



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA RESERVORIOS NO
CONVENCIONALES MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

TESINA

AUTOR:

MERCHÁN BORBOR LOURDES GABRIELA

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA RESERVORIOS NO
CONVENCIONALES MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

TESINA

AUTOR:

MERCHÁN BORBOR LOURDES GABRIELA

TUTOR:

ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020



CARTA DE ORIGINALIDAD



Santa Elena, 28 de septiembre del 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA RESERVORIOS NO CONVENCIONALES MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Lourdes Gabriela Merchán Borbor

Firma:

N° de Cédula: 2450249772

Correo: Lourdes.merchanborbor@upse.edu.ec
gabrielamerchanborbor@gmail.com

Tutor: Ing. Iturralde Kure Sadi Armando, Msc

Firma:

N° de Cédula: 0904349453

Correo: siturralde@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Este presente trabajo de investigación se lo dedico con mucho amor a mi Padre Celestial por ayudarme a terminar la carrera y por siempre estar a mi lado, reconfortarme y guiarme para llegar donde estoy y ser lo que soy.

Como si nunca hubiéramos estado en paz, siempre batallando por cualquier situación sin embargo siempre llegaron los momentos en los que nuestra lucha valió la pena para lograr esta meta conjunta, llena de regocijo, amor y esperanza, dedico este proyecto a cada uno de mis seres queridos, quienes han sido mis pilares fundamentales para seguir adelante.

A mis padres Dámaso Merchán Pineda y Ketty de Lourdes Borbor Solano que me apoyaron tanto moral y económicamente, me inculcaron los valores y enseñanzas además de creer siempre en mí. A mis hermanos, abuelos y familiares por el apoyo durante mi vida universitaria.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento se dirige a quien ha forjado mi camino y me ha dirigido por el sendero correcto, a Dios, El que en todo momento está conmigo ayudándome aprender de mis errores y a no cometerlos otra vez. Eres quien guía el destino de mi vida.

Tus esfuerzos son impresionantes y tu amor es para mí invaluable. Me has educado, me has proporcionado todo y cada cosa que he necesitado. Tus enseñanzas las trato de aplicar cada día, de verdad que tengo mucho por agradecerte. Tus ayudas fueron fundamentales para la culminación de mi trabajo de investigación. Te doy las gracias, Madre.

Has trabajado duro, y sin importar estar cansado de tu trabajo, siempre has tenido y sigues teniendo una sonrisa que ofrecer a tu familia. Tú esfuerzo, consejos y palabras fuertes, pero para mí bien y llenas de amor que me has brindado, han formado bases de gran importancia, soy consciente de eso. Muchas gracias, Papá.

La Universidad Estatal Península de Santa Elena me dio la bienvenida al mundo como tal, las oportunidades, conocimientos y aprendizaje que me ha brindado son incomparables, y antes de todo esto ni pensaba que fuera posible que algún día si quiera me topara con una de ellas, a mi tutor del proyecto de titulación, Ingeniero Sadi Iturralde Kure por sus conocimientos y experiencia para guiarme en el desarrollo de este trabajo práctico, a los docentes y sinodales de la Facultad de Ingeniería, que fueron mi guía para lograr mi formación profesional.

A mis amigos que fui conociendo durante mi trayectoria universitaria, en especial a mi mejor amiga Vanessa González de la Cruz quien ha formado parte de mi vida personal y académica, aportando buenas cosas a mi vida llena de felicidad y de diversas emociones.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA RESERVORIOS NO
CONVENCIONALES MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN”**

AUTOR: LOURDES GABRIELA MERCHÁN BORBOR
TUTOR: ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc

RESUMEN

En el presente caso práctico de investigación se estima las reservas remanentes de un reservorio no convencional de formación TIGHT GAS, conociendo los valores de las reservas recuperables, no recuperables y calculando la producción acumulada hasta el año 2030, la cual se obtiene mediante el análisis de la curva de declinación hiperbólica con la ayuda del software MBAL-PETROLEUM EXPERTS.

Se muestran la base teórica definida por los reservorios convencionales y no convencionales, clasificación de las reservas, curvas de declinación, tipos de curvas de declinación, estimación de reservas remanentes mediante el software MBAL; además se presenta la propuesta enfocada al modelo de curva de declinación mediante los datos de producción de los pozos pertenecientes a este reservorio, con el historial de presión y producción conocidos, tenemos el caso de tres pozos en este reservorio para los cual se ingresa los datos de producción con respecto al tiempo desde el 26 de Octubre de 2016 hasta la producción actual, a la cual se estima una producción hasta el año 2030 para predecir el comportamiento de la curva y determinar las reservas no convencionales de TIGHT GAS, de esta forma obtenemos los valores de producción futura de gas con respecto al tiempo para estimar las reservas remanentes.

Se describe el funcionamiento del software MBAL y se publican los resultados obtenidos de la predicción de la producción acumulada, para poder obtener las reservas remanentes. Se presentan las conclusiones y recomendaciones; además, se muestra las referencias bibliográficas consultadas en el desarrollo del proyecto.

Palabras claves: Reservorios no convencionales, Tight Gas, Curvas de declinación, Reservas Remanentes, Producción Acumulada.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA RESERVORIOS NO
CONVENCIONALES MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN”**

**AUTOR: LOURDES GABRIELA MERCHÁN BORBOR
TUTOR: ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, Msc**

ABSTRACT

In this practical research case, the remaining reserves of an unconventional TIGHT GAS of the formation reservoir are estimated, knowing the values of the recoverable and non-recoverable reserves and calculating accumulated production until the year 2030, which is obtained by analyzing the hyperbolic declination curve with the help of MBAL-PETROLEUM EXPERTS software.

The theoretical base defined by conventional and unconventional reservoirs, classification of reserves, decline curves, types of decline curves, estimation of remaining reserves by MBAL software are shown; In addition, the proposal is presented focused on the decline curve model through the production data of the wells belonging to this reservoir, with the known pressure and production history, we have the case of three wells in this reservoir for which it is entered the production data with respect to the time from October 26, 2016 to the current production, which assumes a production until the year 2030 to predict the behavior of the curve and determine the unconventional reserves of TIGHT GAS, of this Thus, we obtain the assumed values of future gas production with respect to time to estimate the remaining reserves.

The operation of the MBAL software is described and the results obtained from the prediction of accumulated production are published, in order to obtain the remaining reserves. The conclusions and recommendations are presented; In addition, the bibliographic references consulted in the development of the project are shown.

Keywords: Unconventional Reservoirs, Tight Gas, Decline Curves, Remaining Reserves, Accumulated Production.

INDICE GENERAL

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
INDICE DE FIGURAS	x
INDICE DE TABLAS	xi
INDICE DE ANEXOS	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	2
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPITULO II.....	4
2. MARCO TEÓRICO	4
CAPITULO III.....	5
3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS MEDIANTE EL SOFTWARE MBAL.....	6
3.2 RESERVORIOS CONVENCIONALES.....	6
3.3 RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.....	7
3.4 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.....	7
3.5 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	11
3.6 MÉTODO DE ARPS.....	13
3.7 TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	14
CAPITULO IV	19
4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	19
4.1 RESOLUCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA.....	19
4.2 CÁLCULOS DE LAS RESERVAS REMANENTES	25
4.3 CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO.....	26
4.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	28

4.4.1 CAPITAL FIJO	29
4.4.2 CAPITAL DE TRABAJO.....	29
4.4.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN	30
4.4.4 GASTOS GENERALES Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE LOS INGRESOS	30
4.4.5 VALOR ANUAL NETO (VAN).....	32
CONCLUSIONES.....	34
RECOMENDACIONES.....	35
BIBLIOGRAFIA.....	36
ANEXOS.....	37

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Marco referencial de clasificación de los recursos.	8
Figura 2. Análisis de la curva de declinación tasa acumulativa con proyecto de último recobro del límite económico.	9
Figura 3. Análisis de la curva de declinación semi-log de caudal-tiempo con estimación de reservas de límite económico.....	10
Figura 4. Curva de Declinación.....	13
Figura 5. Tipos de Curvas de Declinación de q vs t.....	14
Figura 6. Selección de la opción herramientas de análisis de la curvas de declinación.....	19
Figura 7. Ingreso de datos generales.	19
Figura 8. Ingreso de producción de Gas de los tres pozos.	20
Figura 9. Obtención de resultados mediante regresión pozo 1.....	21
Figura 10. Gráfica de predicción de producción acumulada de los tres pozos.	23
Figura 11. Gráfica de predicción de producción individual de pozos.....	23
Figura 12. Gráfica de predicción de producción tasa de gas vs. Producción acumulada de gas.	24
Figura 13. Gráfica de producción de los pozos de la formación en estudio.....	24
Figura 14. Gráfica de las reservas de Gas en MMscf.....	25
Figura 15. Gráfica de las reservas de Petróleo en MMSTB.....	28

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pruebas de Presión y Producción de Gas de los tres pozos.....	17
Tabla 2. Pruebas de Presión y Producción de Petróleo de los tres pozos.....	18
Tabla 3. Resultados obtenidos predicción de producción acumulada de Gas.....	22
Tabla 4. Resultados obtenidos predicción de producción acumulada de Oil.....	27
Tabla 5. Costos de equipos.....	29
Tabla 6. Monto de inversiones.....	30
Tabla 7. Estado de ganancias y pérdidas proyectado.....	31
Tabla 8. Flujo de caja proyectado.....	32

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. Análisis de curvas de declinación del gas pozo 2 y 3.....	37
ANEXO 2. Método estadístico Montecarlo para el Gas y Petróleo.....	38
ANEXO 3. Análisis de curvas de declinación de petróleo por regresión.....	39
ANEXO 4. Predicción del Historial de la Producción y la Producción Acumulada de Petróleo.....	40

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de poder disminuir la incertidumbre de estimar las reservas de hidrocarburos en las formaciones TIGHT GAS de reservorios no convencionales de un campo, se genera la necesidad de realizar el presente estudio de estimación de reservas mediante el análisis de las curvas de declinación utilizando como herramienta tecnológica el software MBAL-PETROLEUM EXPERTS.

En el campo en estudio nace la necesidad de realizar la estimación de las reservas remanentes ya que en la actualidad no se dispone de estos. Desde su inicio de operación de producción hasta la fecha se desea conocer el tiempo de vida útil del campo y determinar si se puede posteriormente realizar algún tipo de mecanismo de recuperación futura y evaluación del reservorio.

El presente caso práctico de investigación titulado: “Estimación de reservas para reservorios no convencionales mediante curvas de declinación”, corresponde al estudio de campo enfocado en la problemática de alternativas viables que permitan calcular las reservas con datos correspondientes al área en evaluación, de igual manera contribuye a emplear nuevas técnicas, permitiendo el desarrollo rentable del campo.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El campo tiene un área de 30000 km², consta de reservorios de SHALE GAS/OIL de los cuales se toma como referencia el reservorio de SHALE GAS para su evaluación. El reservorio no convencional SHALE PLAY posee una roca con una porosidad de 4 a 12 % y una permeabilidad de 0,113 md(Giampaoli, 2017).

Desde la perforación del primer pozo en este campo hasta el año 2017 se han perforado 730 pozos de los cuales no todos los pozos están produciendo en la formación a evaluar. En la zona de SHALE GAS se han perforado 105 pozos de los cuales 75 se encuentran produciendo un promedio de 154 MMscf/día (4,36 MMm³/día) de gas, el petróleo extraído es insignificante y de buena calidad con 35° API(Giampaoli, 2017). En el reservorio SHALE PLAY se han perforado 3 pozos cuya producción anual promedio del caso en estudio es de 6,12 MMscf/día de gas y 286,86 scf/día de petróleo.

Se desea estimar una producción hasta el 2030 para estimar las reservas remanentes de hidrocarburos del reservorio objeto de investigación.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El presente caso práctico de investigación tiene como principal objetivo estimar las reservas para reservorios no convencionales mediante curvas de declinación con el uso del software MBAL-PETROLEUM EXPERTS como búsqueda de métodos que permitan obtener datos necesarios y utilizar tecnologías adecuadas para la futura rentabilidad económica del campo.

Del mismo modo aporta con el conocimiento básico y elemental de procedimientos y las técnicas ejecutadas en el desarrollo del proyecto y se pueda

implementar en la búsqueda de nuevas reservas de reservorios no convencionales en los campos petroleros del país.

En la actualidad el reservorio SHALE PLAY tiene formaciones SHALE GAS y TIGHT GAS que serán evaluadas mediante curvas de declinación para determinar las reservas permitiendo disminuir la incertidumbre que se da en razón de nuevas alternativas para el desarrollo productivo del campo.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Estimar las reservas para reservorios no convencionales mediante curvas de declinación

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.- Determinar las condiciones no convencionales que influyen en ser considerados reservorios TIGHT GAS
- 2.- Seleccionar el modelo de curva de declinación adecuado para estimar reservas
- 3.- Asumir el cálculo de reservas no convencionales mediante el uso del software MBAL-PETROLEUM EXPERTS.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

En la industria petrolera existen 2 tipos de reservorios como son: convencionales y no convencionales. Los reservorios convencionales han sido los de mayor explotación a nivel mundial en razón que desde el descubrimiento del petróleo y la perforación del primer pozo han sido económicamente rentables debido a las buenas propiedades que permiten que los hidrocarburos produzcan por empuje natural. Los reservorios no convencionales tienen bajas propiedades, entre las cuales tenemos baja porosidad y permeabilidad tales como el SHALE GAS y TIGHT GAS, algunos reservorios poseen baja movilidad, pero de buena calidad y otros que son pesados y extra-pesados. En la actualidad los reservorios convencionales se encuentran agotados por cual se ha procedido a la exploración y explotación de reservorios no convencionales como alternativa de desarrollo productivo del sector petrolero para lo cual se usa tecnologías implementadas según las condiciones del campo, en el caso del TIGHT GAS se utiliza fractura hidráulica.

El análisis de la curva de declinación es una técnica donde los datos de producción de un pozo o reservorio son usados para predecir la producción futura pozo/reservorio. Se tienen dos importantes objetivos del análisis de la curva que son estimar las reservas remanentes y la caída remanente del ciclo de vida de una economía limitada específica. Ambas de las curvas son importantes para determinar la viabilidad económica del recurso SHALE o TIGHT presentado.

El software MBAL-PETROLEUM EXPERTS mediante análisis de curvas de declinación de los modelos matemáticos expuestos por ARPS que son armónico, hiperbólico y exponencial mismos que permite estimar la predicción de reservas remanentes de SHALE GAS o TIGHT GAS y demostrar la producción futura del reservorio.

CAPITULO III

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

En esta propuesta se estimará reservas para reservorios no convencionales a partir del análisis de las curvas de declinación con la ayuda del software MBAL-PETROLEUM EXPERTS del reservorio SHALE PLAY de TIGHT GAS del campo, por medio del cual se procede a la determinar el modelo de curva de declinación mediante los datos de producción de los pozos pertenecientes a este reservorio, tenemos el caso de tres pozos en este reservorio para los cual se ingresa los datos de gas producidos con respecto al tiempo desde el 14 de Junio de 2010 hasta la producción actual, a la cual se asume una producción hasta el año 2030 para predecir el comportamiento de la curva y determinar las reservas no convencionales de TIGHT GAS, de esta forma obtenemos los valores asumidos de producción futura de gas con respecto al tiempo para estimar las reservas remanentes.(Experts, 2005).

El propósito de este proyecto de investigación es ejecutar acciones prácticas con base en datos obtenidos de campo buscando medios eficaces tales como el uso del software MBAL-PETROLEUM EXPERTS para analizar la curva de declinación proyectada, la misma que permitirá obtener de forma práctica los resultados de las reservas del reservorio SHALE PLAY de TIGHT GAS del campo para emprender futuros proyectos de explotación de estas reservas de hidrocarburos. La relación entre la producción de hidrocarburos y la estimación de reservas es una complejidad que se presenta en todo el sector petrolero. Desde el punto de vista específico se plantea soluciones que implican conocimientos técnicos y grandes desafíos para estimar reservas de reservorios no convencionales en la industria petrolera.(Experts, 2005).

Del presente trabajo se muestran las características del reservorio SHALE PLAY de TIGHT GAS tanto de la roca como del fluido contenido en la misma, la roca posee una baja porosidad y permeabilidad por lo cual se emplea como tecnología la fractura hidráulica para poder convertir este reservorio altamente rentable. De esta manera los reservorios no convencionales tendrán que adaptarse a esta y otras técnicas de estimación de reservas como herramientas para resolver de manera

eficiente la problemática de predicción del reservorio y obtener resultados satisfactorios.(Experts, 2005).

3.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS MEDIANTE EL SOFTWARE MBAL

La estimación de reservas es un estudio esencial en la industria petrolera. El recobro de Gas o petróleo depende del rendimiento del pozo. Entonces el estudio del rendimiento del pozo es importante para la ingeniería de producción para el agotamiento del reservorio de gas. La estimación de reservas es importante para decidir si el reservorio es económicamente rentable o no. Si una gran cantidad de gas en sitio se presenta y el rendimiento del pozo son también buenos estos reservorios serán productivos y rentables.

El estudio de análisis de pruebas de pozos y simulación de producción del campo de gas estimará sus reservas mediante el software MBAL. Estos datos son usados para estimar las reservas y el análisis del rendimiento del campo de gas. Los datos de presión y producción son usados para calcular el gas en sitio mediante el software MBAL. Se usa para el estudio del análisis de curvas de declinación, datos de producción y datos de presión fluuyente del pozo. Las pruebas de presión y simulación de la producción nos conducen a encontrar un claro escenario acerca del rendimiento del pozo y el gas en sitio del campo.(Fetkovich, 1980).

3.2 RESERVORIOS CONVENCIONALES

Los reservorios convencionales cumplen con todas las características de producción de petróleo, la roca almacén posee la permeabilidad necesaria para que los hidrocarburos fluyan a la superficie de manera natural; además, se presentan otras buenas propiedades como su densidad y viscosidad. Una vez que el pozo es perforado este reservorio convencional tiene la ventaja de llevar a superficie grandes volúmenes de hidrocarburos haciendo de esta una producción rentable debido a su energía natural (presión inicial de reservorio), entre sus características significativas que define estos reservorios convencionales. La energía natural de los reservorios convencionales se produce a través de sus mecanismos de empuje como son: empuje por segregación gravitacional, empuje

por expansión de gas disuelto, empuje por la expansión del casquete de gas, empuje por expansión del sistema roca-fluido y empuje por admisión de agua del acuífero. Existen otros tipos de reservorio con otros tipos de empuje.(Ahmed, 2006).

3.3 RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

Existen diversas maneras de describir un reservorio no convencional. Lo más conveniente es definir al reservorio que contenga hidrocarburos atrapados en una cuenca sedimentaria, estas pueden ser consideradas como trampas estructurales o estratigráficas, donde el hidrocarburo no se pueda extraer debido a que se requiere de tecnología necesaria para tal fin. Como ejemplo tenemos el gas en lutitas (SHALE GAS) que paso de ser reserva no convencional a convertirse en rentable gracias a la implementación de modernas tecnologías como es la fractura hidráulica.(Ahmed, 2006).

3.4 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Existen varias clasificaciones de reservas por numerosas organizaciones; entre estas tenemos, la categorizada por la Sociedad de Ingenieros en petróleo (SPE) y el Congreso Mundial del Petróleo (WPC), se encuentran comúnmente aceptadas como normales de clasificación de reservas a través de la industria, ellos desarrollaron un conjunto de definiciones de reservas. Las definiciones son asignadas a través de recursos, más allá de las reservas con certeramente menores recursos, tal como son subcategorizadas de recursos de contingente y prospectiva se muestra en la Figura 1, la comisión de seguridad e intercambio (SEC) también se adoptan estos conjuntos de definiciones como reglas para reportar petróleo y gas. Las reservas probadas requieren de reportes de la SEC, en cambio las otras reservas son opcionales para los recursos estos son documentados en archivos de cada compañía.

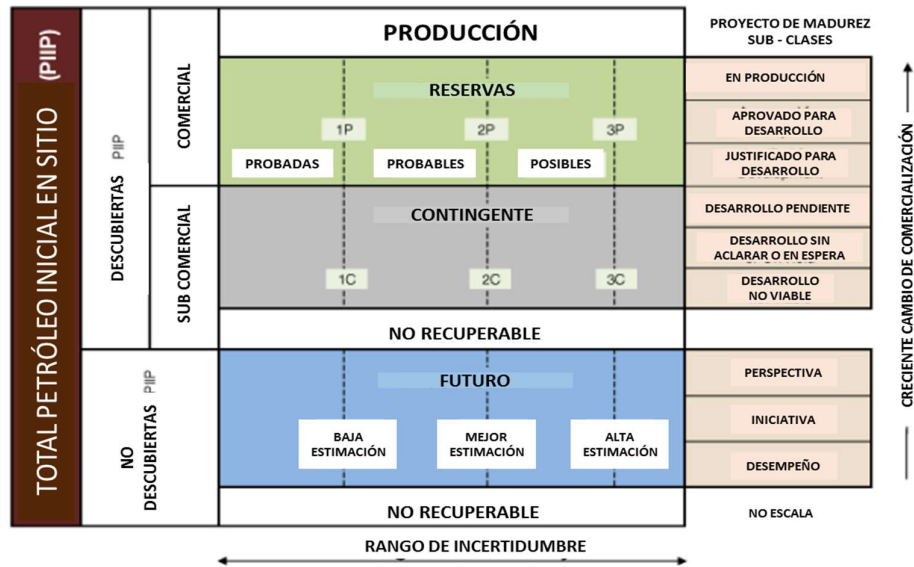


Figura1 .Marco referencial de clasificación de los recursos.

Fuente: Woravut (2014).

Toda estimación de reservas involucra ciertos grados de incertidumbre o distribución de probabilidades. La incertidumbre de reservas puede clasificarse para reservas probadas y no probadas. Las reservas no probadas son además subdivididas en reservas probables y posibles. Las reservas probadas en general tienen una probabilidad existente de mayor al 90 %, por lo tanto, su símbolo de reservas probadas es de P90. Las reservas probables son las cantidades de hidrocarburos recuperables cuyos datos son similares a aquellos usados para reservas probadas, pero carentes en veracidad. Las reservas probables son denotadas por P50, son generalmente consideradas por aquellas que tienen una probabilidad de reservas generales para producir más allá del 50 %. Las reservas posibles, denotadas por P10, utilizan más datos inciertos indicando posibles reservas son menos posibilidades estas reservas de ser recuperadas comercialmente. Las reservas posibles deben tener una probabilidad para reservas generales a ser recuperadas al menos del 10 %.(Woravut, 2014).

Las reservas probadas tienen un alto valor categórico entre la clasificación de las reservas. Porque el alto grado de confiabilidad determina que el volumen será recuperado, todo esto tiene aspectos comerciales dirigidos y considerados como bienes primarios de compañías de exploración y producción. Estos estudios

enfocados en la incertidumbre de estimación de reservas probadas. De conformidad con las definiciones adoptadas por la SPE y WCP.(Woravut, 2014).

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo mediante análisis de datos geológicos e ingeniería, se puede estimar con razonable certeza para ser recuperadas comercialmente, para dar datos certeros, para reservorios conocidos y bajas condiciones económicas conocidas, métodos operativos y regulación de gobernabilidad.

Estas figuras de reservas son derivadas para curvas de declinación por proyección de las tasas de producción de asumir un límite económico. Específicamente para el modelo de declinación exponencial, si la declinación de la producción puede graficarse contra la producción acumulada de petróleo, la última recuperación puede ser directamente leída mediante el límite económico de X-axis (Figura 2). Si la declinación de la producción es graficada con respecto al tiempo, es necesario integrar el espacio bajo la curva en orden de derivar el remanente o ultimo recobro (Figura 3).

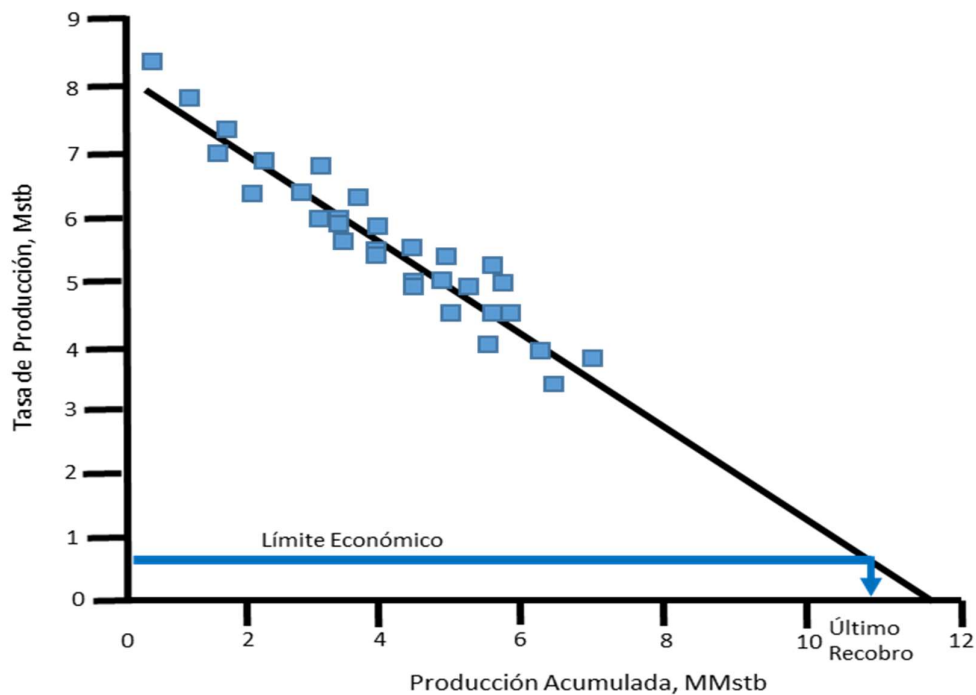


Figura 2. Análisis de la curva de declinación tasa acumulativa con proyecto de último recobro del límite económico.

Fuente: Woravut (2014)

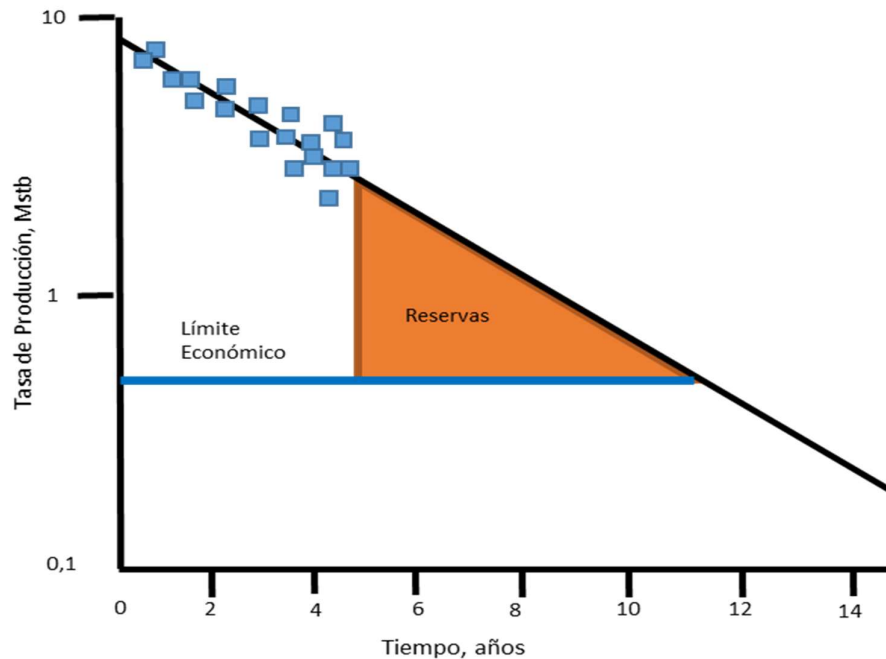


Figura3. Análisis de la curva de declinación semi-log de caudal-tiempo con estimación de reservas de límite económico.

Fuente: Woravut (2014)

En cumplimiento con las definiciones, los métodos usados para estimación de reservas deben ser de alto grado de confianza del nivel de menos a 90 % de probabilidad de estas cantidades recuperadas actualmente será igual o excedente la estimación. La extrapolación de la curva de declinación puede ser usada extensivamente para estimar las reservas probadas. En pocas palabras, el método de análisis de la curva de declinación es comúnmente aceptada para esta estimación ciertamente razonable de reservas probadas.

La adecuada curva se convierte en parte crítica del análisis de declinación como esto impacta la extrapolación del último recobro. Comúnmente, los puntos de datos actuales pueden no seguir una suave declinación también puede ser necesario dibujar la mejor línea de puntos de datos con menos residuales entre la línea y los datos, ignorando valores y puntos causados por cambios no relacionados.

El ultimo recobro es extrapolado esa línea de un límite económico a una mejor estimación del volumen recuperable, cuando representamos la estimación

consideramos tener la armada de la cantidad que actualmente puede recuperarse para el reservorio. Esta línea considera el mejor cambio de estos datos hará seguir esta tendencia, esto es posible de llamarse línea de porcentaje 50; cuyo sentido es del 50 % cambia el ultimo recobro actual hará nueva la estimación. Sin embargo, esta práctica hará fracasar de cumplir con la definición de reservas probadas, esto requiere cierto nivel de confianza, de mejor tener un 90 %.(Woravut, 2014).

Los objetivos son: de explorar el conocimiento tradicional para determinar la extensión de la curva, crear una nueva solución analítica para cuantificar la tendencia del bajo expediente tradicional, analizar si la tendencia es sustancial, el estudio de la sensibilidad de la tendencia de otros parámetros cada cierto número de datos de medida y economía limitada, examinar esta aplicación en datos actuales de campo, marcar recomendaciones de solvencia y complejibilidad con la definición.

3.5 CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de curvas de declinación se considera como una de las técnicas más usadas en la ingeniería petrolera siempre y cuando las condiciones mecánicas del pozo y el área de drenaje del reservorio sean constantes. Dicha técnica presenta soluciones que resuelven los problemas mencionados; además, se emplean dichos análisis para predecir los reservorios. De este modo se representa mediante grafico semi-log los datos de producción con respecto al tiempo, ajustando dichos datos por medio de una recta extrapolada hacia el futuro. Empleando el cálculo de las reservas por medio de la tasa de producción promedio anual. En sí, es un método empírico estadístico de análisis del rendimiento de la producción. Esto es aplicado en base a datos de predecir el rendimiento futuro de esa unidad de producción, es primordialmente usado para determinar la analogía del reservorio. Este rendimiento asume las condiciones actuales del pozo y reservorio con un recambio remanente en el futuro. Los registros de datos de producción están generalmente disponibles para las propiedades de producciones individuales o colectivas. Hay varias formas de graficar, estos datos dependen sobre todo de la naturaleza del reservorio y los datos de la cantidad de hidrocarburos recuperables.(Ilk. D., 2004).

Una técnica básica es graficando el cambio de la tasa acumulada de producción en las coordenadas en cuadrícula para un caso de declinación constante o una cuadrícula semi-log para otros casos. Por ejemplo: en el caso de la declinación exponencial, la tendencia de la declinación de producción para esta cuadrícula es una línea recta y la producción futura puede pronosticar por extrapolación la tendencia de la línea recta de la economía limitada o producción cero. Esta técnica es ampliamente usada para la evaluación del potencial de las propiedades de producción en un caso en el cual la información es escasa o la producción podría no soportar un extensivo o costoso proyecto de ingeniería en reservorios. Las ventajas de suficientes registros, núcleos y análisis de fluidos, reconocimiento de la presión estática del hoyo, y los datos de prueba del pozo excluye a la aplicación de técnicas de análisis avanzadas. También se tiene la ventaja de minimización del gasto activo del tiempo estudiado son muy fácilmente entendidos, por lo tanto, son usados favorablemente para evaluar el potencial de las propiedades marginales; y permitir probar por métodos muy satisfactorios de pronosticar la producción futura.(Ilk. D., 2004).

El gráfico semi-log de q vs t puede extrapolarse para muchos pozos convirtiéndola en una herramienta de mucha utilidad por muchos años. El cálculo de las reservas se lleva a efecto con base de la tasa de producción promedio anual en razón de las tasas de producción extrapoladas. El tipo de curva que da mejores resultados es la de declinación hiperbólica. Pero debido a su grado de complejidad se prefiere la armónica. Considerando que la diferencia entre ambas curvas de declinación representativamente es muy significativa.(Escobar, 2007).



Figura4. Curva de Declinación

Fuente: Escobar (2007).

3.6 MÉTODO DE ARPS

El método de ARPS para el análisis de la curva de declinación consiste en la extrapolación de la producción elaborando de manera gráfico los datos de producción con respecto al tiempo hasta el abandono. ARPS considera un modelo matemático que identifica tres tipos de curva: declinación exponencial, declinación hiperbólica, declinación armónica.(Arps, 1944).

El ritmo de declinación depende del cambio de caudal en razón de un determinado periodo de tiempo, con respecto al caudal inicial.

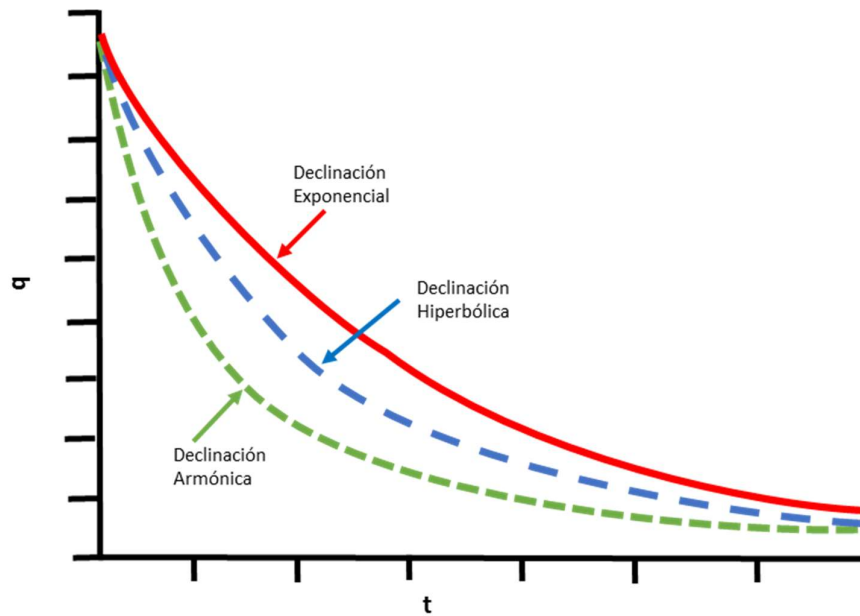


Figura 5. Tipos de Curvas de Declinación de q vs t .

Fuente:(Lee)

3.7 TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

3.7.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

El tipo de curva de declinación exponencial es la que más se utiliza en ingeniería en reservorios, esta curva describe con mayor facilidad las características de gran parte de los pozos, definiéndola por su función exponencial.(Arps, 1944).

$$\Delta N_p = \frac{q_1 - q_2}{a} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

ΔN_p = Producción acumulada

q_1 =tasa de producción inicial

q_2 = tasa de producción por tiempo

a = Tasa de declinación

3.7.2 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

Esta curva describe la tasa de declinación con respecto a la variación del tiempo. Es empleada para cálculo de reservorios que son producidos por gas en solución. En esta técnica se consume mucho tiempo.

$$\frac{a}{a_1} = \left(\frac{q}{q_1}\right)^n \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde,

a = Tasa de declinación

a_1 = Tasa de declinación inicial

q = tasa de producción

q_1 =tasa de producción inicial

n = componente en ecuación empírica de ARPS

El valor de n corresponde a un número entre 0 y 1. Si el valor de $n = 0$ entonces $a = a_1$ convirtiéndola en declinación exponencial. Si el valor de $n = 1$ entonces tendremos declinación armónica.

$$\Delta N_p = \frac{q_i}{(1-n)a_1} \left[1 - (1 + na_1)^{\frac{1-n}{n}} \right] \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde,

ΔN_p = Producción acumulada

a_1 = Tasa de declinación inicial

q_1 = tasa de producción inicial

q_2 = tasa de producción por tiempo

n = componente en ecuación empírica de ARPS

3.7.3 DECLINACIÓN ARMÓNICA

Este tipo de curva de declinación es usada en reservorios que producen preferentemente por segregación gravitacional. La declinación armónica es considerada como variante de la declinación hiperbólica cuando n es igual a 1. La tasa de declinación (a) es proporcional a la tasa de producción (q), entonces la declinación se expresa en función de las tasas de flujo y la declinación inicial (a_1). (Arps, 1944).

$$\Delta N_p = \frac{q_1}{a_1} \ln \frac{q_2}{a_2} \quad (\text{Ec. 4})$$

ΔN_p = Producción acumulada

q_1 = tasa de producción inicial

q_2 = tasa de producción por tiempo

a_1 = Tasa de declinación inicial

a_2 = tasa de declinación por tiempo

3.8 DATOS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE PRESIÓN

El caudal de producción del primer mes de producción se estabiliza en un total de los tres pozos en 1512,817MMscf, con una presión promedio de 2729,16 Psi; un Bsw insignificante, la gravedad específica del gas es de 0,786, el crudo tiene 35 °API. Los datos de producción y pruebas de presión del campo se muestran en el anexo A. (Giampaoli, 2017).

Los datos de producción de gas usados en el objeto de estudio corresponden al promedio de tiempo estimado por trimestre de producción y pruebas de presión tal como se muestra en la Tabla 1

Gas						
	POZO 01		POZO 02		POZO 03	
Date	Presión (Pwf)	Producción	Presión (Pwf)	Producción	Presión (Pwf)	Producción
d/m/y	Psi	MMscf/d	Psi	MMscf/d	Psi	MMscf/d
14/06/2010	2865,62	2,354	2647,29	2,321	2674,58	2,299
01/12/2010	2862,47	2,351	2644,37	2,318	2671,64	2,296
01/06/2011	2859,48	2,347	2641,62	2,312	2668,85	2,289
01/12/2011	2855,94	2,335	2638,34	2,305	2665,54	2,275
01/06/2012	2851,66	2,323	2834,39	2,292	2661,55	2,263
01/12/2012	2847,11	2,305	2630,19	2,277	2657,3	2,245
01/06/2013	2841,01	2,282	2624,55	2,261	2651,61	2,222
01/12/2013	2834,09	2,257	2618,16	2,248	2645,15	2,199
01/06/2014	2826,71	2,232	2611,34	2,224	2638,26	2,172
01/12/2014	2818,95	2,209	2604,17	2,202	2631,02	2,149
01/06/2015	2810,76	2,186	2596,61	2,177	2623,38	2,126
01/12/2015	2802,54	2,157	2589,01	2,136	2615,7	2,103
01/06/2016	2794,59	2,129	2581,67	2,112	2608,28	2,085
01/12/2016	2786,52	2,108	2574,22	2,091	2600,76	2,062
01/06/2017	2777,69	2,087	2566,06	2,072	2592,51	2,044
01/12/2017	2771,7	2,0635	2560,53	2,0415	2586,92	2,015

Tabla 1. Pruebas de Presión y Producción de Gas de los tres pozos.

Fuente:(Giampaoli, 2017)

La Tabla 2 muestra los datos de pruebas de Presión y Producción de Petróleo del campo en estudio.

Oil						
	POZO 01		POZO 02		POZO 03	
Date	Presión (Pwf)	Producción	Presión (Pwf)	Producción	Presión (Pwf)	Producción
d/m/y	Psi	STB/d	Psi	STB/d	Psi	STB/d
14/06/2010	2865,62	34,76922	2647,29	19,5692	2674,58	13,323
01/12/2010	2862,47	34,5078	2644,37	19,4412	2671,64	13,23
01/06/2011	2859,48	34,2282	2641,62	19,3044	2668,85	13,1307
01/12/2011	2855,94	33,79806	2638,34	19,1472	2665,54	13,0164
01/06/2012	2851,66	33,29364	2834,39	18,9812	2661,55	12,8955
01/12/2012	2847,11	32,73552	2630,19	18,7812	2657,3	12,75
01/06/2013	2841,01	32,1522	2624,55	18,5652	2651,61	12,5931
01/12/2013	2834,09	31,57404	2618,16	18,31508	2645,15	12,411
01/06/2014	2826,71	30,80136	2611,34	17,90484	2638,26	12,1125
01/12/2014	2818,95	30,13524	2604,17	17,48612	2631,02	11,808
01/06/2015	2810,76	28,98612	2596,61	17,0656	2623,38	11,5023
01/12/2015	2802,54	28,29018	2589,01	16,74124	2615,7	11,2665
01/06/2016	2794,59	27,3786	2581,67	16,43224	2608,28	11,0415
01/12/2016	2786,52	26,16894	2574,22	16,04904	2600,76	10,7628
01/06/2017	2777,69	25,53852	2566,06	15,6528	2592,51	10,4748
01/12/2017	2771,7	24,7362	2560,53	15,33704	2586,92	10,245

Tabla 2. Pruebas de Presión y Producción de Petróleo de los tres pozos.

Fuente:(Giampaoli, 2017)

CAPITULO IV

4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 RESOLUCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

Se ingresa al software MBAL abrimos carpeta y seleccionamos crear nuevo proyecto y damos nombre del mismo. Seleccionamos las unidades, en este caso usamos unidades de campo del área petrolera. Ingresamos la configuración general. A continuación, seleccionamos la opción Decline Curve Analysis tal como se muestra en la figura 6.

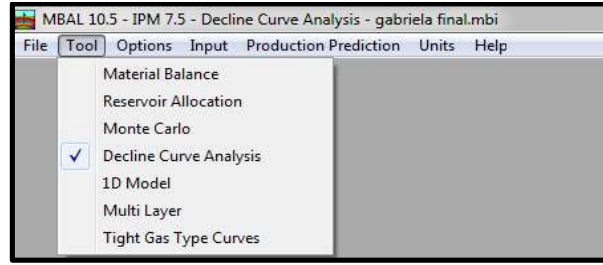


Figura 6. Selección de la opción herramientas de análisis de las curvas de declinación.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

En opción se ingresa en este caso vamos a seleccionar el gas como fluido del reservorio y de modo se tiene por pozo; además, los datos de campo, localidad, compañía y quien realiza la evaluación del software tal como se muestra en la figura 7.

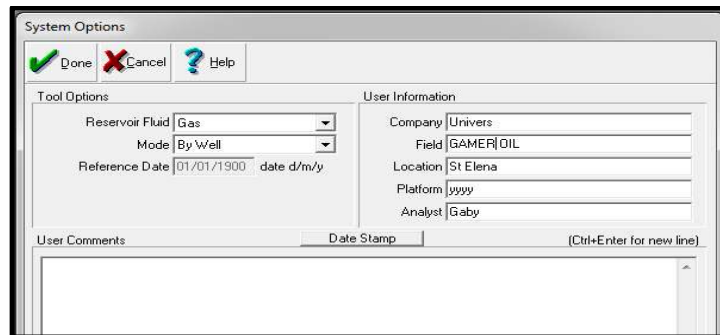


Figura 7. Ingreso de datos generales.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Se ingresa los datos de la Tabla 1 por pozo de fecha de inicio de la producción, la tasa de gas del historial de producción, tipo de curva de declinación; el valor de la tasa de abandono corre directamente con el programa debido a que la estimación de predicción se va a calcular hasta el año 2030; además, los valores de la tasa de declinación para la tasa inicial y final de producción de gas se obtienen de forma directa (Figura 8).

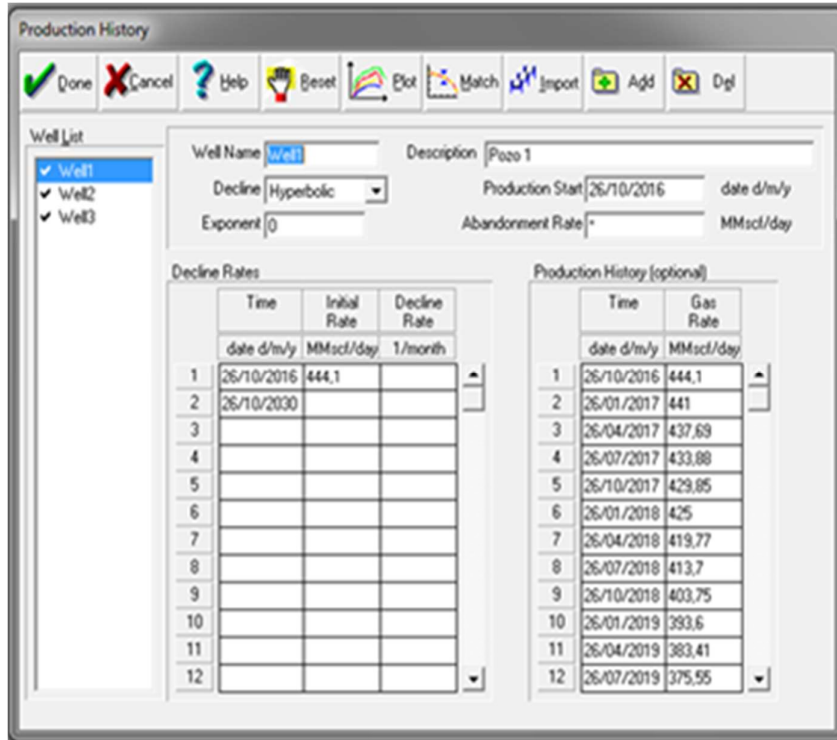


Figura 8. Ingreso de producción de Gas de los tres pozos.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Para obtener el análisis de la curva de declinación se selecciona la opción regresión, para graficar los resultados de la curva y mostrar los resultados esperados tal como se muestra en la Figura 9. Estos resultados corresponden al pozo 1, donde tenemos una tasa de producción hasta el 2030 de 0,001002 MMscf/día y la tasa de declinación de $3,0561e-5$ 1/mes, los resultados de los demás pozos son mostrados en el anexo A.

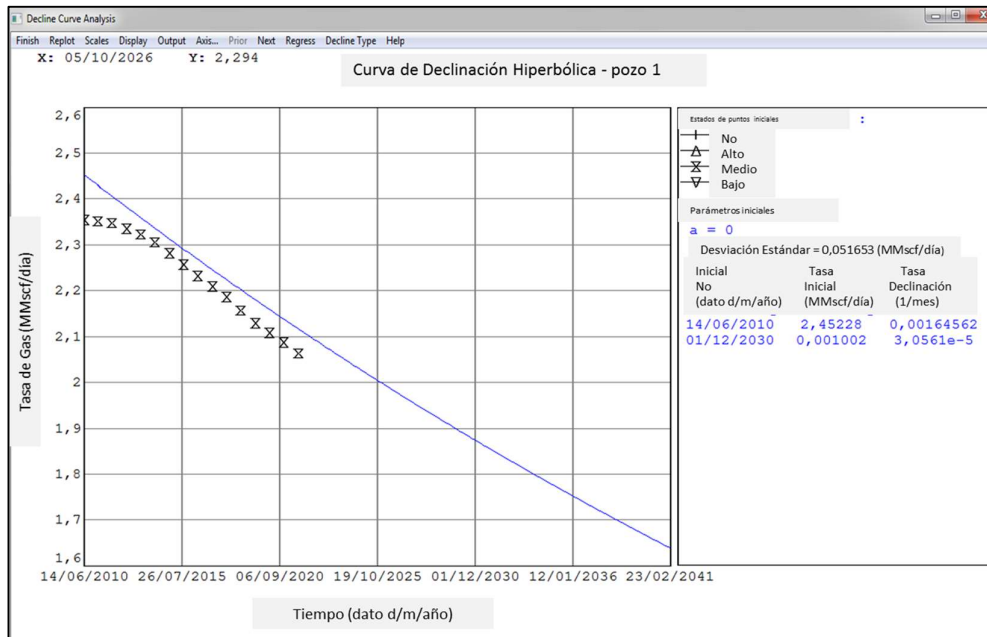


Figura 9. Obtención de resultados mediante regresión pozo 1.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Para encontrar los resultados de predicción se aprueba (done) todo lo que se ha realizado anteriormente, luego se selecciona la opción predicción de producción para calcular y obtener los resultados esperados. La tabla 3 muestra los resultados calculados en el software MBAL determinando el comportamiento de los tres pozos de manera unificada, con datos del tiempo en día/mes/año, datos de tasa de producción de gas en MMscf/día y tasa acumulada de gas en MMscf. La predicción de la producción total de los tres pozos hasta el año 2030 corresponde a 4,23768 MMscf/día de tasa de producción de gas y 40030,5 MMscf de acumulación de gas producido.

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN GAS					
date	Producción Acumulada Gas	Tasa de Gas	date	Producción Acumulada Gas	Tasa de Gas
d/m/y	MMscf	MMscf/ día	d/m/y	MMscf	MMscf/ día
14/06/2010	0	6,65539	31/05/2021	23668,3	5,22496
13/12/2010	1204,64	6,58253	29/11/2021	24614	5,16785
13/06/2011	2396,09	6,51047	30/05/2022	25549,4	5,11138
12/12/2011	3574,5	6,43921	28/11/2022	26474,6	5,05552
11/06/2012	4740,01	6,36873	29/05/2023	27389,6	5,00028
10/12/2012	5892,76	6,29903	27/11/2023	28294,7	4,94565
10/06/2013	7032,9	6,23009	27/05/2024	29189,9	4,89162
09/12/2013	8160,56	6,16192	25/11/2024	30075,3	4,83819
09/06/2014	9275,88	6,0945	26/05/2025	30951	4,78534
08/12/2014	10379	6,02782	24/11/2025	31817,2	4,73307
08/06/2015	11470,1	5,96187	25/05/2026	32673,9	4,68138
07/12/2015	12549,2	5,89665	23/11/2026	33521,3	4,63026
06/06/2016	13616,5	5,83215	24/05/2027	34359,3	4,5797
05/12/2016	14672,1	5,76836	22/11/2027	35188,3	4,52969
05/06/2017	15716,2	5,70528	22/05/2028	36008,2	4,48024
04/12/2017	16748,9	5,64288	20/11/2028	36819,1	4,43133
04/06/2018	17770,3	5,58118	21/05/2029	37621,2	4,38295
03/12/2018	18780,5	5,52015	19/11/2029	38414,6	4,33511
03/06/2019	19779,6	5,4598	20/05/2030	39199,2	4,2878
02/12/2019	20767,9	5,40011	18/11/2030	39975,4	4,241
01/06/2020	21745,3	5,34108	01/12/2030	40030,5	4,23768
30/11/2020	22712,1	5,2827			

Tabla 3. Resultados obtenidos predicción de producción acumulada de Gas.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

La figura 10 muestra la representación gráfica de la predicción de la producción total en razón de la producción acumulativa de gas en la parte izquierda y la tasa de producción de gas en la parte derecha vs. tiempo del reservorio en estudio del campo puesta en análisis a través de los tres pozos productivos. La línea color azul representa la producción acumulativa de gas y la línea roja la tasa de producción de gas.

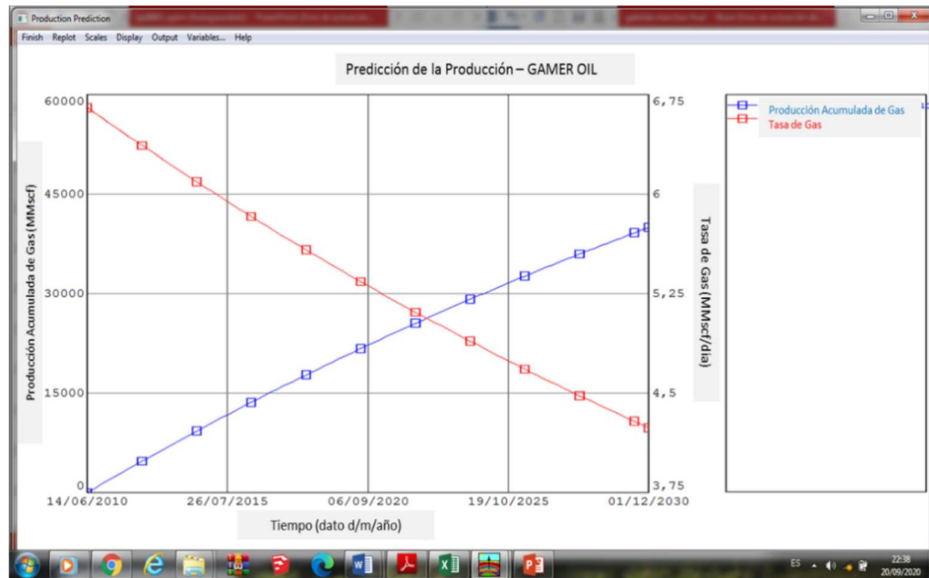


Figura 10. Gráfica de predicción de producción acumulada de los tres pozos.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

La Figura 11 muestra la predicción de la producción del objeto en estudio de los tres pozos de manera individual.

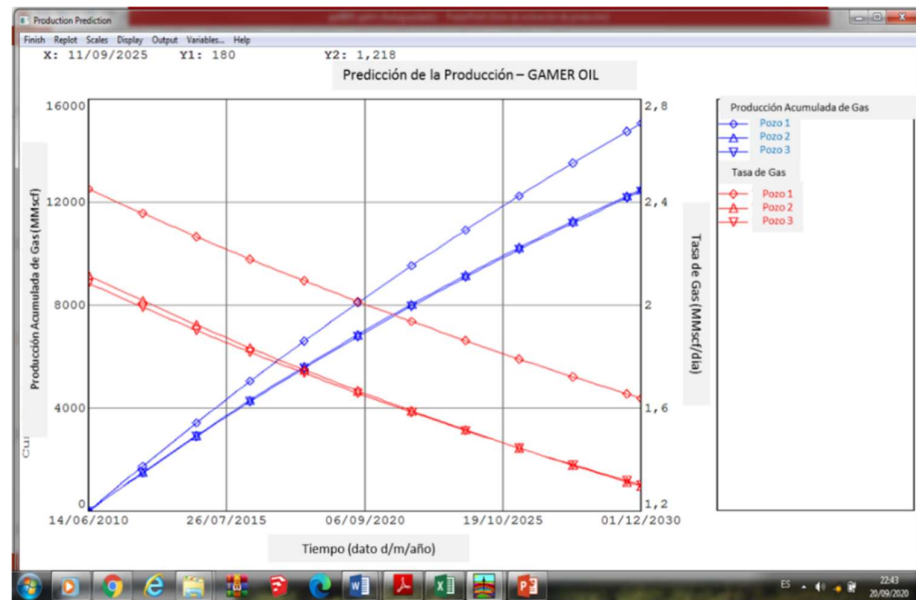


Figura 11. Gráfica de predicción de producción individual de pozos.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor

La figura 12 muestra la predicción de manera individual de los tres pozos en razón de la Tasa de producción de gas vs. Producción acumulada de gas.

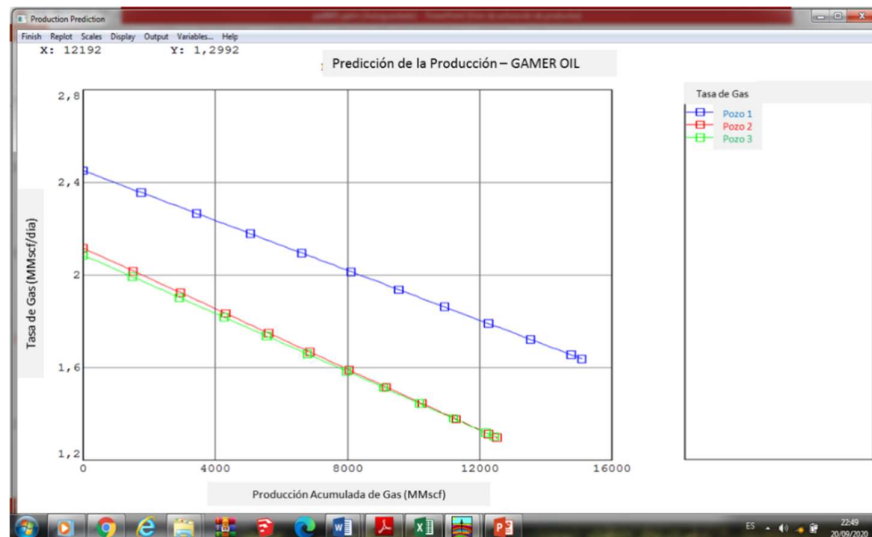


Figura 12. Gráfica de predicción de producción tasa de gas vs. Producción acumulada de gas.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

La figura 13 muestra los tres pozos produciendo desde la formación objeto de estudio hacia el almacenamiento.

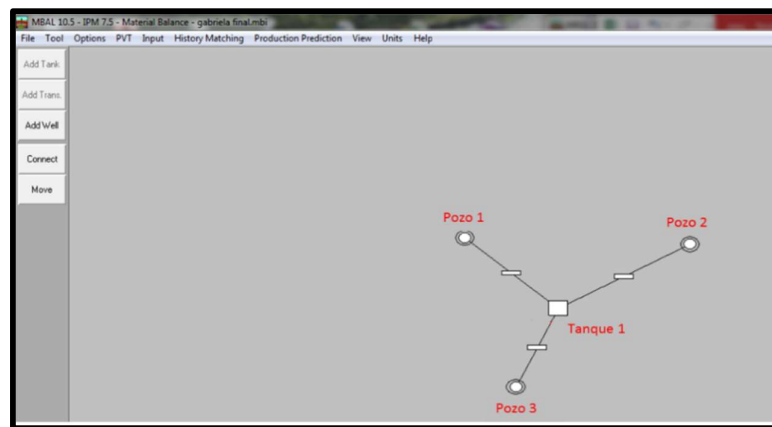


Figura 13. Gráfica de producción de los pozos de la formación en estudio.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

4.2 CÁLCULOS DE LAS RESERVAS REMANENTES

Para obtener el cálculo de las reservas remanentes, tomamos en consideración los resultados en base al software MBAL de la producción acumulada del yacimiento de Gas. Del estudio existente en el campo se tiene una estimación de 736434 MMscf de reservas de Gas en sitio, con reservas recuperables de 675848 MMscf (Giampaoli, 2017). La Figura 14 muestra las Reservas Recuperables de Gas del reservorio en proyecto de estudio.

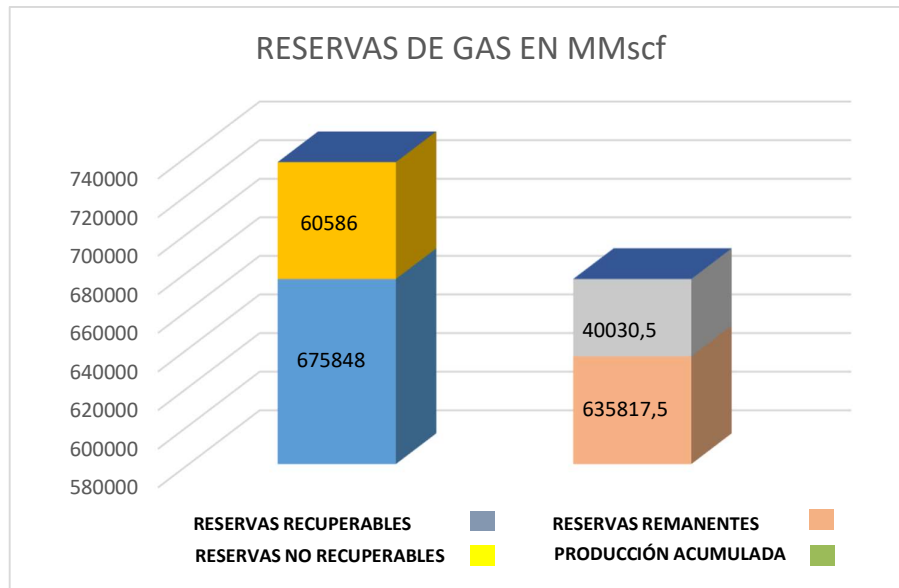


Figura 14. Gráfica de las reservas de Gas en MMscf.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Para las reservas remanentes se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Re_{Remanentes} = Re_{recuperables} - Producción Acumulada$$

$$Re_{Remanentes} = 675848 \text{ MMscf} - 40030,5 \text{ MMscf}$$

$$Re_{Remanentes} = 635817,5 \text{ MMscf}$$

4.3 CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO

Para el caso de determinar las reservas remanentes de petróleo se procede de la misma manera del gas, se ingresa los datos de la Tabla 2 por pozo de fecha de inicio de la producción, la tasa de petróleo del historial de producción, tipo de curva de declinación; el valor de la tasa de abandono corre directamente con el programa debido a que la estimación de predicción se va a calcular hasta el año 2030; además, los valores de la tasa de declinación para la tasa inicial y final de producción de petróleo se obtienen de forma directa. Las gráficas del análisis por regresión y predicción de la producción de petróleo se muestran en los Anexos C y D.

La Tabla 4 muestra los resultados calculados en el software MBAL determinando el comportamiento de los tres pozos de manera unificada, con datos del tiempo en día/mes/año, datos de tasa de producción de petróleo en STB/día y tasa acumulada de gas en MMSTB. La predicción de la producción total de los tres pozos hasta el año 2030 corresponde a 31,7817 STB/día de tasa de producción de petróleo y 0,366746MMSTB de acumulación de petróleo producido.

PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN OIL					
date	Producción Acumulada Oil	Tasa de Oil	date	Producción Acumulada Oil	Tasa de Oil
d/m/y	MMSTB	STB/ día	d/m/y	MMSTB	STB/ día
14/06/2010	0	71,9171	31/05/2021	0,232838	46,3155
13/12/2010	0,012958	70,4837	29/11/2021	0,241184	45,4048
13/06/2011	0,0256579	69,0798	30/05/2022	0,249367	44,5126
12/12/2011	0,0381048	67,7046	28/11/2022	0,257388	43,6385
11/06/2012	0,050304	66,3577	29/05/2023	0,265252	42,782
10/12/2012	0,0622607	65,0383	27/11/2023	0,272962	41,9429
10/06/2013	0,0739796	63,746	27/05/2024	0,28052	41,1208
09/12/2013	0,0854658	62,4801	25/11/2024	0,287931	40,3152
09/06/2014	0,096724	61,2402	26/05/2025	0,295196	39,526
08/12/2014	0,107759	60,0256	24/11/2025	0,302319	38,7526
08/06/2015	0,118575	58,8358	25/05/2026	0,309303	37,9949
07/12/2015	0,129176	57,6703	23/11/2026	0,31615	37,2525
06/06/2016	0,139568	56,5286	24/05/2027	0,322864	36,525
05/12/2016	0,149754	55,4102	22/11/2027	0,329446	35,8121
05/06/2017	0,159739	54,3146	22/05/2028	0,3359	35,1137
04/12/2017	0,169526	53,2413	20/11/2028	0,342229	34,4292
04/06/2018	0,17912	52,1899	21/05/2029	0,348433	33,7585
03/12/2018	0,188525	51,1599	19/11/2029	0,354517	33,1013
03/06/2019	0,197744	50,1508	20/05/2030	0,360483	32,4573
02/12/2019	0,206781	49,1623	18/11/2030	0,366333	31,8262
01/06/2020	0,21564	48,1938	01/12/2030	0,366746	31,7817
30/11/2020	0,224324	47,2451			

Tabla 4. Resultados obtenidos predicción de producción acumulada de Oil.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Para obtener el cálculo de las reservas remanentes de Petróleo, tomamos en consideración los resultados en base al software MBAL de la producción acumulada de Petróleo del reservorio. Del estudio existente en el campo se tiene una estimación de 0,8826233 MMSTB de reservas de Petróleo en sitio, con reservas recuperables de 0,7192238 MMSTB. La Figura 15 muestra las Reservas Recuperables de Petróleo del reservorio en proyecto de estudio.

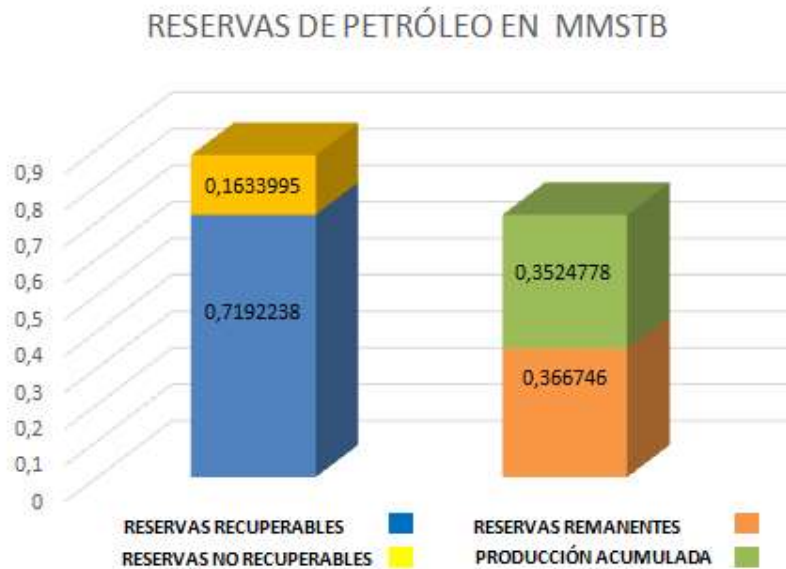


Figura 15. Gráfica de las reservas de Petróleo en MMSTB.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Para las reservas remanentes de Petróleo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Re_{\text{Remanentes}} = Re_{\text{recuperables}} - \text{Producción Acumulada}$$

$$Re_{\text{Remanentes}} = 0,7192238 \text{ MMSTB} - 0,366746 \text{ MMSTB}$$

$$Re_{\text{Remanentes}} = 0,3524778 \text{ MMSTB}$$

4.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

La parte del análisis técnico-económico del presente trabajo de investigación pretende estimar las reservas de reservorios no convencionales mediante curvas de declinación; para ello se estimará el cálculo de los agentes involucrados en su desarrollo tales como inversión inicial, costos de operación y los ingresos de la producción de gas y petróleo. A partir de los datos propuestos se obtendrá su rentabilidad; es decir, el valor anual neto (VAN).

4.4.1 CAPITAL FIJO

Para determinar el capital fijo se necesita utilizar el método de factores de costo; es decir, determinaremos el factor múltiple del costo de los equipos instalados en el campo.

La tabla 5 muestra el costo de los principales equipos utilizados en el campo.

DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	TOTAL (\$)
PERFORACIÓN	UNID	3	4504746,75	13514240,3
SEPARADORES	UNID	3	85212,5	255637,5
ALMACENAMIENTO	UNID	2	549015	1098030
TUBERIA DE PRODUCCION	UNID	320	183,67	58774,4
INVERSION TOTAL EQUIPOS				14926682,2

Tabla 5. Costos de equipos.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

4.4.2 CAPITAL DE TRABAJO

El capital de trabajo está activo durante todo el tiempo de vida del campo en estudio hasta que se recupera su inversión con los ingresos. Este capital se mantiene constante durante la operación y la producción no varíe. Para este caso su realizará de manera global considerando el 20% del capital fijo.

ACTIVOS FIJOS	VALOR
EQUIPOS DE PRODUCCIÓN PUESTA EN CAMPO	520567,25
TRANSPORTE DE EQUIPO AL CAMPO, 20 %	104113,45
INTALACIÓN DE EQUIPOS EN TERRENO (CE)	428457,12
INSTRUMENTACIÓN Y EQUIPO DE CONTROL, 12% DEL CE	51414,8544
INSTALACIONES ELECTRICAS, 8 % DEL CE	34276,5696
SUBTOTAL	1138829,24
INTANGIBLES	
SUPERVISIÓN E INGENIERIA, 11 % ACTIVO FIJO	125271,217
UTILIDAD DEL CONTRATISTA, 4 % ACTIVO FIJO	45553,1698
CONTINGENCIAS, 12 % ACTIVO FIJO	136659,509
SUBTOTAL	307483,896
TOTAL, INVERSIÓN CAPITAL FIJO (ICF)	
ACTIVO + INTANGIBLES	1446313,14

TOTAL, INVERSIÓN CAPITAL DE TRABAJO	
CAPITAL DE TRABAJO, 20 % ICF	289262,628
TOTAL, MONTO DE INVERSIÓN	
INVERSIÓN CAPITAL FIJO + INVERSIÓN CAPITAL DE TRABAJO	1735575,77

Tabla 6. Monto de inversiones.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

4.4.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Estos comprenden los costos directos de producción y los cargos fijos. En los costos de producción se consideran los egresos como materia prima, mano de obra, suministros, etc., estos valores corresponden a \$ 3437837,4 también debemos considerar la depreciación cuyo valor es 481297,24.

4.4.4 GASTOS GENERALES Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE LOS INGRESOS

Estos corresponden a gastos administrativos, innovación investigación, etc., estos valores corresponden a \$ 803736,15. El reservorio del campo en estudio tiene tres pozos. Para poder estimar este valor debemos conocer el precio aproximado del gas natural, este valor corresponde a un promedio de \$ 4,5 por Mscf y \$ 40 por STB de petróleo. En el año 2010 el ingreso fue de \$ 5939200.

Año calendario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Año de operación	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos	5939200	11670242	17337606	22803546	28212314	33426126	38588484
Egresos	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4
Utilidad Bruta	2501362,6	8232404,6	13899768,6	19365708,6	24774476,6	29988288,6	35150646,6
Gastos generales	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15
Utilidad de operación	1697626,45	7428668,45	13096032,5	18561972,5	23970740,5	29184552,5	34346910,5
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Renta Neta	1216329,21	6947371,21	12614735,2	18080675,2	23489443,2	28703255,2	33865613,2
Impuesto a la renta	364898,763	2084211,36	3784420,56	5424202,56	7046832,96	8610976,56	10159684
Utililidad Neta	851430,447	4863159,85	8830314,65	12656472,6	16442610,2	20092278,6	23705929,2
Año calendario	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Año de operación	8	9	10	11	12	13	14
Ingresos	43562606	48490644	53236146	57941264	62469096	66962124	71282506
Egresos	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4
Utilidad Bruta	40124768,6	45052806,6	49798308,6	54503426,6	59031258,6	63524286,6	67844668,6
Gastos generales	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15
Utilidad de operación	39321032,5	44249070,5	48994572,5	53699690,5	58227522,5	62720550,5	67040932,5
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Renta Neta	38839735,2	43767773,2	48513275,2	53218393,2	57746225,2	62239253,2	66559635,2
Impuesto a la renta	11651920,6	13130332	14553982,6	15965518	17323867,6	18671776	19967890,6
Utililidad Neta	27187814,6	30637441,2	33959292,6	37252875,2	40422357,6	43567477,2	46591744,6
Año calendario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año de operación	15	16	17	18	19	20	21
Ingresos	75573584	79696576	83795274	87729916	91645194	95401186	99405904
Egresos	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4	3437837,4
Utilidad Bruta	72135746,6	76258738,6	80357436,6	84292078,6	88207356,6	91963348,6	95968066,6
Gastos generales	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15	803736,15
Utilidad de operación	71332010,5	75455002,5	79553700,5	83488342,5	87403620,5	91159612,5	95164330,5
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Renta Neta	70850713,2	74973705,2	79072403,2	83007045,2	86922323,2	90678315,2	94683033,2
Impuesto a la renta	21255214	22492111,6	23721721	24902113,6	26076697	27203494,6	28404910
Utililidad Neta	49595499,2	52481593,6	55350682,2	58104931,6	60845626,2	63474820,6	66278123,2

Tabla 7. Estado de ganancias y pérdidas proyectado.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

Estos resultados proyectados permiten obtener indicadores de rentabilidad, demostrando la economía del proyecto (Tabla 8).

Año calendario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Año de operación	1	2	3	4	5	6	7
Inversión capital fijo	14926682,2	0	0	0	0	0	0
Inversión capital trabajo	289262,628	0	0	0	0	0	0
Total de inversión	15215944,8	0	0	0	0	0	0
Utilidad neta	851430,447	4863159,85	8830314,65	12656472,6	16442610,2	20092278,6	23705929,2
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Flujo neto de fondo (FNF)	-14845811,6	4381862,61	8349017,41	12175175,4	15961313	19610981,4	23224632
Año calendario	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Año de operación	8	9	10	11	12	13	14
Inversión capital fijo	0	0	0	0	0	0	0
Inversión capital trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Total de inversión	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad neta	27187814,6	30637441,2	33959292,6	37252875,2	40422357,6	43567477,2	46591744,6
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Flujo neto de fondo (FNF)	26706517,4	30156144	33477995,4	36771578	39941060,4	43086180	46110447,4
Año calendario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Año de operación	15	16	17	18	19	20	21
Inversión capital fijo	0	0	0	0	0	0	0
Inversión capital trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Total de inversión	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad neta	49595499,2	52481593,6	55350682,2	58104931,6	60845626,2	63474820,6	66278123,2
Depreciación	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24	481297,24
Flujo neto de fondo (FNF)	49114202	52000296,4	54869385	57623634,4	60364329	62993523,4	65796826

Tabla 8. Flujo de caja proyectado.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

4.4.5 VALOR ANUAL NETO (VAN)

Este indicador determina los beneficios del valor actual, con la operatividad de la estimación de las reservas mediante su producción proyectada en el tiempo.

$$VAN_{0,TD} = \sum_{i=0}^N \frac{FNF_i}{(1+TD)^i} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde;

i = Año

FNF = Flujo neto de fondos

TD = Tasa de descuento, equivalente al 16 %

Resolviendo la ecuación 6 tenemos:

$$\begin{aligned}
VAN_{0,16} = & \frac{-14845811,6}{(1 + 0,16)^0} + \frac{4381862,61}{(1 + 0,16)^1} + \frac{8349017,421}{(1 + 0,16)^2} + \frac{12175175,4}{(1 + 0,16)^3} \\
& + \frac{15961313}{(1 + 0,16)^4} + \frac{19610981,4}{(1 + 0,16)^6} + \frac{23224632}{(1 + 0,16)^6} + \frac{26706517,4}{(1 + 0,16)^7} \\
& + \frac{30156144}{(1 + 0,16)^8} + \frac{33477995,4}{(1 + 0,16)^9} + \frac{36771578}{(1 + 0,16)^{10}} + \frac{39941060,4}{(1 + 0,16)^{11}} \\
& + \frac{43086180}{(1 + 0,16)^{12}} + \frac{46110447,4}{(1 + 0,16)^{13}} + \frac{49114202}{(1 + 0,16)^{14}} \\
& + \frac{52000296,4}{(1 + 0,16)^{15}} + \frac{54869385}{(1 + 0,16)^{16}} + \frac{57623634,4}{(1 + 0,16)^{17}} + \frac{60364329}{(1 + 0,16)^{18}} \\
& + \frac{63474820,6}{(1 + 0,16)^{19}} + \frac{65796826}{(1 + 0,16)^{20}}
\end{aligned}$$

$VAN_{0,16} = \$ 120965533$ del año.

CONCLUSIONES

- ✓ La estimación de reservas de reservorios no convencionales mediante curvas de declinación propuesta permite obtener datos con respecto a los años de vida útil del campo y la futura recuperación de sus reservas remanentes como una alternativa viable para la inversión de nuevos proyectos de reservas de reservorios TIGHT GAS.
- ✓ El análisis de la curva de declinación es la técnica apropiada para estimar las reservas remanentes de reservorios no convencionales de TIGHT GAS, obteniendo datos proyectados hasta el año 2030, haciendo confiable el presente estudio.
- ✓ Se disminuye la incertidumbre generada por falta de alternativas que permitan estimar las reservas remanentes mediante uso tecnológico del software MBAL.
- ✓ La solución analítica para el trabajo de los pozos con los datos de campo y los resultados es consistente para la utilización de este modelo experimental de curvas de declinación. Por otro lado, el tipo de curva de declinación hiperbólica permite obtener resultados confiables.
- ✓ Se necesita el análisis de la curva de declinación como solución de aplicación de campo para determinar la predicción de las reservas remanentes de gas e identificar que las reservas recuperables tienen un alto grado de recobro.

RECOMENDACIONES

- ✓ Durante el proceso de análisis de la curva de declinación y la determinación de las reservas remanentes, se debe generar un pronóstico propuesto para la producción.
- ✓ La solución analítica proporciona una recuperación satisfactoria como perfil de producción que afecta la predicción para ser aplicadas en la estimación de reservas probadas.
- ✓ El modelo de curvas de declinación es generalmente seleccionado para predicciones con bajas reservas y tener un mejor ajuste del historial de producción. Se debe ajustar los datos por fechas bien definidos y la predicción del historial de producción para que el margen de error sea mínimo.
- ✓ Las estrategias de desarrollo de este campo de gas pueden ser vinculado en la estimación de reservas considerando también la economía y la mejor practica de recobro para la optimización del campo.

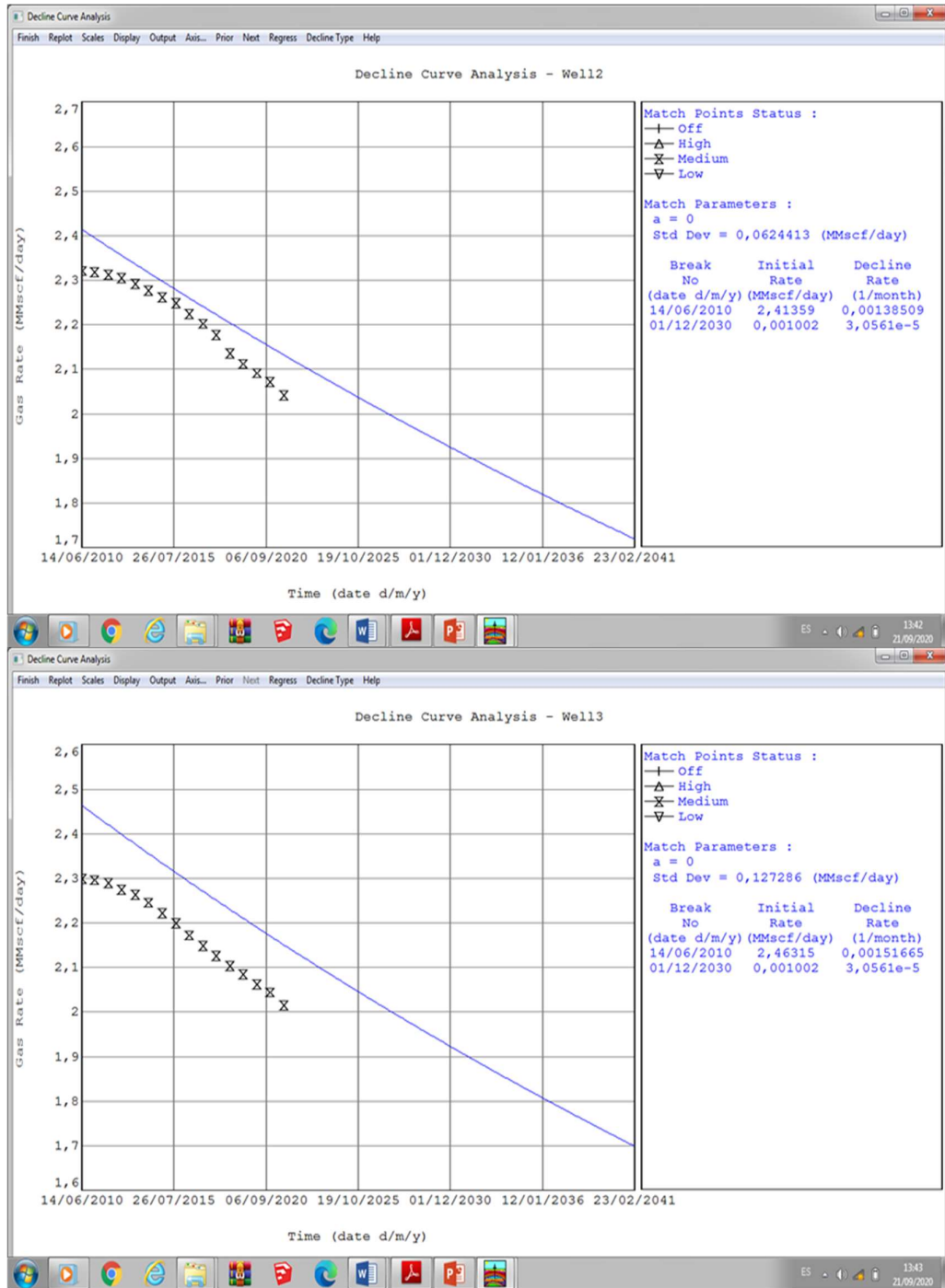
BIBLIOGRAFIA

1. Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Publishing Company, third edition, Usa.
2. Arévalo, J. (2005). *Ingeniería de Yacimientos de Gas (Propiedades de los fluidos petroleros)*. UNAM, México.
3. Arps, J. (1944). *Analysis of decline curves*. SPE 945219. E.U.A., Texas.
4. Bueneke, A. (2013). *Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica*.
5. Busanda, N. (2016). *Field Development Study of an Offshore Gas Asset in Tanzania using Reservoir and Surface Network Simulations*.
6. Doung A. N. (2011). *Rate-Decline Analysis for Forecast Production from Unconventional Gas Wells*. SPE 134231. Italia, Florencia.
7. Escobar, F. (2007). *Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos*. Colombia.
8. Experts, Petroleum. (2005). "An Introduction to MBAL a Reservoir Engineering Toolkit User Guide, Manual" By Petroleum Experts.
9. Fetkovich, M. (1980). *Decline curve analysis using type curves*. SPE 4629. E.U.A., Texas
10. Gallardo, E. (2015). *Caracterización dinámica de yacimientos*. UNAM. México, Distrito Federal.
11. Giampaoli, H. &. (2017). *Vaca Muerta: Balance de siete años de desarrollo*. Argentina.
12. González, R. (2012). *Using decline curve analysis, volumetric analysis, and Bayesian methodology to quantify uncertainty in shale gas reserves estimates*. E.U.A., Texas
13. Ilk D., Rushing J. A. (2009). *Decline Curve Analysis for HP/HT Gas Wells: Theory and Applications*. SPE 125031. E.U.A. Louisiana.
14. Lee, J. &. (s.f.). *Gas Reservoir Engineering*.
15. Lund, L. (2014). *Decline Curve Analysis of Shale Oil Production*. Universidad de Uppsala. Suecia, Uppsala.
16. Sirajus, S. (2011). *Optimization of a Saldanadi gas field of Bangladesh*. Dhaka, Bangladesh.
17. Valencia, G. (2017). *Curvas de Declinación en pozos de yacimientos tipo: Tight Oil*. UNAM. México.
18. Woravut, A. (2014). *Decline Curve Análisis*.

ANEXOS

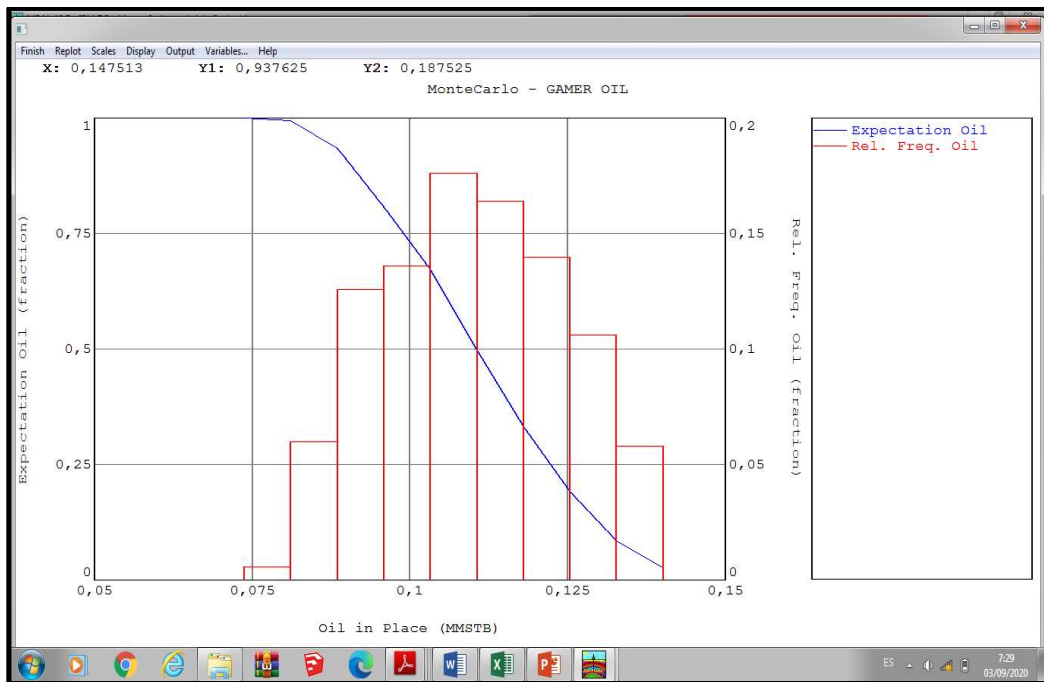
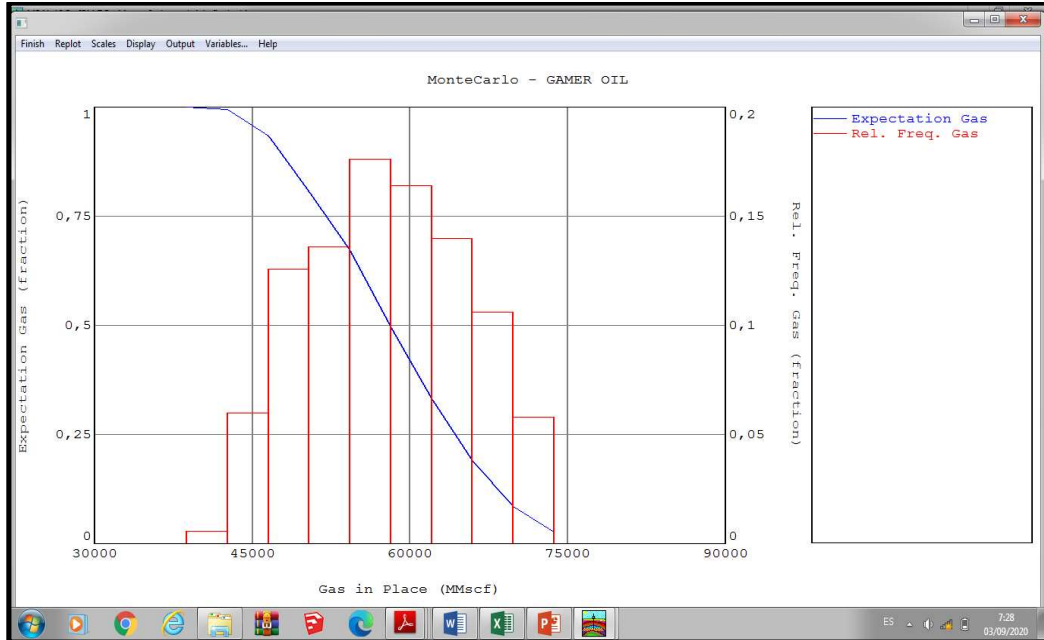
ANEXO 1. Análisis de curvas de declinación del gas pozo 2 y 3.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.



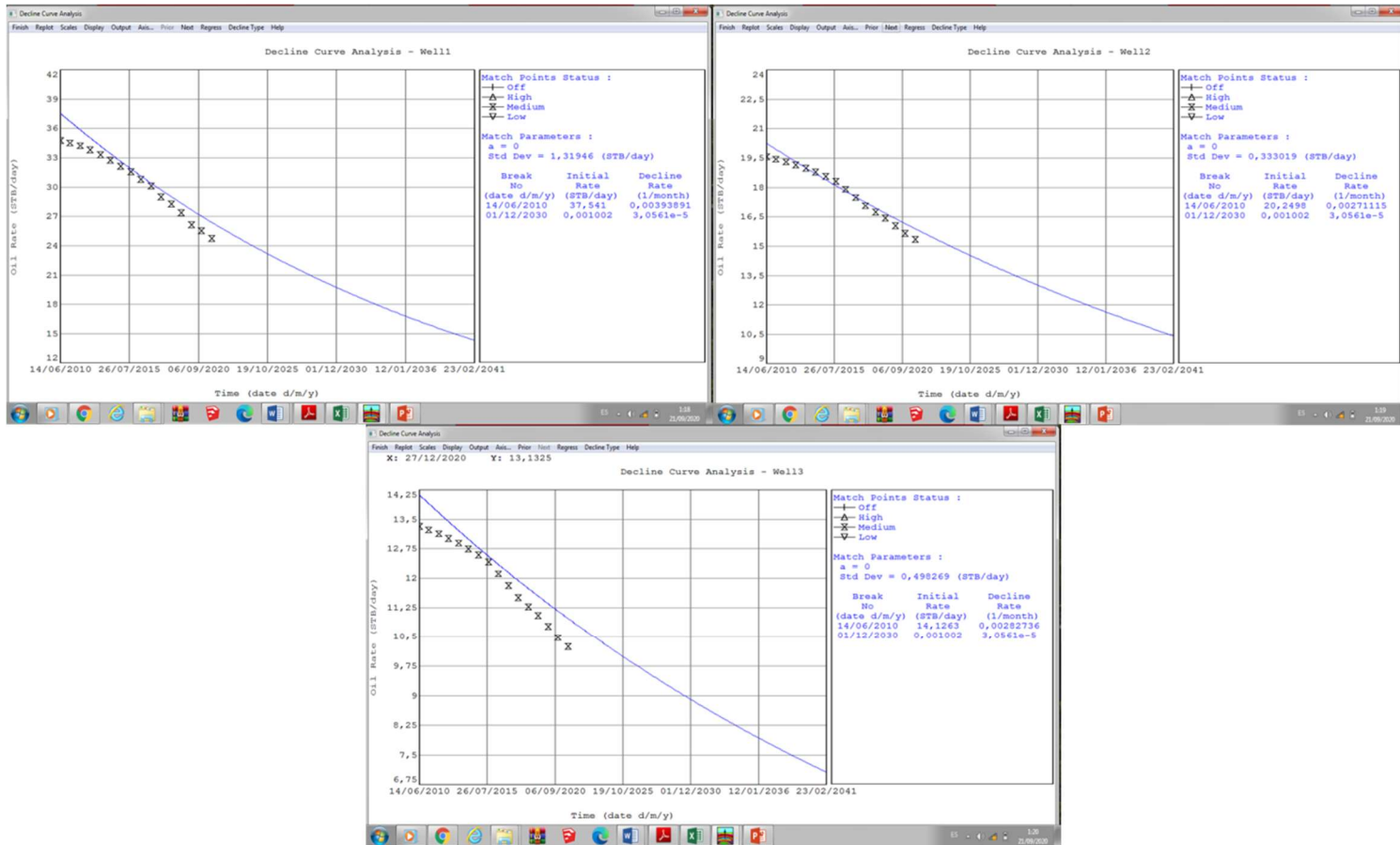
ANEXO 2. Método estadístico Montecarlo para el Gas y Petróleo.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.



ANEXO 3. Análisis de curvas de declinación de petróleo por regresión.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.



ANEXO 4. Predicción del Historial de la Producción y la Producción Acumulada de Petróleo.

Fuente: Lourdes G. Merchán Borbor.

