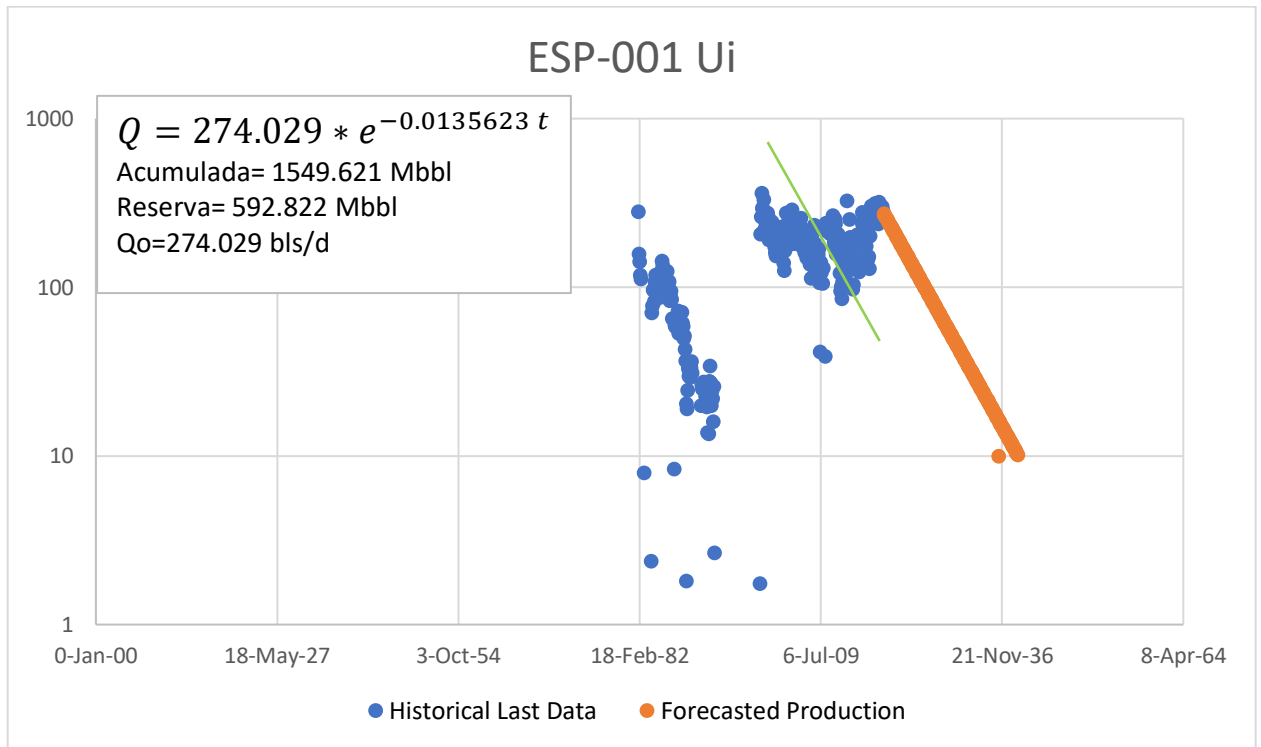


Ilustración 3.13: Pozo ESP-001

El pozo ESP-001 tiene una producción acumulada de petróleo de 1549.62 Mbbls durante 36 años y presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 15.0194% la declinación nominal por mes es de 1.35 %. Se realizó una proyección hasta el límite económico en cuanto a la producción de petróleo con un caudal inicial de 274.03 bbl/d, obteniendo reservas de 592.822 Mbbls en 20 años

3.6.1.5.1.2 Pozo ESP-003 UI

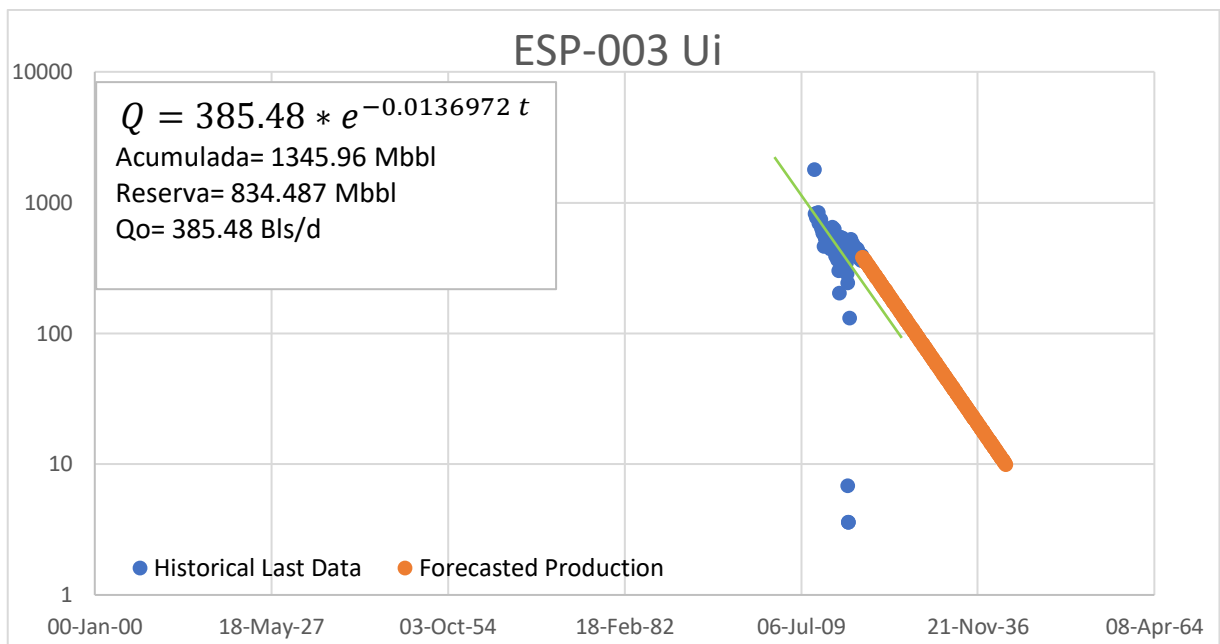


Ilustración 3.14: Pozo ESP-003

El pozo ESP-003 tiene una producción acumulada de petróleo de 1345.96 Mbbls durante 7 años y presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación anual efectiva de 15.1569% y una nominal por mes es de 1.369 %. Se realizó una proyección hasta el límite económico en cuanto a la producción de petróleo con un caudal inicial de 385.48 bbl/d, obteniendo reservas de 834.487 Mbbls en 22 años.

3.6.1.5.1.3 Pozo ESP-006 UI

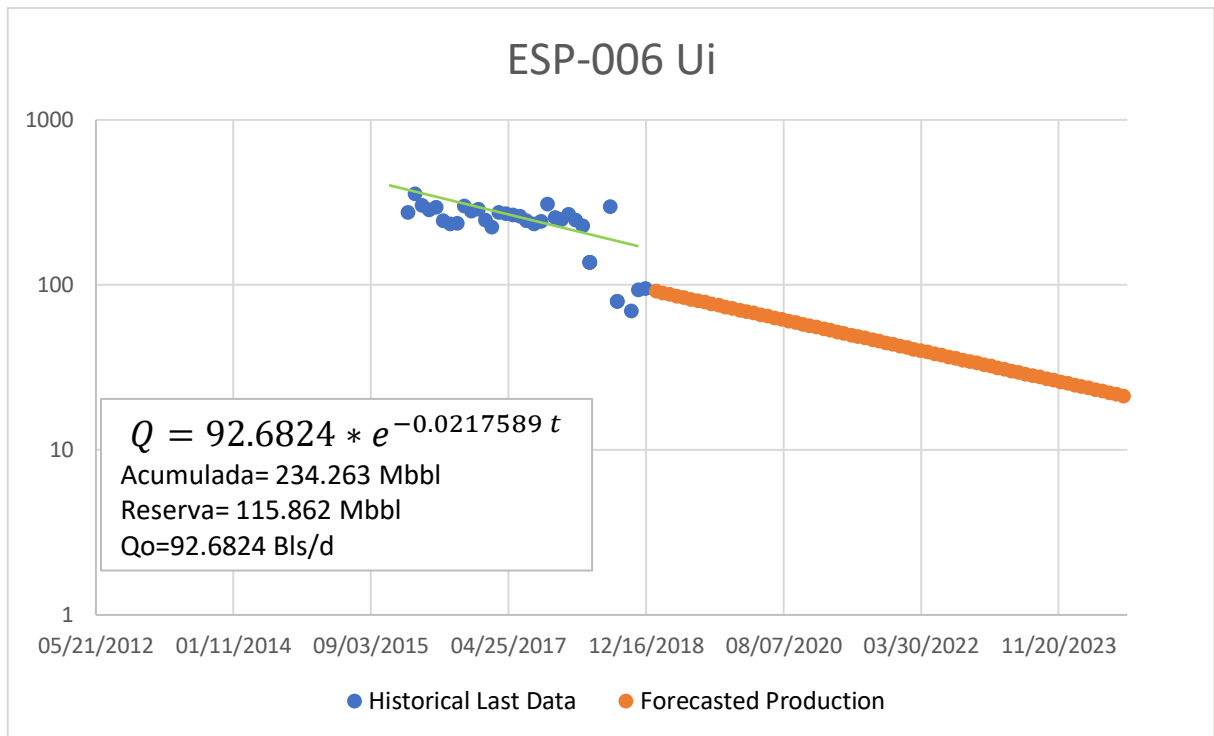


Ilustración 3.15: Pozo ESP-006

El pozo ESP-006 tiene una producción acumulada de petróleo de 234.263 Mbbls durante 2 años y presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación anual efectiva de 22.9801% y nominal mensual es de 1.35 %. Se realizó una proyección hasta el límite económico en cuanto a la producción de petróleo con un caudal inicial de 92.68 bbl/d, obteniendo reservas de 115.862 Mbbls en 8 años.

3.6.1.5.1.4 Pozo ESP-007 UI

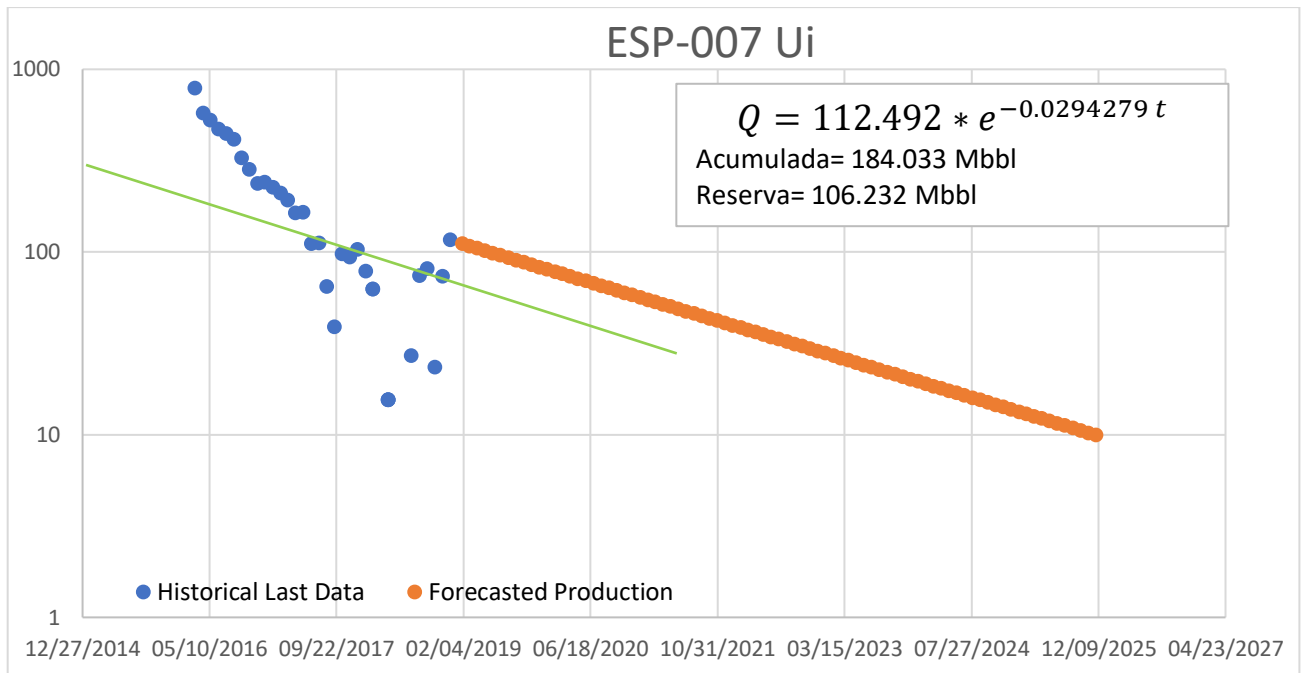


Ilustración 3.16: Pozo ESP-007

El pozo ESP-007 tiene una producción acumulada de petróleo de 184.033 Mbbls durante 2 años. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación anual efectiva de 29.8 % y mensual nominal de 2.94%. Se realizó una proyección hasta el límite económico en cuanto a la producción de petróleo con un caudal inicial de 112.49 bbl/d, obteniendo reservas de 106.232 Mbbls en 6 años.

3.6.1.5.1.5 Pozo ESP-011 UI

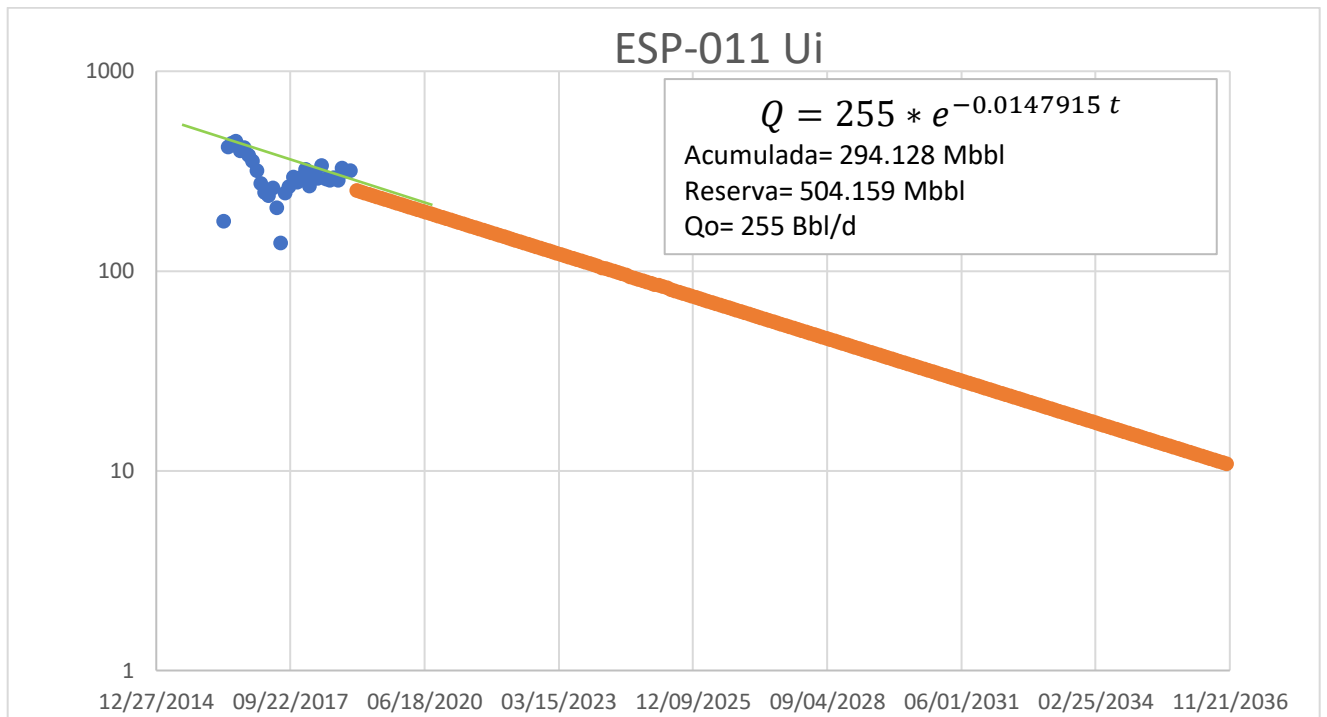


Ilustración 3.17: Pozo ESP-011

El pozo ESP-011 tiene una producción acumulada de petróleo de 294.128 Mbbls durante 2 años. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 16.26% y mensual nominal de 1.47%. Se realizó una proyección hasta el límite económico en cuanto a la producción de petróleo con un caudal inicial de 255 bbl/d, obteniendo reservas de 504.159 Mbbls en 18 años.

Se presenta una tabla con los resultados obtenidos por pozo del reservorio UI:

Tabla 3.9: Petróleo producido y reservas de reservorio U inferior

<u>Pozo</u>	<u>Tipo de Declinación</u>	<u>Declinación efectiva [fracción porcentual]</u>	<u>Producción acumulada al 31 de diciembre del 2018 [MMbbl]</u>	<u>Reservas [MMbbl]</u>	<u>Fecha al límite económico</u>
ESP-001	Exponencial	0.150194	1.55	0.592822	05/31/2036
ESP-002	Exponencial	0.2	0.0016	0.180158	04/30/2027
ESP-003	Exponencial	0.151569	1.35	0.834487	03/31/2038
ESP-006	Exponencial	0.229801	0.23	0.115862	07/31/2024
ESP-007	Exponencial	0.297518	0.18	0.106232	11/30/2022
ESP-011	Exponencial	0.162637	0.29	0.504159	03/31/2034
ESP-012	Exponencial	0.130256	0.25	0.837629	01/31/2041

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

3.6.1.5.2 Reservorio T Superior

3.6.1.5.2.1 Pozo ESP-010 TS

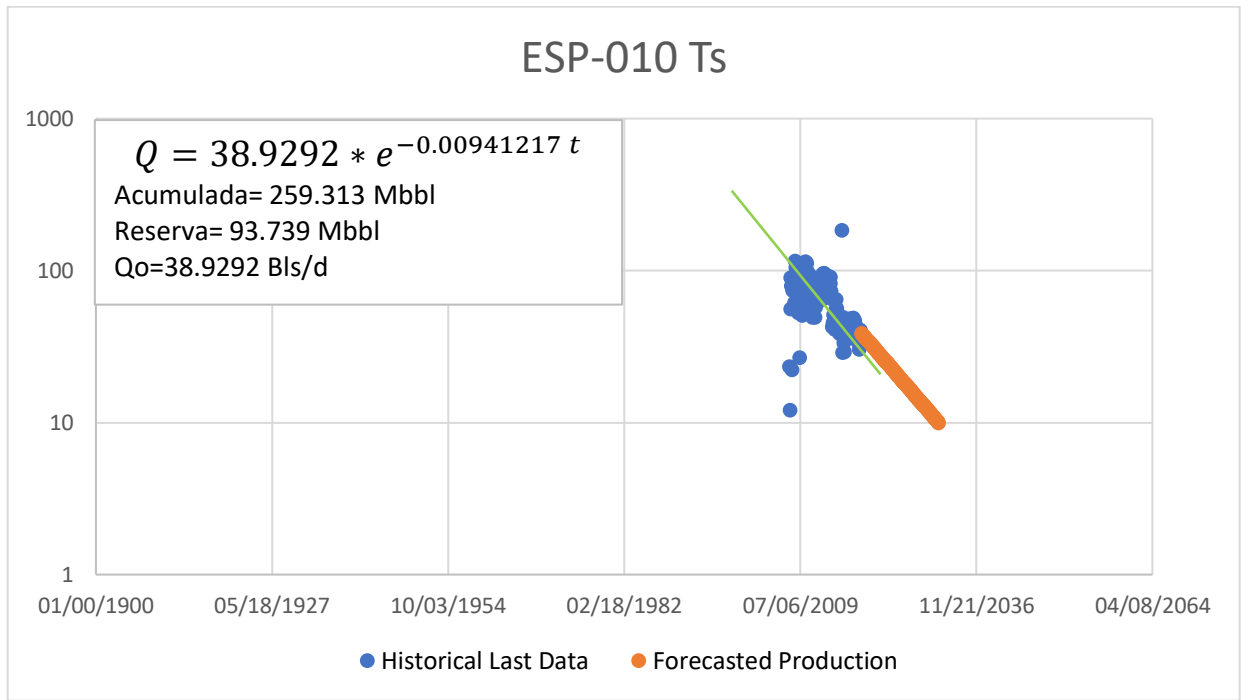


Ilustración 3.18: Pozo ESP-010 Ts

El pozo ESP-010 Ts tiene un acumulada de producción de 259.313 Mbbl en 10 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 16.68% y mensual nominal de 0.94%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 38.93 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 93.739 Mbbl en 11 años.

Se presenta una tabla con los resultados obtenidos por pozo del reservorio TS:

Tabla 3.10: Petróleo producido y reservas de reservorio T superior

<u>Pozo</u>	<u>Tipo de Declinación</u>	<u>Declinación efectiva</u> [1/años]	<u>Producción acumulada</u> [MMbbl]	<u>Reservas</u> [MMbbl]	<u>Fecha al límite económico</u>
ESP-010	Exponencial	0.106801	0.259313	0.093739	01/31/2028

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

3.6.1.5.3 Reservorio T inferior

3.6.1.5.3.1 Pozo ESP-004 TI

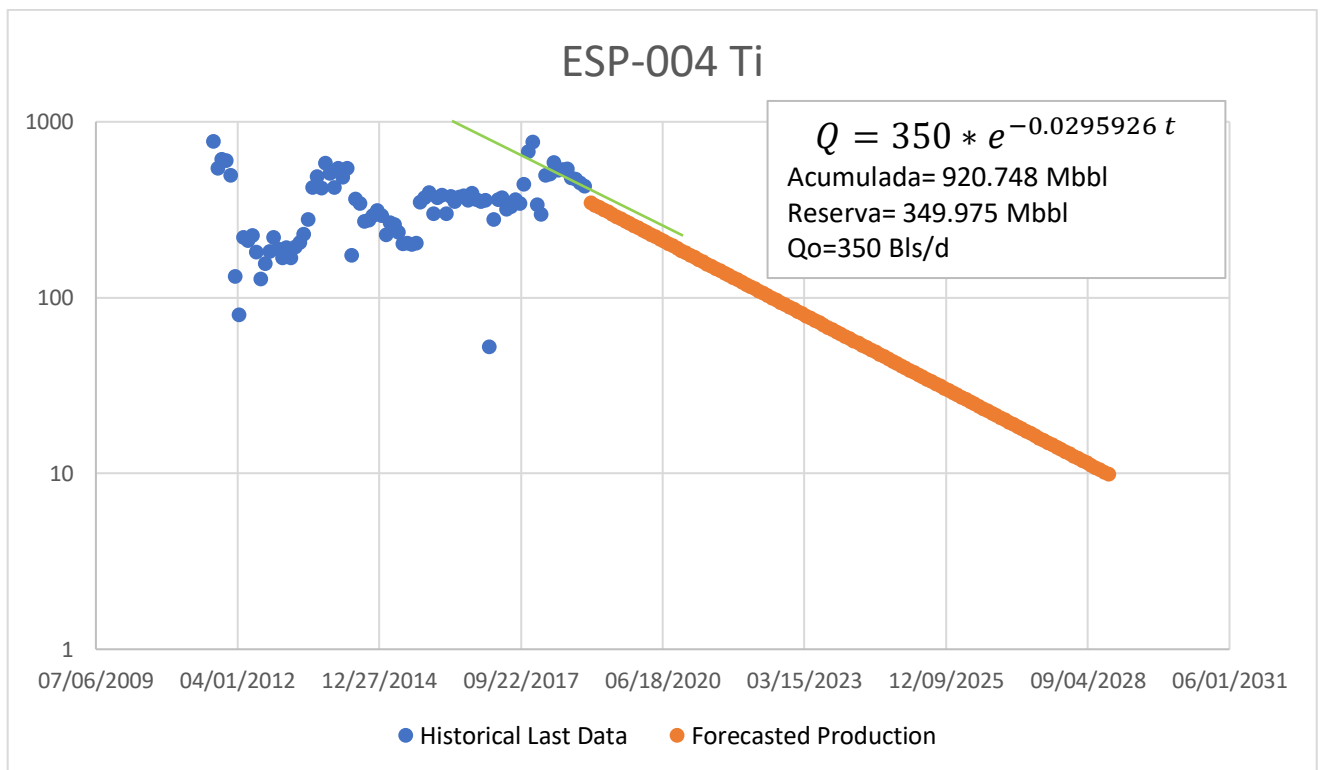


Ilustración 3.19: Pozo ESP-004

El pozo ESP-004 tiene un acumulada de producción de 920.748 Mbbl en 7 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 29.89% y mensual nominal de 2.95%. Se realiza una proyección de producción con un

caudal inicial de 350 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 349.975 Mbbl en 10 años.

3.6.1.5.3.2 Pozo ESP-005 TI

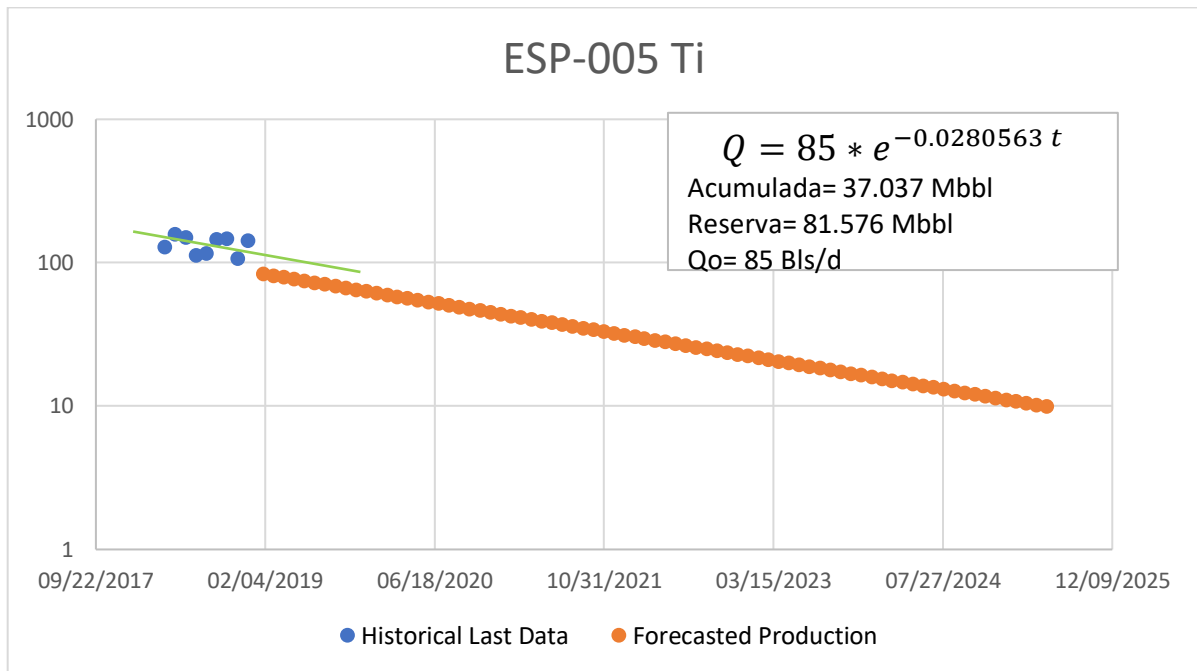


Ilustración 3.20: Pozo ESP-005

El pozo ESP-005 tiene un acumulada de producción de 37.037 Mbbl en 1 año de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 28.6% y mensual nominal de 2.8%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 85 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 81.576 Mbbl en 6 años.

3.6.1.5.3.3 Pozo ESP-008 TI

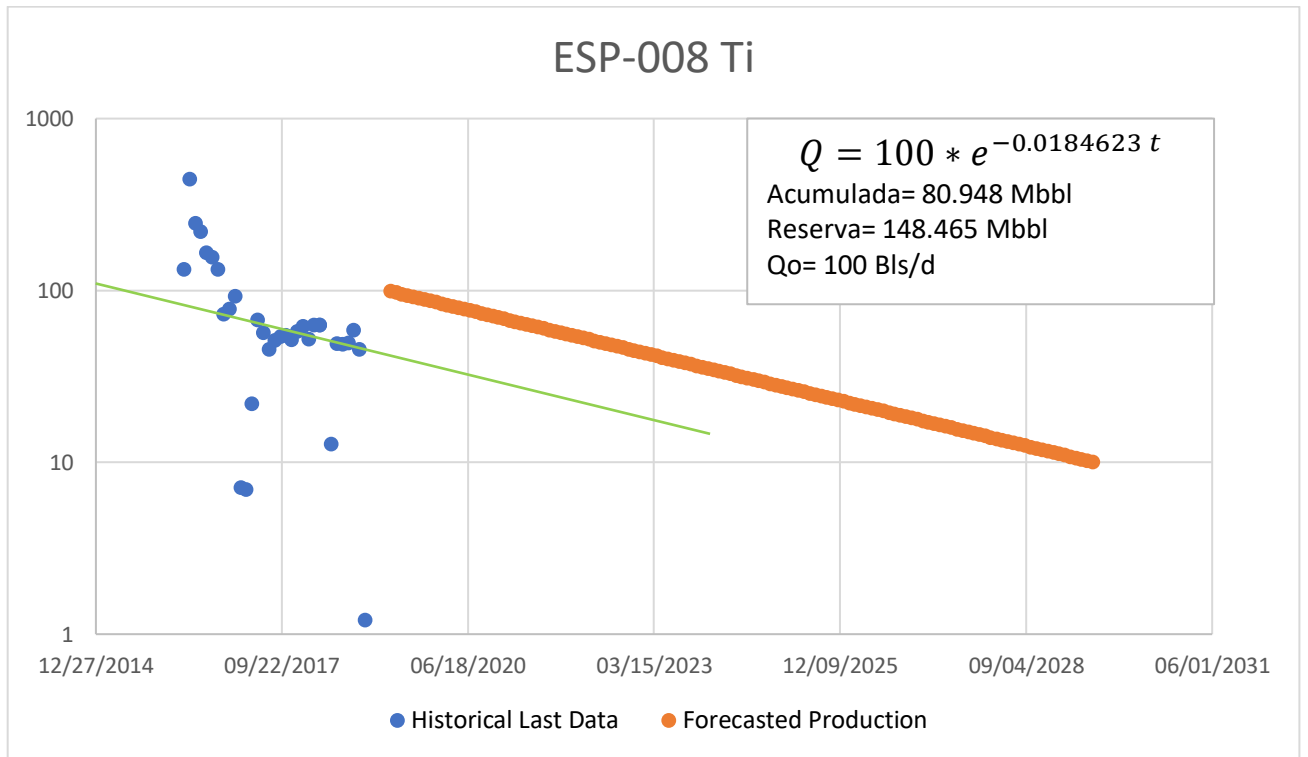


Ilustración 3.21: Pozo ESP-008

El pozo ESP-008 tiene un acumulada de producción de 80.948 Mbbl en 2 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 19.87% y mensual nominal de 1.84%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 100 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 148.465 Mbbl en 10 años.

3.6.1.5.3.4 Pozo ESP-009 TI

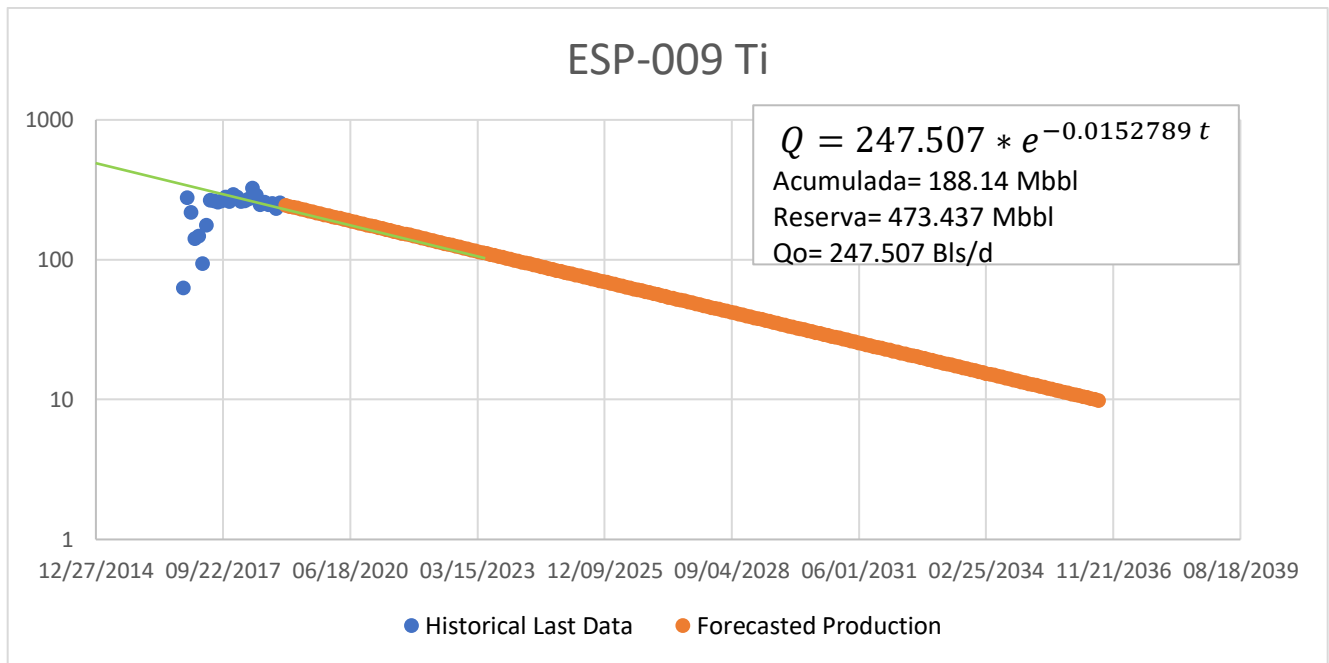


Ilustración 3.22: Pozo ESP-009

El pozo ESP-009 tiene un acumulada de producción de 188.14 Mbbl en 2 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 16.75% y mensual nominal de 1.53%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 247.51 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 473.437 Mbbl en 17 años.

3.6.1.5.3.5 Pozo ESP-010 Ti

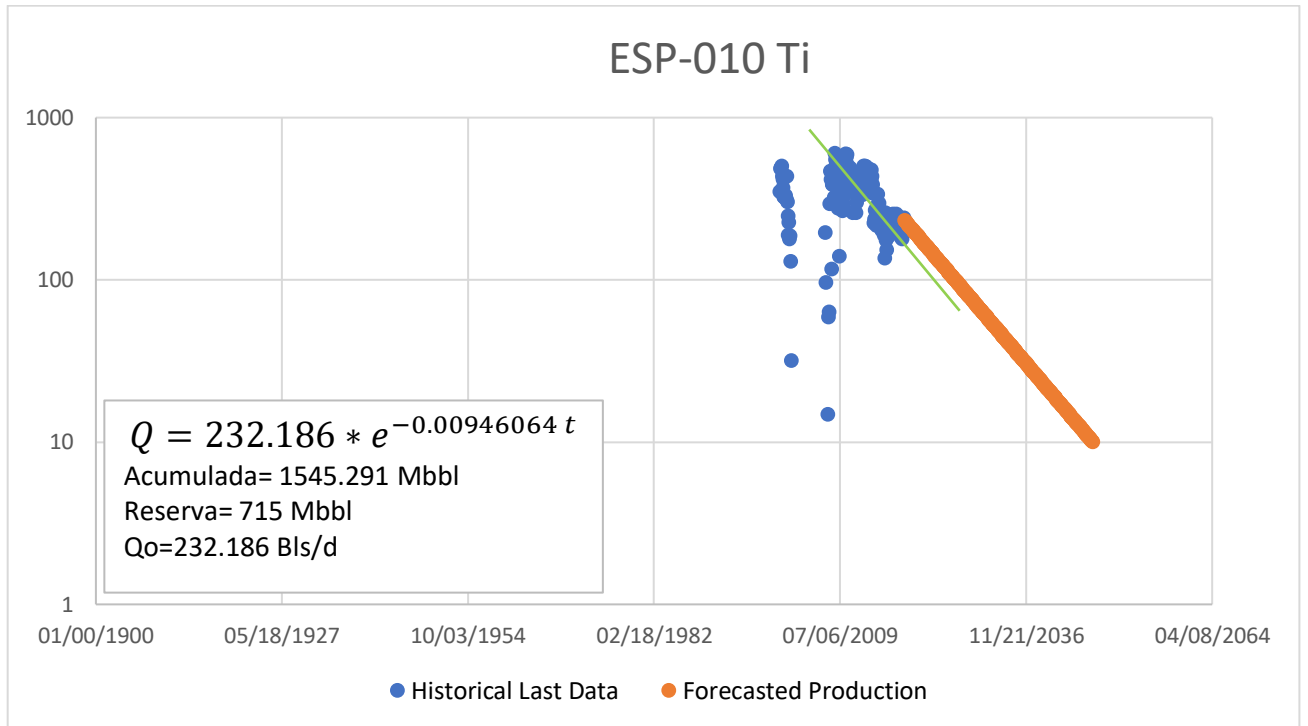


Ilustración 3.23: Pozo ESP-010 Ti

El pozo ESP-010 Ti tiene un acumulada de producción de 1545.291 Mbbl en 18 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 10.72% y mensual nominal de 0.946%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 232.19 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 715 Mbbl en 27 años.

3.6.1.5.3.6 Pozo ESP-013 TI

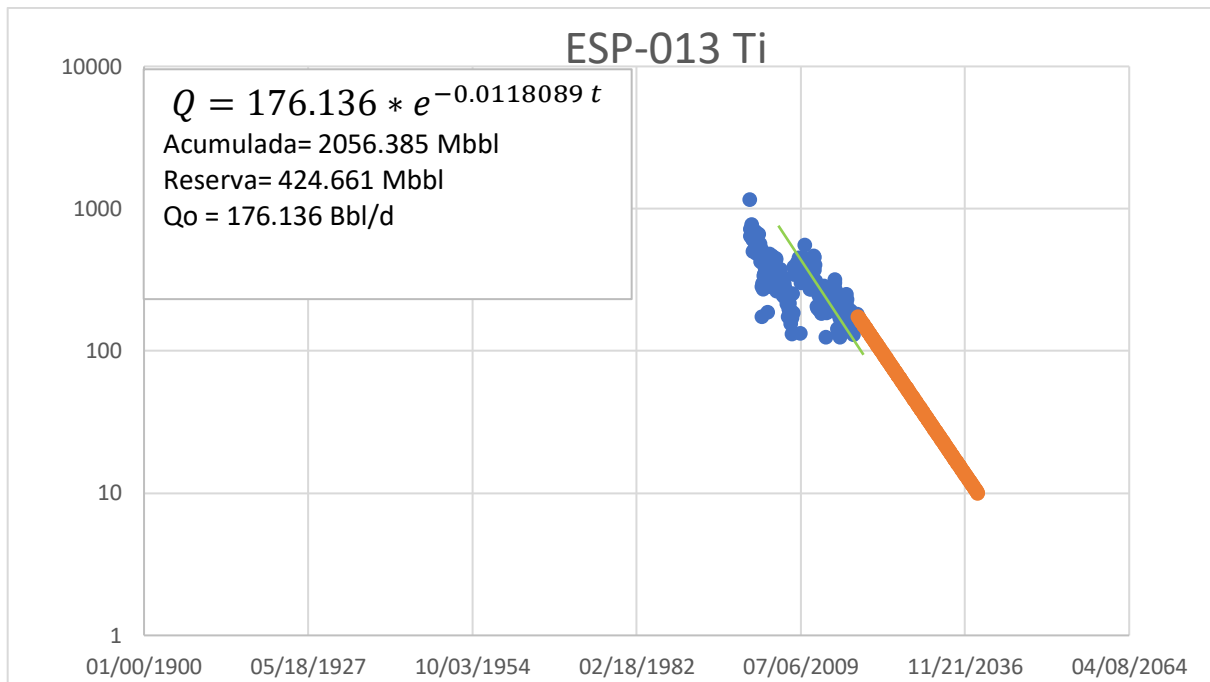


Ilustración 3.24: Pozo ESP-013

El pozo ESP-013 tiene un acumulada de producción de 2056.385 Mbbl en 17 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 13.32% y mensual nominal de 1.18%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 176.14 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 424.661 Mbbl en 20 años.

3.6.1.5.3.7 Pozo ESP-014 TI

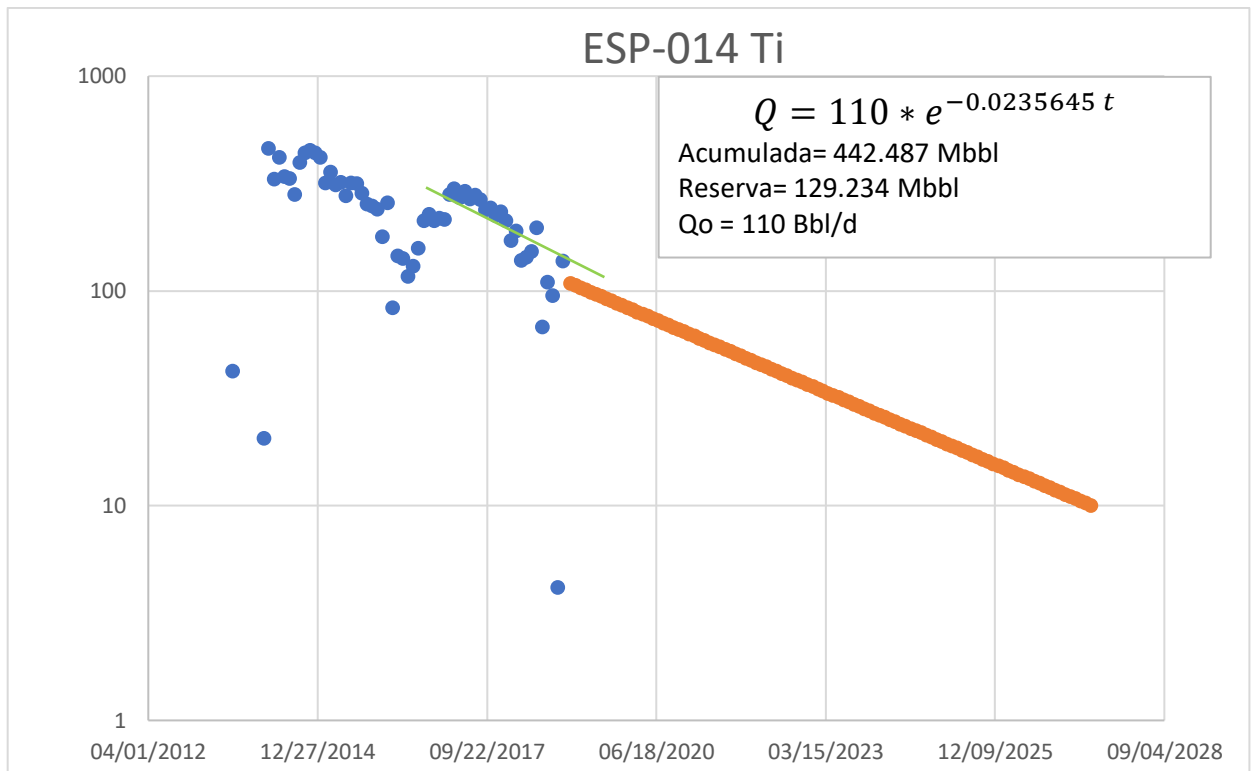


Ilustración 3.25: Pozo ESP-014

El pozo ESP-014 tiene un acumulada de producción de 442.487 Mbbbl en 5 años de producción. Presenta una tendencia exponencial con un factor de declinación efectiva anual de 24.63% y mensual nominal de 2.35%. Se realiza una proyección de producción con un caudal inicial de 110 bbl/d hasta el límite económico, resultando en reservas de 715 Mbbbl en 27 años.

Se presenta una tabla con los resultados obtenidos por pozo del reservorio UI:

Tabla 3.11: Petróleo producido y reservas de reservorio T inferior

<u>Pozo</u>	<u>Tipo de Declinación</u>	<u>Declinación efectiva</u> [1/años]	<u>Producción acumulada</u> [MMbbl]	<u>Reservas</u> [MMbbl]	<u>Fecha al límite económico</u>
ESP-004	Exponencial	0.298905	0.920748	0.349975	01/31/2026
ESP-005	Exponencial	0.28586	0.037037	0.081576	05/31/2022
ESP-008	Exponencial	0.198722	0.080948	0.148465	08/31/2026
ESP-009	Exponencial	0.167521	0.18814	0.473437	07/31/2033
ESP-010	Exponencial	0.10732	1.545291	0.715	09/30/2043
ESP-013	Exponencial	0.133165	2.056385	0.424661	01/31/2036
ESP-014	Exponencial	0.24631	0.442487	0.129234	06/30/2024

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

Las reservas probadas produciendo totales fueron obtenidas mediante la sumatoria de cada uno de los pronósticos de producción (reserva PP por pozo) realizados en cada pozo, como se detalla a continuación:

Tabla 3.12: Resumen petróleo acumulado y reservas probadas produciendo (PP) por reservorio

<u>Reservorio</u>	<u>Declinación efectiva</u> [1/años]	<u>Producción acumulada</u> [MMbbl]	<u>Reserva PP</u> [MMbbl]	<u>Fecha al límite económico</u>
UI	0.188854	1.55	0.592822	01/31/2041
TS	0.106801	0.25931	0.09374	01/31/2028
TI	0.205400	5.271036	2.32248	09/30/2043

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

3.6.1.6 Factor de recobro de reservas probadas produciendo

Con los resultados obtenidos del análisis de declinación hasta el límite económico, se calculó el factor de recobro a ese punto para cada reservorio, con el fin de saber cuánto petróleo se pudo recuperar siguiendo la misma tendencia.

$$FR = \frac{NP \text{ estimado al abandono}}{POES} = \frac{Np \text{ de historial} + Reservas PP}{POES}$$

$$FR_{UI} = \frac{3.8597 + 3.171349}{64.3} = 10.74\%$$

$$FR_{TS} = \frac{0.259313 + 0.093739}{36.3} = 0.9\%$$

$$FR_{TI} = \frac{4.828549 + 2.322348}{102.05} = 7.007\%$$

Se tomó en consideración el POES obtenido por los 2 métodos y se cálculos el factor de recobro con ambos valores, como se detalla a continuación:

Tabla 3.13: Factor de recobro, FR de reservas Probadas produciendo, PP

<u>Reservorio</u>	<u>POES de Mbal</u> <u>[MMbbbl]</u>	<u>POES de</u> <u>volumétrico</u> <u>[MMbbbl]</u>	<u>FR de PP</u> <u>con POES</u> <u>Mbal [%]</u>	<u>FR de PP con</u> <u>POES</u> <u>volumétrico</u> <u>[%]</u>
UI	64.3	65.44	10.93	10.74
TS	36.3	36.31	0.97	0.97
TI	102.05	102.04	7.007	7.008

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

Los resultados muestran una variación (menor al 1%) en cuanto al factor de recobro utilizando los dos valores de POES

A continuación, se muestra un resumen de los factores de recobro máximos y PP

Tabla 3.14: Comparación FR de los pozos produciendo a límite económico y FR máximo por reservorio

<u>Reservorio</u>	<u>FR de PP con POES</u> <u>volumétrico [%]</u>	<u>FR de PP con</u> <u>POES Mbal [%]</u>	<u>FR Máximo [%]</u>
UI	10.74	10.93	21.10
TS	0.97	0.97	18.78
TI	7.008	7.007	19.51

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

En la tabla 3.14, se observa que, si se continúa con la misma tendencia de producción, para los pozos que actualmente se encuentran en producción del reservorio Napo U únicamente se podrá recuperar 10% de petróleo cuando se llegue al límite económico, dejando en reservorio aproximadamente un 10% de volumen petróleo por recuperar del reservorio, siendo estas las comúnmente llamadas “Reservas remanentes”. Por otro lado, se tendrá 17.81% de volumen petróleo por recuperar del reservorio TS y 12.5% de volumen petróleo por recuperar del reservorio TI.

3.6.2 Cálculo de reservas por recuperar de reservorio “Reservas remanentes”

Se realizó la resta entre las reservas máximas y las reservas Probadas produciendo, PP

$$\text{Reservas remanentes} = \text{Reservas Maximas} - (\text{producción acumulada} + \text{Reservas PP})$$

$$\text{Reservas Remanentes U inferior} = 13.80784 - (3.86 + 0.592822) = 9.355 \text{ MMbbl}$$

$$\text{Reservas Remanentes T superior} = 6.819018 - (0.26 + 0.09374) = 6.466 \text{ MMbbl}$$

$$\text{Reservas Remanentes T inferior} = 19.908004 - (5.27 + 2.32248) = 12.314 \text{ MMbbl}$$

Finalmente, la suma de las reservas por recuperar de cada reservorio productor representa las reservas por recuperar del total del campo ESPOL.

Tabla 3.15: Reservas por recuperar o “Reservas remanentes” por reservorio y totales

<u>Reservorio</u>	<u>Reservas remanentes [MMbb]</u>
UI	9.355
TS	6.466
TI	12.314
TOTAL	28.136

Fuente: Morales. W, Salcedo. W

A continuación, se presenta un cuadro con los resultados de los cálculos realizados en este capítulo:

Tabla 3.16: Resumen de cálculos obtenidos

<u>Reservorio</u>	<u>POES [MMbb]</u>	<u>FRM [%]</u>	<u>Max a producir [MMbb]</u>	<u>FR PP [%]</u>	<u>Acumulad a de producción al 2018</u>	<u>Reservas probadas produciendo [MMbb]</u>	<u>Reservas remanentes [MMbb]</u>
UI	65.44	21.10	13.81	10.74	1.55	0.59282	9.355
TS	36.31	18.78	6.82	0.97	0.25931	0.09374	6.466
TI	102.04	19.51	19.91	7.008	5.27104	2.32248	12.314

Fuente: Morales. W, Salcedo. W.

Se puede observar que en el máximo volumen de hidrocarburos disponibles y que se pueden extraer es mucho mayor al que se puede recuperar con las condiciones actuales del campo (número de pozos, facilidades, etc.), por lo que se tendrán reservas que comúnmente se llaman remanentes que faltan por explotar, y deberían de ser actualizadas y consideradas para la creación de un plan de desarrollo del campo.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Según el método volumétrico el petróleo original en sitio de las reservorios U inferior, T superior, y T inferior son de 65 Mbbl, 32 Mbbl, y 102 Mbbl, respectivamente.
- Según el método de balance de materia el volumen de POES de los reservorios es 64.30 Mbbl, 36.30 Mbbl, 102.05 Mbbl; para las reservorios U inferior, T superior, y T inferior, respectivamente.
- Al realizar la comparación de ambos métodos para determinar el Petróleo Original en sitio se concluye que el método volumétrico, además de ser sencillo, resulta en un valor que difiere en menos del 5% del obtenido con balance de materia, siendo la mejor opción y más confiable entre las dos dado que la cantidad de datos requeridos es menor.
- Al analizar la tendencia por cada pozo agrupados según el reservorio del que producen, se afirma que la declinación que poseen es exponencial, y la producción, de seguir con la misma tendencia y las mismas condiciones, llegaría al límite económico en la reservorio U inferior hasta 01/31/2047, en el reservorio T superior hasta 01/31/2034, y T inferior hasta 09/30/2049.
- Mediante la ecuación (1.6) se obtuvo un factor de recobro máximo de 21.10% para el reservorio U inferior, 18.78% para reservorio T superior, y 19.51% para reservorio T inferior.

- Se estima que de los respectivos reservorios se podrán extraer hasta 13.81 MMbbl del reservorio U Inferior, 6.82 MMbbl del reservorio T Superior, y 19.91 MMbbl del reservorio T Inferior, con un total de 40.54 MMbbl en el campo. Dado que solo se han recuperado 7.08 MMbbl, es posible extraer aún un 12.33% de petróleo.
- Mediante el análisis de curvas de declinación de Arps, se obtuvieron reservas de 0.59 MMbbl para el reservorio U Inferior, 0.0937 MMbbl para el reservorio T superior, y 2.32 MMbbl para el reservorio T inferior.
- Siguiendo las mismas condiciones actuales del campo (número de pozos, facilidades de superficie, etc.) se tendrá 9.35 MMbbl remanentes para el reservorio U inferior, 6.45 MMbbl remanentes para el reservorio T superior y 12.31 MMbbl para el reservorio T inferior, con un total de 28.136 MMbbl remanentes para el campo ESPOL.
- El POES reportado en el año 2016 difiere en un 10% con el actual.

4.2 Recomendaciones

Los métodos realizados son muy sensibles a la incertidumbre, por tanto, es vital que los datos sean revisados y que su grado de confiabilidad sea muy alto, en especial para el balance de materia que utiliza una cantidad mucho mayor que para el volumétrico.

Para las curvas de declinación es preferible no considerar los puntos aberrantes, dado que la tendencia podría verse afectada, y, por tanto, entregaría un resultado erróneo.

Para poder explotar todo el potencial del campo se recomienda realizar nuevas perforaciones, en especial en el reservorio T superior, la cual se ha extraído cerca del 0.97% de petróleo, pudiendo llegar hasta 18.78%.

5 BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier Inc.
- Alvarado, A. (2012). ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE RIESGO A PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS. Lima, Perú.
- Carrillo, L. (3 de Marzo de 2009). *Oil production*. Obtenido de <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>
- Cerón, B. (2018). *Simulación de Yacimientos*. Quito.
- Doublet, L., Pande, P., McCollum, T., & Blasingame, T. (13 de Octubre de 1994). *Decline Curve Analysis Using Type Curves*. Obtenido de OnePetro: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28688-MS>
- Energy, I. (s.f.). *IHS Reference Material*. Obtenido de http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/General_Concepts/Reservoir_Flow.htm
- Engineerings, S. o. (13 de Septiembre de 2018). *SPE Ecuador Section*. Obtenido de <https://spe-ecuador.org/conversaciones-sobre-prms-petroleum-resources-management-system>
- Fekete. (s.f.). *Fekete*. Obtenido de http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Traditional_Decline_Theory.htm
- Ferrer, M. P. (2007). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Fetkovich, M., Fetkovich, E., & Fetkovich, M. (Febrero de 1996). *Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis*. Obtenido de OnePetro: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-28628-PA>
- Glover, P. (2000). *Petrophysique*. Quebec: Département de Géologie et de Génie Géologique - Université Laval.
- Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. (2017). *Dynamic Data Analysis*.
- Manejo de Petróleo y gas*. (22 de Diciembre de 2013). Obtenido de <http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/mecanismos-de-empuje-natural.html>
- McCain, W. (1990). *The properties of petroleum fluids*. PennWell Books.
- Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Maracaibo.
- Paris, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. En M. Paris, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (pág. 241). Venezuela.
- Parra, E. (2003). *Petróleo y gas natural: Industria, mercados y precios*. Madrid: akal.
- Perfoblogger*. (5 de Abril de 2019). Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2019/04/importancia-de-la-permeabilidad-del.html>

- Petroleum, H. (Noviembre de 2009). *HB Petroleum*. Obtenido de <http://hbpetroleum.blogspot.com/2009/11/calculo-de-reservas.html>
- Poston, S. W., & Jr., B. D. (2008). *Analysis of production decline curves*. Society of Petroleum Engineers.
- Rosas, A. (23 de Octubre de 2015). *Grupo de Geofísica Computacional - UNAM*. Obtenido de <http://mmc2.geofisica.unam.mx/cursos/tfs/TFSPresentaciones/Presentacion5Alberto.pdf>
- Santander, U. I. (s.f.). *CourseHero*. Obtenido de <https://www.coursehero.com/file/32840885/4-curvas-de-declinacionpdf/>
- Schlumberger. (2019). *Schlumberger*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/absolute_permeability.aspx
- Schlumberger Oilfield Dictionary*. (s.f.). Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Society of Petroleum Engineerings. (2007). *Petroleum Engineering Handbook Volumen 5*. Texas.
- steemit*. (23 de Julio de 2018). Obtenido de <https://steemit.com/stem-espanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-caracteristica-petrofisica-de-las-rocas>
- Universidad de Oriente. (s.f.). *scribd.com*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/323402634/Mapa-Estructural-E-Isopaco>
- Villagómez, M. (12 de Mayo de 2016). Obtenido de Prezi: https://prezi.com/pouqhrc6n_qo/curva-de-indice-de-productividad/