



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA
DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO PARA EL BLOQUE 58, CAMPO SANSAHUARI EN
EL ORIENTE ECUATORIANO.**

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DANNY VICENTE YAMBAY CALDERÓN

DIRECTOR: ING. RAÚL DARÍO BALDEÓN LÓPEZ

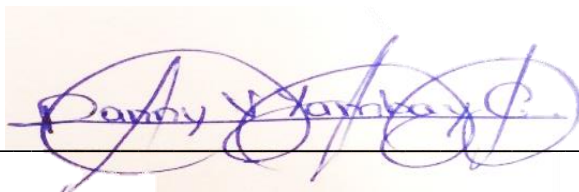
QUITO, JUNIO, 2016

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2016
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **DANNY VICENTE YAMBAY CALDERÓN**, declaro que este trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Danny Vicente Yambay Calderón

C.I. 060442997-7

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

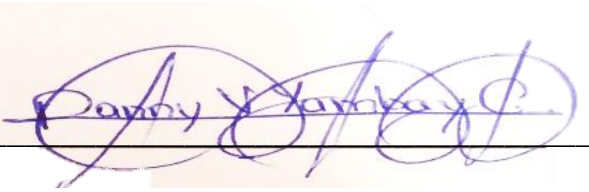
DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	060442997-7
APELLIDO Y NOMBRES:	Yambay Calderón Danny Vicente
DIRECCIÓN:	La Magdalena
EMAIL:	dannyjr_2010@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	032-900-510
TELÉFONO MOVIL:	0959579179

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Desarrollo de la Metodología para la Determinación de Línea Base de Producción de Petróleo para el Bloque 58, Campo Sansahuari en el Oriente Ecuatoriano.
AUTOR O AUTORES:	Danny Yambay
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	03/06/2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Raúl Baldeón
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de Petróleos
RESUMEN:	El presente trabajo se enfoca en un análisis e investigación sobre la determinación de la línea base de producción, se detalló el

	<p>método que se utilizó para determinar cómo fue la descripción del software Oil Field Manager mejor conocido como O.F.M. y el método empírico lo cual permitió obtener el tipo y el porcentaje de declinación de cada arena del campo en análisis, el método empírico fue desarrollado en la herramienta Excel Microsoft Office es aquí donde se describió paso a paso todos los procesos que se debió seguir para obtener la línea base de producción de petróleo, una vez que se obtuvo los resultados en Excel Microsoft Office se procedió a realizar una comparación de los resultados obtenidos en Excel versus los resultados que arrojó el software Oil Field Manager (O.F.M.).</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Línea Base de producción, declinación de producción, método empírico, OFM, predicción de producción.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>This work focuses on analysis and research on the determination of the production base line, the method used to determine how was the description of Oil Field Manager</p>

	<p>software better known as O.F.M. was detailed and the empirical method which yielded the type and the percentage of decline in sand field analysis, the empirical method was developed in Excel Microsoft Office tool is where step described by step all the processes that must be followed to I get the base oil production line, once the results obtained in Microsoft Office Excel proceeded to make a comparison of the results in Excel versus the results that threw the oil Field Manager (OFM) software.</p>
KEYWORDS	Baseline production, production decline, empirical method, OFM, predicting production.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f: 

DANNY VICENTE YAMBAY CALDERÓN

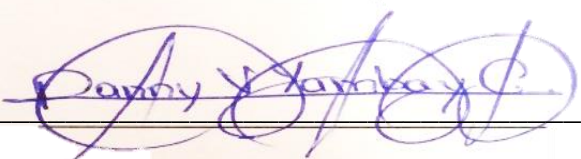
060442997-7

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **YAMBAY CALDERÓN DANNY VICENTE**, CI 060442997-7 autor del proyecto titulado: **DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL BLOQUE 58, CAMPO SANSAHUARI EN EL ORIENTE ECUATORIANO** previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 07 Junio de 2016

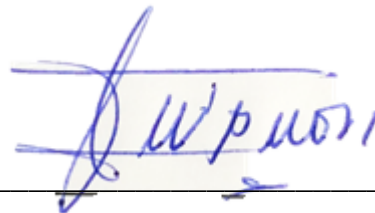
f: 

YAMBAY CALDERÓN DANNY VICENTE

060442997-7

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Desarrollo de la Metodología para la Determinación de Línea Base de Producción de Petróleo para el Bloque 58, Campo Sansahuari en el Oriente Ecuatoriano**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Danny Yambay**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Darío Baldeón López', is written over a horizontal line.

Ing. Raúl Darío Baldeón López

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 170804253-4

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

De igual forma dedico esta tesis a mi hijo Danny quien es mi motivo de lucha y por quien yo daría la vida.

A mis amados padres Mariana y Josecito quienes son mi más grande inspiración de ejemplo de vida a seguir.

A mis hermanas Paola, Tania y familiares por ser parte importante de mi vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme guiado en toda mi carrera, por estar junto a mí a cada paso que daba y por ayudarme a cumplir una de mis metas.

A mis padres Mariana y Josecito quienes me dieron la vida, me enseñaron a valorar los estudios y también me dieron los valores morales para poder seguir sin desmayar frente a las adversidades de la vida y que solo gracias a ellos yo pude llegar a culminar mi carrera.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, porque en sus aulas sus profesores me brindaron sus conocimientos y experiencias para lograr este propósito.

Al Ingeniero Raúl Baldeón, quien desde que lo conocí me ha brindado su apoyo, consejos los cuales me han servido a cada momento de mi carrera, trabajo y vida.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, a la Ingeniera Carmita Miniguano, quien me regalo su amistad y ha sido parte importante de mi formación profesional.

A Jacqueline porque me dio la fuerza necesaria para que no deje de luchar por mis sueños y más aún cuando me dio el regalo más grande de mi vida como es mi hijo Danny.

A todos mis amigos en especial al Clan Peluche, aquí conocí a mis hermanos los cuales hicieron posible terminar este trabajo mediante su apoyo continuo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI.	3
2.1.1 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SANSAHUARI.	4
2.1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SANSAHUARI.	6
2.1.3 RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013.	7
2.2 LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.	7
2.3 PERÍODOS DE DECLINACIÓN DE UN POZO.	7
2.4 CONCEPTOS ELEMENTALES.	8
2.4.1 DECLINACIÓN NOMINAL (D).	8
2.4.2 DECLINACIÓN EFECTIVA (De).	9
2.5 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.	9
2.5.1 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.	11

	PÁGINA
2.5.2 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.	12
2.5.3 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN ARMONICA.	14
2.6 METODOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN y PORCENTAJE DE DECLINACION DE PETRÓLEO.	14
2.6.1 MÉTODO MATEMATICO O EMPIRICO.	15
2.6.1.1 Método matemático para declinación exponencial.	15
2.6.1.2 Método matemático determinación “b” declinación hiperbólica.	16
2.6.2 OIL FIELD MANAGER (O.F.M).	16
2.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.	17
3. METODOLOGIA	19
3.1 DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL CAMPO SANSAHUARI.	19
3.1.1 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA APLICANDO EL MÉTODO EMPÍRICO O MATEMÁTICO.	19
3.1.1.1 Arena “T Superior” método empírico herramienta Excel.	20
3.1.1.2 Arena “U Inferior” método empírico herramienta Excel.	24
3.1.1.3 Arena “U Media” método empírico herramienta Excel.	28

	PÁGINA
3.1.1.4 Arena “U Superior” método empírico herramienta Excel.	31
3.1.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA APLICANDO EL SOFTWARE O.F.M.	36
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	42
4.1 SELECCIÓN DE LAS ARENAS Y SUS PERIODOS REPRESENTATIVOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LINEA BASE DEL CAMPO SANSAHUARI.	42
4.2 RESULTADOS OBTENIDOS MEDINTE LA HOJA DE CÁLCULO DE MICROSOFT EXCEL.	42
4.2.1 RESULTADOS ARENA “T SUPERIOR” (EXCEL).	43
4.2.2 RESULTADOS ARENA “U INFERIOR” (EXCEL).	46
4.2.3 RESULTADOS ARENA “U MEDIA” (EXCEL)	49
4.2.4 RESULTADOS ARENA “U SUPERIOR” (EXCEL)	52
4.3 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER “O.F.M”.	55
4.3.1 RESULTADOS ARENA “T SUPERIOR” (O.F.M.)	55
4.3.2 RESULTADOS ARENA “U INFERIOR” (O.F.M.)	56
4.3.3 RESULTADOS ARENA “U MEDIA” (O.F.M.)	58
4.3.4 RESULTADO ARENA “U SUPERIOR” (O.F.M.)	59
4.4 COMPARACIÓN Y VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DETERMINADOS “EXCEL VS O.F.M.”.	61

	PÁGINA
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
5.1 CONCLUSIONES	64
5.2 RECOMENDACIONES	65
BIBLIOGRAFÍA	66

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Pozos perforados y su estado actual del campo Sansahuari.	5
Tabla 2. Reservas de petróleo campo Cuyabeno-Sansahuari 31/12/2013	7
Tabla 3. Tabulación de la data para la declinación exponencial.	15
Tabla 4. Determinación de “b” para declinación hiperbólica.	16
Tabla 5. Tabulación de datos yacimiento T Superior.	22
Tabla 6. Tabulación de datos yacimiento U Inferior.	26
Tabla 7. Tabulación de datos yacimiento U Media.	30
Tabla 8. Tabulación de datos yacimiento U Superior.	34
Tabla 9. Periodos y tipos de declinación de producción.	61
Tabla 10. Tasa de declinación de las arenas del campo Sansahuari.	61
Tabla 11. q estimada de las arenas en estudio del campo Sansahuari con predicción hasta el año 2025.	63

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Ubicación y coordenadas del campo Sansahuari.	4
Figura 2. Mapa estructural campo Cuyabeno-Sansahuari.	6
Figura 3. Periodos de declinación.	8
Figura 4. Curvas de declinación y sus tendencias.	10
Figura 5. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, TS.	20
Figura 6. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado TS.	21
Figura 7. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida TS	23
Figura 8. Grafica del historial de producción “t vs. Q” semilog, UI.	24
Figura 9. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado UI.	25
Figura 10. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida UI.	27
Figura 11. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, UM.	28
Figura 12. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado UM.	29
Figura 13. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida UM	31

	PÁGINA
Figura 14. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, US.	32
Figura 15. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado US.	33
Figura 16. Historial de producción vs la nueva tasa de producción calculada.	35
Figura 17. Icono del programa OFM.	36
Figura 18. Opción para abrir el proyecto OFM.	37
Figura 19. Mapa base del proyecto pam_septiembre_2015.	37
Figura 20. Opción para filtrar la información.	38
Figura 21. Información filtrada campo sansahuari.	39
Figura 22. Opción de filtrado para las arenas del campo Sansahuari.	39
Figura 23. Declinación gasto-tiempo método empírico.	40
Figura 24. Línea base de producción “T Superior”, valores obtenidos para “b”, “di”, “q estimado”	45
Figura 25. Línea base de producción “U Inferior”, valores obtenidos para “b”, “di”, “q estimado”	48
Figura 26. Línea base de producción “U Media”, valores obtenidos para “b”, “di”, “q estimado”	51
Figura 27. Línea base de producción “U Superior”, valores obtenidos para “b”, “di”, “q estimado”	54

Figura 28. Valores obtenidos de “b”, “di”, “q estimado” arena “T Superior”.	56
Figura 29. Línea base de producción arena “T Superior”.	56
Figura 30. Valores obtenidos de “b”, “di”, “q estimado” arena “U Inferior”.	57
Figura 31. Línea base de producción arena “U Inferior”.	57
Figura 32. Valores obtenidos de “b”, “di”, “q estimado” arena “U Media”.	58
Figura 33. Línea base de producción arena “U Media”.	59
Figura 34. Valores obtenidos de “b”, “di”, “q estimado” arena “U Superior”.	60
Figura 35. Línea base de producción arena “U Superior”.	60
Figura 36. Comparación tasas de declinación OFM vs Excel.	62

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PAGINA
Ecuación 1. Declinación nominal	8
Ecuación 2. Declinación efectiva	9
Ecuación 7. Tasa de producción, para declinación exponencial	12
Ecuación 8. Relación de pérdida “a”	12
Ecuación 11. Tasa de producción, para declinación Hiperbólica	13
Ecuación 12. Tasa de producción, para declinación Armónica	14
Ecuación 13. Promedio de la declinación	15
Ecuación 14. Relación entre b y Di	16

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1	68
Datos de la línea base de producción arena “T Superior”.	
Anexo 2	70
Datos de la línea base de producción arena “U Inferior”.	
Anexo 3	72
Datos de la línea base de producción arena “U Media”.	
Anexo 4	74
Datos de la línea base de producción arena “U Superior”.	

RESUMEN

En este proyecto de titulación se realizó un análisis y una investigación sobre la descripción y ubicación campo Sansahuari, sus características litológicas, antecedentes históricos de producción y las reservas petroleras del campo Sansahuari en el Oriente Ecuatoriano, seguido se detalló el método que se utilizó para determinar la línea base de producción como fue la descripción del software Oil Field Manager mejor conocido como O.F.M. y el método empírico lo cual permitió obtener el tipo y el porcentaje de declinación de cada arena del campo en análisis, el método empírico fue desarrollado en la herramienta Excel Microsoft Office es aquí donde se describió paso a paso todos los procesos que se debió seguir para obtener la línea base de producción de petróleo, una vez que se obtuvo los resultados en Excel Microsoft Office se procedió a realizar una comparación de los resultados obtenidos en Excel versus los resultados que arrojó el software Oil Field Manager (O.F.M) esto permitió realizar una confirmación del trabajo y del análisis realizado en las arenas productoras, como conclusión se obtuvo que el tipo de declinación que predomina en este campo fue el de tipo exponencial, así también por medio de la comparación de resultados se permitió garantizar que el presente trabajo puede ser utilizado para futuros análisis de producción o para trabajos de implementación de levantamientos artificiales según como sea lo necesario para el lector.

ABSTRACT

In this project titration analysis and research on describing and location Sansahuari, its lithology, historical background of production and oil reserves Sansahuari field in eastern Ecuador, it followed the method used was detailed field was performed to determine production base line as was the description of Oil Field Manager software better known as OFM and the empirical method which yielded the type and the percentage of decline in sand field analysis, the empirical method was developed in Excel Microsoft Office tool is where step described by step all the processes that must be followed to obtain the base oil production line, once the results obtained in Excel Microsoft Office proceeded to make a comparison of the results in Excel versus the results that threw the oil Field Manager (OFM) software that allowed a confirmation work and analysis in the producing sands, the conclusion was obtained that the sort of decline that dominates this field was exponential, and also through the comparison of results was allowed to ensure that this work can be used for future analysis of production or deployment jobs as artificial lift as necessary for the reader.

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El presente análisis se refiere a la declinación de producción y al procedimiento a seguir para la determinación de la línea base de producción de petróleo del campo Sansahuari del Oriente ecuatoriano, este trabajo se fundamenta en la determinación del tipo de declinación y del porcentaje de declinación que sufren todas las arenas de las cuales produce dicho campo, esta declinación de la producción de petróleo se genera por varios factores tanto internos como externos entre estos esta la disminución de la presión de yacimiento por la razón que se extrae el crudo, otro motivo que afecta en gran magnitud es el aumento de la producción de agua, es muy importante mencionar que la línea base es el perfil de producción de petróleo crudo, calculada en base al análisis o a la simulación matemática de los yacimientos mediante software o herramientas como Excel Microsoft Office, una vez determinado cada uno de estos valores antes mencionados mediante la aplicación de fórmulas ya determinadas se procede a obtener la línea base de producción del campo y así tener una estimado de la producción futura para los años venideros de las actividades petrolíferas, también en el actual trabajo se describe brevemente el campo Sansahuari el cual se encuentra localizado en la Región Amazónica ecuatoriana, a uno 23 km de la población Tarapoa al noreste de la provincia de Sucumbíos, a 900 pie sobre el nivel del mar, el campo Sansahuari es descubierto por CEPE (PETROECUADOR) el primer pozo es llamado Sansahuari 1, el cual es perforado entre el 25 de octubre y el 12 de noviembre de 1979 como consecuencia de ser un campo antiguo no cuenta con una línea base de producción de petróleo que permita establecer criterios para que se realicen correctivos en la declinación de la producción o para tomar decisiones en cuanto al tiempo óptimo de la producción en los meses venideros del campo, por esta razón es importante determinar la línea base de producción de petróleo mediante el método de declinación de producción o método empírico, para realizar este estudio se lleva a cabo un análisis cualitativo de la producción de petróleo mediante el método antes mencionado además la

obtención de estos gráficos permite ejecutar un pronósticos de producción de petróleo e identificar el limite económico que es lo esencial en la vida de una arena productora ya que todo gira alrededor de que tan rentable será el yacimiento también se puede estimar a que tiempo sería necesario implementar un método de levantamiento artificial o si es necesario una recuperación mejorada para así producir petróleo en un límite beneficioso. El objetivo general de este estudio es determinar la línea base de producción de petróleo mediante la utilización del método de declinación de producción para el bloque 58, campo Sansahuari en el Oriente Ecuatoriano, como consecuencia para llevar a cabo dicho estudio se planteó los siguientes objetivos específicos describir los métodos utilizados para determinar el tipo y porcentaje de declinación de los yacimientos productores, seleccionar las arenas y periodos representativos que permita aplicar el estudio de la declinación de producción, describir la geología, ubicación y reservas del campo Sansahuari. Para cumplir la investigación se realiza una revisión bibliográfica y a su vez una recopilación del historial de producción de cada una de las arenas que producen en el campo Sansahuari del oriente ecuatoriano.

2. MARCO TEÓRICO

2. MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SANSAHUARI.

Para la descripción del campo en estudio se resalta que las interpretaciones iniciales mostraban dos estructuras independientes, una a la que se denomina Sansahuari y otra llamada Cuyabeno.

El campo Sansahuari fue descubierto por CEPE (PETROECUADOR), el primer pozo fue llamado Sansahuari 1, el cual fue perforado entre el 25 de octubre y el 12 de noviembre de 1979, alcanzando una profundidad de 8268 pie, sus pruebas iniciales arrojaron como resultado 1729 BPPD en la arena "U" Inferior y 369 BPPD en la arena "U" Superior de 26.1 y 22.7 °API respectivamente, la arenisca Basal Tena tuvo como resultado 53 BPPD con 8.7 °API, (Petroproducción y Schlumberger, 2011).

El campo Cuyabeno fue descubierto por la compañía Texaco, el primer pozo fue llamado Cuyabeno 1 el cual fue perforado el 23 de octubre y completado el 24 de Noviembre de 1972 con una profundidad total de 8157 pie, sus pruebas iniciales arrojaron como resultado 648 BPPD en la arena "U" con 26 °API, la arenisca Basal Tena solo tuvo como resultado trazas de crudo pesado, (Petrokem logging services, 2013).

En los años 1991 y 1992 PETROPRODUCCION realizó una nueva interpretación sísmica y geológica donde se confirmó que las estructuras Cuyabeno-Sansahuari es una sola y se logra verificar con la perforación de los pozos Cuyabeno 21 y Sansahuari 10 respectivamente. Este campo es puesto en producción en enero de 1984 con 806 BPPD en promedio y para el año 2006 se obtuvo una producción promedio de 9944 BPPD. En agosto de 1997 llegó a tener una producción de 14157 BPPD que es su máximo histórico. Los principales yacimientos del campo Cuyabeno-Sansahuari se encuentran localizados en la Formación Napo Inferior, conocidos como U y T, (Petroproducción y Schlumberger, 2011). El campo Cuyabeno-Sansahuari

se encuentra localizado en la Región Amazónica ecuatoriana, a uno 23 km de la población Tarapoa al noreste de la provincia de Sucumbíos, a 900 pie sobre el nivel del mar. Su hidrografía está marcada por la presencia de los ríos Cuyabeno, Singue, San Miguel. Está limitada al Norte por el Campo Víctor Hugo Rúaes (HVR), al Sur por el Campo Tarapoa y al Oeste por el Campo Libertador, en la figura 1 se observa la ubicación del campo.

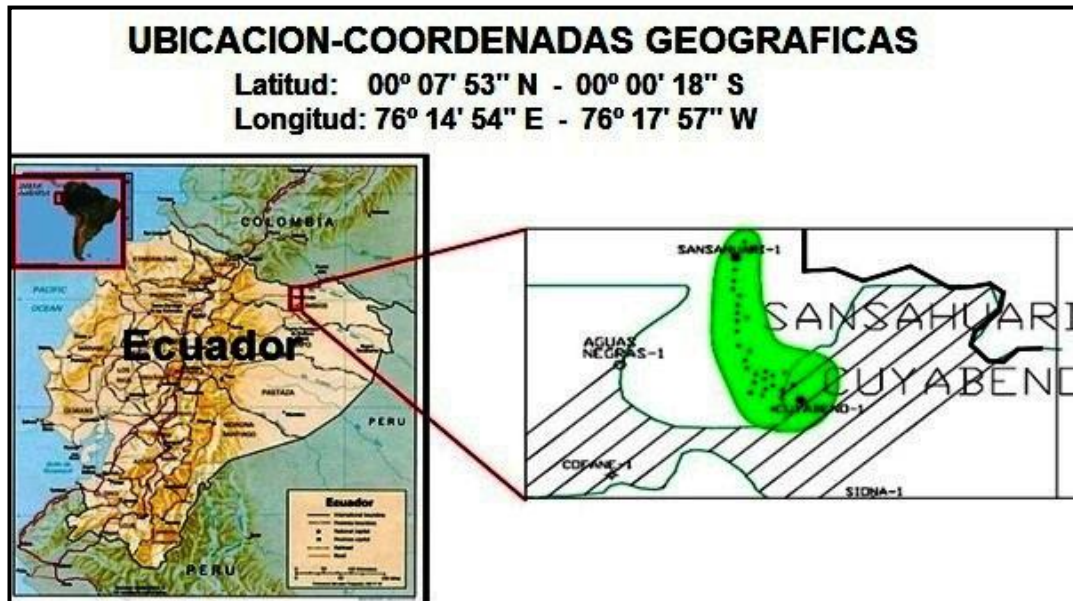


Figura 1. Ubicación y coordenadas del campo Sansahuari.

(Pozo, 2012)

2.1.1 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SANSAHUARI.

Desde 25 de Octubre de 1979 se ha perforando y completando 22 pozos en el campo Sansahuari. De los cuales por datos obtenidos en (ARCH, 2016) se verificar que hasta Febrero del 2016 se tiene catorce (14) pozos activos de los cuales los pozos Sansahuari-1 y Sansahuari-3 son pozos inyectores por esta razón solo existen 12 pozos productores de petróleo, en la tabla 1 se verifica los datos de los pozos perforados y su estado actual.

Tabla 1. Pozos perforados y su estado actual del campo Sansahuari.

# Pozos	Nombre	Tipo	Inicio de perf.	Fin de perf.	TVD/MD "pies"	Estado actual
1	Sansahuari-1	Exploratorio	25/10/1979	12/11/1979	8 268	Inyector
2	Sansahuari-2	Avanzada	11/10/1981	03/11/1981	8 020	Activo para US
3	Sansahuari-3	Avanzada	11/12/1981	31/12/1981	8 200	Inyector
4	Sansahuari-4	Desarrollo	05/01/1984	21/01/1984	8 084	Activo para UI
5	Sansahuari-5	Desarrollo	31/01/1984	18/02/1984	7 973	Activo para TS
6	Sansahuari-6	Desarrollo	20/06/1984	05/07/1984	8 100	
7	Sansahuari-7	Desarrollo	17/01/1989	15/02/1989	8 020	Activo para UM
8	Sansahuari-8	Desarrollo	25/07/1991	08/10/1991	8 047	Activo para TS
9	Sansahuari-9	Desarrollo	30/08/1991	13/09/1991	8 054	Activo para UI
10	Sansahuari-10	Avanzada	25/10/1995	08/11/1995	8 040	
11	Sansahuari-11	Desarrollo	23/08/1996	04/09/1996	8 030	
12	Sansahuari sur oeste-1	Exploratorio	28/08/2004	11/09/2004	8 673	
13	Sansahuari-12D	Desarrollo	28/06/2006	22/07/2006	8 520 / 8 041	Activo para UM
14	Sansahuari-13D	Desarrollo	24/02/2012	11/03/2012	8 490 / 8 128	Activo para US
15	Sansahuari-14D	Desarrollo	31/03/2012	19/04/2012	8 543 / 8 092	Activo para UM
16	Sansahuari-15D	Desarrollo	06/05/2012	24/05/2012	8 630 / 8 116	
17	Sansahuari-18D	Desarrollo	11/06/2012	27/06/2012	8 430 / 8 120	
18	Sansahuari-17D	Desarrollo	07/07/2012	24/07/2012	8 579 / 8 169	Activo para US
19	Sansahuari-16D	Desarrollo	19/07/2012	06/08/2012	8 400 / 8 020	Activo para US
20	Sansahuari-19D	Desarrollo	07/08/2012	28/08/2012	8 361 / 8 052	
21	Sansahuari-20D	Desarrollo	13/09/2012	01/10/2012	8 450 / 8 050	Activo para US
22	Sansahuari-D23	Desarrollo	31/08/2013	14/09/2013	8 240 / 8 240	

(DCTH-Perforación, 2015)

2.1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SANSAHUARI.

El mapa estructura del campo Cuyabeno–Sansahuari se observa en la figura 2, tiene una forma alargada en dirección N-S, con una longitud aproximada de 16km y que se ensancha al Sur, el campo está limitado al oeste por una falla inversa de alto ángulo de tipo regional que a nivel de caliza “A” alcanza un salto de hasta 450 pies, los limites Norte, Sur y Este del entrampamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue, dicha estructura se formó como resultado de la inversión tectónica del Eoceno Temprano a Medio (Petroproducción; Schlumberger;).

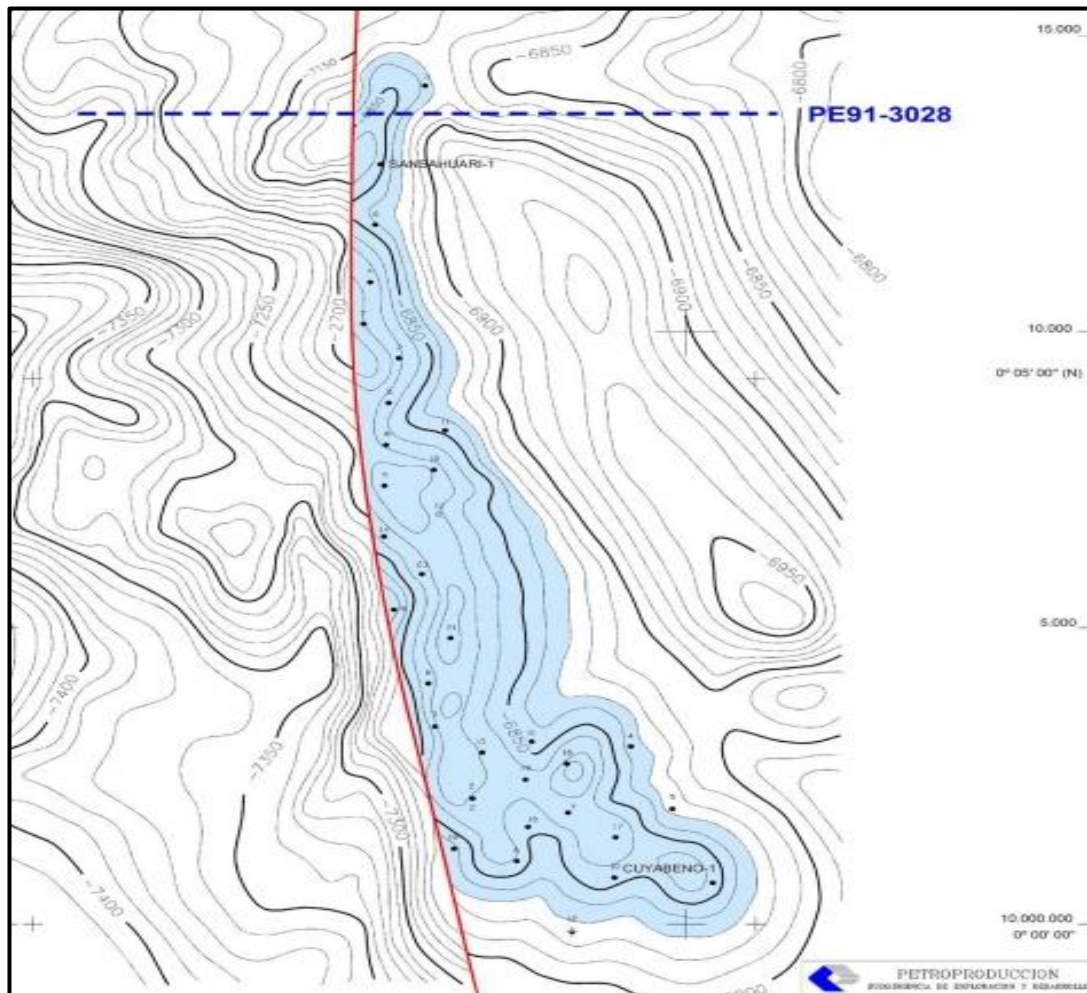


Figura 2. Mapa estructural campo Cuyabeno-Sansahuari.

(Petroproducción, 1996)

2.1.3 RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2013.

Es la cantidad de petróleo que se considera recuperable de una acumulación conocida en una fecha determinada cabe recalcar que toda estimación de reserva tiene un grado de incertidumbre, en la tabla 2 se observa las reservas de petróleo por campo y yacimiento.

Tabla 2. Reservas de petróleo campo Cuyabeno-Sansahuari 31/12/2013

Yac	Petróleo In Situ Bls. N.	FR %	Reservas	Producción Acumulada Bls. N. 31/12/2013	Reservas Remanentes Bls. N. 31/12/2013	° API %
			Totales Bls. N			
BT	1 200 000	15.58	187 059	187 059	0	30.10
TI	5 067 889	21.90	1 110 088	1 110 088	0	29.40
TS	84 088 980	47.20	40 690 935	32 112 979	7 577 956	29.40
UI	192 164 255	39.64	76 945 242	47 632 460	28 548 782	27.30
UM	39 397 073	19.64	9 318 918	1 783 343	5 952 575	27.30
US	83 709 560	38.75	32 439 234	25 341 069	7 098 165	24.50
Total	405 627 757		160 691 476	108 166 998	49 177 478	27.22

(DCTH-Yacimientos, 2013)

2.2 LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Es el perfil de producción de petróleo crudo, calculada con base en el análisis de curvas de declinación o de la simulación matemática de los yacimientos petrolíferos.

2.3 PERÍODOS DE DECLINACIÓN DE UN POZO.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor:

- La declinación Transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del oíl, gas y agua en una región de drenaje con un incremento continuo del radio de drenaje, al perforar un pozo el estado de

equilibrio del yacimiento se altera creando una respuesta en la presión del pozo. Esta respuesta de la presión se propaga gradualmente lejos del pozo incrementando el área de drenaje del pozo, (Benavides & Gálvez Chamba, 2013).

- La Declinación en estado pseudoestacionario.- La declinación en estado pseudoestacionario se la define y se la debe considerar como un conjunto de producciones en estado estacionario para detallar el comportamiento del pozo, el inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo, en la figura 3 se observa los periodos de declinación.

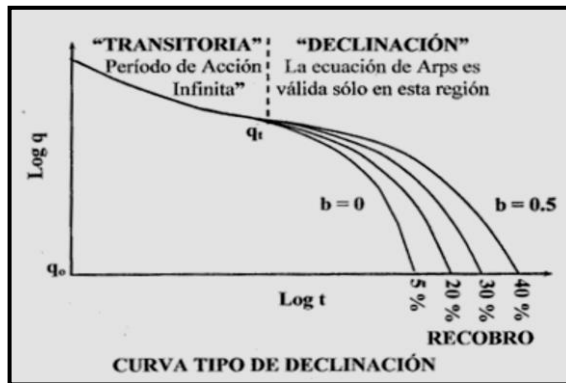


Figura 3. Periodos de declinación.

(Pinto, 2011)

2.4 CONCEPTOS ELEMENTALES.

2.4.1 DECLINACIÓN NOMINAL (D).

Es la pérdida de producción de petróleo por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción, la ecuación 1 define la declinación nominal.

$$D = - \frac{d(\text{Ln}q)}{dt} = - \frac{(dq/dt)}{q} \quad \text{Ec. [1]}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal, tiempo⁻¹.

q: Tasa inicial de producción, BPPD o BPPM.

t: Tiempo de producción, días o mes.

2.4.2 DECLINACIÓN EFECTIVA (DE).

Se define como la caída de producción de petróleo desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un periodo de tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año) dividido entre la tasa de producción al comienzo del periodo q_i (Luz, 2012), la ecuación 2 expresa de mejor manera la definición de la declinación efectiva.

$$De = \frac{q_i - q_1}{q_i} \quad \text{Ec. [2]}$$

Donde:

De: Tasa de declinación efectiva, adimensional.

q_i : Tasa inicial de producción, BPPD o BPPM.

q_1 : Tasa de producción al final del periodo considerado, BPPD o BPPM.

Es aconsejable el uso de la declinación nominal sobre la declinación efectiva, a razón del cambio de unidades de tiempo sobre la tasa de declinación.

2.5 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

El estudio de las curvas de declinación de producción es muy útil para evaluar yacimientos, también sirve para el cálculo de la producción acumulada al límite económico, para calcular las reservas remanentes y una apreciación de la rentabilidad de un proyecto de explotación, es de suma

importancia conocer la relación matemática que gobierna el comportamiento del yacimiento el cual permite extrapolar los datos de producción al límite económico. Las curvas de declinación es un método simple que arroja resultados satisfactorios siempre que no ocurran cambios bruscos de producción, para este análisis se necesita datos pertenecientes a pozos cuya producción decline. El criterio se basa en que lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuara dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado, el procedimiento de extrapolación es estrictamente empírico, el punto final hasta donde extrapolar es sencillo de calcular ya que la estimación o costos de operación permite determinar el límite económico de petróleo. Para el cálculo de reservas debe diferenciarse la declinación de producción causada por condiciones en el yacimiento de aquella causada por condiciones del pozo o fallas en el equipo de levantamiento artificial. Existe tres tipos de curvas, en la figura 4 se observa dichas curvas y sus comportamientos (Luz, 2012). Exponencial “ $b=0$ ”, hiperbólica “ $0 < b < 1$ ”, armónica “ $b=1$ ”, (Petrokem & EP, 2013).

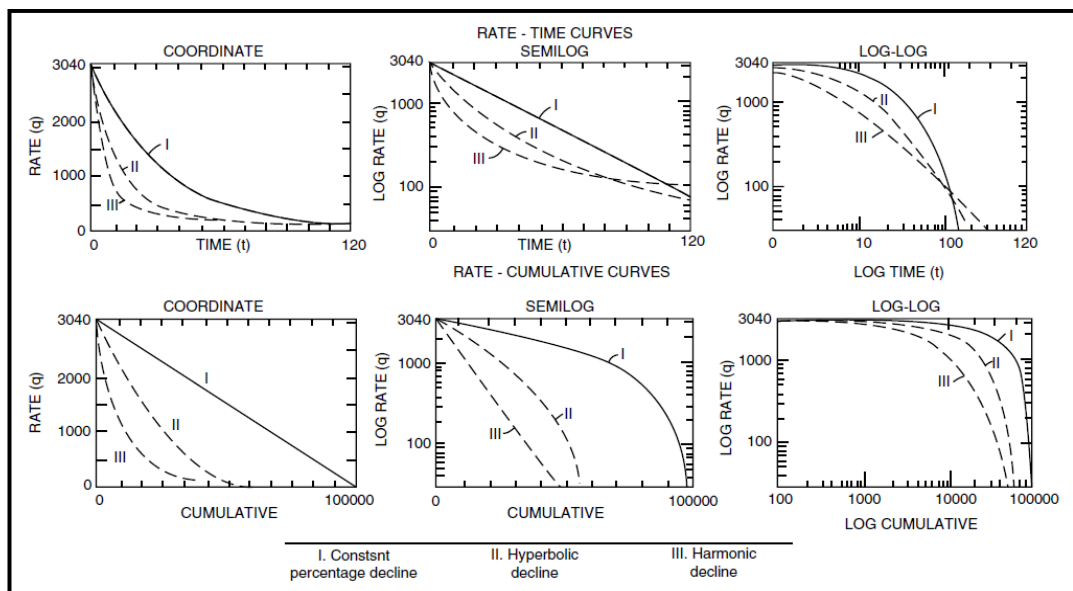


Figura 4. Curvas de declinación y sus tendencias.

(Brito & Rodríguez Gómez, 2011)

2.5.1 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.

Este tipo de curva de declinación es a porcentaje constante, es la más usada por su sencillez, aunque la mayoría de los pozos son de tipo hiperbólico. La declinación exponencial se usa para agotamiento natural y se puede identificar esta declinación exponencial si la tasa de declinación nominal D ecuación 1 no cambia por el tiempo.

Como se menciona anteriormente si la gráfica de $\log q$ versus t nos arroja una línea recta podrá decirse que existe una declinación exponencial.

La ecuación 1 también se puede formular de la siguiente manera, ecuación 3

$$\frac{dq}{q} = -D dt \quad \text{Ec. [3]}$$

Integrando la ecuación 3 y considerando que a un tiempo inicial (t_i) existe una tasa de producción inicial (q_i) y a un tiempo (t) una tasa de producción (q).

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = -D \int_{t_i}^t dt \quad \text{Ec. [4]}$$

La solución de dicha integral arroja la ecuación 5.

$$\ln \frac{q}{q_i} = -D (t - t_i) \quad \text{Ec. [5]}$$

A partir de la ecuación 5 despejamos q y obtendremos la ecuación 6.

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ec. [6]}$$

Si se asume un $t_i=0$ conseguimos la ecuación 7 que es la tasa de producción q en función del tiempo cuando existe declinación exponencial.

$$q = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ec. [7]}$$

Donde

D: Tasa de declinación, días⁻¹.

q: Tasa de producción, bls/día o bls/mes.

t: Tiempo, días o mes

e: Contante de Euler

Aplicando la ecuación 7 permite predecir la tasa de producción q, en función del tiempo t, para el caso de ser exponencial.

2.5.2 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.

La declinación hiperbólica es la que ocurre con más frecuencia en los pozos o yacimientos, una técnica de identificar esta declinación es midiendo por la relación de pérdida "a". Si dicha relación de pérdida "a" incrementa constantemente existe una declinación hiperbólica, la definición puntual de "a" se expresa en la ecuación 8.

$$a = \frac{1}{D} = - \frac{q}{(dq/dt)} \quad \text{Ec. [8]}$$

Donde:

D: Tasa de declinación, días⁻¹.

q: Tasa de producción, bls/día o bls/mes.

t: Tiempo, días o mes.

a: Relación de pérdida o inverso de la declinación.

De igual forma se habla de una declinación hiperbólica si cumple la siguiente ecuación 9.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad \text{Ec. [9]}$$

Donde:

b: es una constante que es $0 < b < 1$.

Remplazando D según su definición de la ecuación 1 en la ecuación 9 obtenemos la ecuación 10.

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \frac{1}{D_i} = \frac{q^b}{q_i^b} \quad \text{Ec. [10]}$$

Siguiendo con la solución y en definitiva se obtiene:

$$q = q_i (1 + b D_i t)^{1/b} \quad \text{Ec. [11]}$$

Donde:

D: Tasa de declinación, días⁻¹.

q: Tasa de producción, bls/día o bls/mes.

t: Tiempo, días o mes.

b: constante

Aplicando la ecuación 11 permite predecir la tasa de producción q, en función del tiempo t, pero antes se debe conocer el valor de b y D_i, para el caso de ser hiperbólica.

2.5.3 ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA CURVA DE DECLINACIÓN ARMONICA.

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica siempre y cuando $b=1$. Es entonces que si se sustituye $b=1$ en la ecuación 11 se obtiene la ecuación 12:

$$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad \text{Ec. [12]}$$

Donde:

D: Tasa de declinación, días⁻¹.

q: Tasa de producción, bls/día o bls/mes.

t: Tiempo, días o mes

Aplicando la ecuación 12 permite predecir la tasa de producción q , en función del tiempo t , para el caso de ser armónica

2.6 METODOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN Y PORCENTAJE DE DECLINACION DE PETRÓLEO.

Para determinar y analizar una declinación de producción en un pozo, yacimiento o campo se utilizan los siguientes métodos:

Método de curvas tipo (Fetkovich).

Método gráfico.

Método matemático o empírico.

Software Oil Field Manager (O.F.M)

2.6.1 MÉTODO MATEMÁTICO O EMPÍRICO.

Para el análisis de la declinación de producción de petróleo aplicando el método estadístico no se requiere el análisis del mecanismo de producción ni de los factores que influyen en el comportamiento del campo, es así que para un periodo de producción conocido se ajusta un polinomio tipo a la información disponible y sencillamente se extrapola al futuro deseado.

2.6.1.1 Método matemático para declinación exponencial.

Si se piensa que puede existir una declinación exponencial se aplica la tabla 3 la cual permite calcular una serie de valores de declinación D y si dichos valores tienden a un mismo valor se puede pensar que existe una declinación exponencial, para determinar D aplicamos la ecuación 1.

Tabla 3. Tabulación de la data para la declinación exponencial.

t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
días	BND	días	BND/día	BND	BND	día
t0	q0	-	-	-	-	-
t1	q1	q1-q0	t1-t0	(q1-q0)/(t1-t0)	(q0+q1)/2	D1
t2	q2	q2-q1	t2-t1	(q2-q1)/(t2-t1)	(q1+q2)/2	D2
t3	q3	q3-q2	t3-t2	(q3-q2)/(t3-t2)	(q2+q3)/2	D3
*	*	*	*	*	*	*
tn	qn	qn-qn-1	tn-tn-1	(qn-qn-1)/(tn-tn-1)	(qn+qn-1)/2	Dn

(Pinto, 2011)

Junto a esto para obtener un valor promedio de la declinación D aplicar la siguiente ecuación 13.

$$D_{prom} = \frac{\sum_i^n D_i}{n} \quad \text{Ec. [13]}$$

Después de haber obtenido el valor de declinación exponencial “D” aplicamos la ecuación 7 para determinar los valores de la tasa de producción q correspondiente a tiempos t.

2.6.1.2 Método matemático determinación “b” declinación hiperbólica.

La ecuación 14 expresa la relación entre b y Di

$$\frac{da}{dt} = \frac{b D_i}{D_i} = b \quad \text{Ec. [14]}$$

Lo cual permite aplicar el siguiente procedimiento para obtener el valor de b, esto se indica en la tabla 4.

Tabla 4. Determinación de “b” para declinación hiperbólica.

t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D	a=1/D	t prom	da	dt	b
días	BND	días	BND/día	BND	BND	día		días		días	
t0	q0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
t1	q1	q1-q0	t1-t0	(q1-q0)/(t1-t0)	(q0+q1)/2	D1	a1	(t1+t0)/2	-	-	-
t2	q2	q2-q1	t2-t1	(q2-q1)/(t2-t1)	(q1+q2)/2	D2	a2	(t2+t1)/2	a2-a1	(t2-t0)/2	b1
t3	q3	q3-q2	t3-t2	(q3-q2)/(t3-t2)	(q2+q3)/2	D3	a3	(t3+t2)/2	a3-a2	(t3-t1)/2	b2
*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
tn	qn	qn-qn-1	tn-tn-1	(qn-qn-1)/(tn-tn-1)	(qn+qn-1)/2	Dn	an	(tn+tn-1)/2	an-an-1	(tn+tn-2)/2	b3

(Pinto, 2011)

2.6.2 OIL FIELD MANAGER (O.F.M).

Es un programa diseñado por la empresa Schlumberger es una aplicación que permite visualizar, relacionar y analizar grandes volúmenes de datos de pozos y de parámetros de yacimientos. OFM tiene todas las capacidades que se esperan de un visualizador de datos de primera línea. Además, funciona como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los diferentes Módulos que posee la herramienta de OFM se listan y describen el siguiente:

- Módulo de reportes.
- Mapa de burbuja.
- Mapa de mallado.
- Módulo de gráficas.
- Módulo de análisis de curvas de declinación.- El Programa OFM contiene herramientas de análisis de curvas de declinación. Permite analizar y planificar el rendimiento del pozo. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación o en un grupo de pozos. También se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos. La predicción de la declinación de las tasas es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos históricos de producción.

2.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.

Como se expone en (Pinto, 2011) existen muchos factores que afectan a las curvas de declinación de producción entre estas tenemos:

- Cambios con el GOR, con la presión de fondo, cambios en los porcentajes de agua.
- Disminución del índice de productividad
- Aumento con el factor de daño, esto se debe a cambios físicos por ejemplo depósitos de ceras, asfaltenos o acumulación de arena suelta
- Completación de pozos nuevos.
- Pruebas de medición de pozos realizadas en tiempos desiguales esto conlleva a que nuestro resultado promedio varíe significativamente.

Si existe la presencia de alguno o varios problemas antes mencionados y si no se lo detecto y corrigió a tiempo, en el momento de efectuar nuestro análisis aplicando las curvas de declinación los resultados serán muy poco confiables. Pero sucede todo lo inverso cuando las condiciones del pozo son buenas y el equipo de levantamiento está operando apropiadamente nuestra tendencia será una guía confiable para predecir las reservas remanentes recuperables.

3. METODOLOGÍA

3. METODOLOGIA

3.1 DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL CAMPO SANSAHUARI.

En este capítulo se desarrolló el proceso para determinar la línea base de producción de petróleo, esto fue calculado con base en la simulación matemática de los yacimientos y el software OFM. En otras palabras la línea base es el pronóstico de producción de un campo determinado a ser analizado, sustentado en el comportamiento de cada uno de los yacimientos que lo compone, para de esta forma realizar la proyección futura de dicho campo petrolero.

3.1.1 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA APLICANDO EL MÉTODO EMPÍRICO O MATEMÁTICO.

Para obtener una predicción de la tasa de producción de un campo o yacimiento se debe conocer detalladamente su historial de producción, es importante mencionar que el comportamiento o tendencia de un yacimiento siempre será el mismo así se haya realizado reacondicionamientos para mejorar la producción ya que esta mejora solo durara un tiempo determinado y cuando termine el efecto la producción volverá a declinar con la misma tendencia que existió antes del reacondicionamiento. Criterios de selección del periodo a ser estudiado en cada arena del campo Sansahuari fueron: que exista la mayor uniformidad de declinación, verificar que no exista ningún tipo de interferencia externa en el yacimiento como por ejemplo inyección de agua, estimulaciones, fracturamientos y por último que exista un numero constante de pozos activos durante el periodo seleccionado con el fin de apreciar la declinación energética real, es muy importante que el tiempo mínimo seleccionado sea 8 meses para aplicar este método empírico, luego de haber identificado la tendencia de declinación se procedió a seleccionar el periodo con el que se trabajó.

3.1.1.1 Arena “T Superior” método empírico herramienta Excel.

1.- Se procedió a recolectar el historial de producción del campo Sansahuari yacimiento T Superior, a continuación se graficó la producción mensual versus tiempo en una hoja semilog, figura 5.

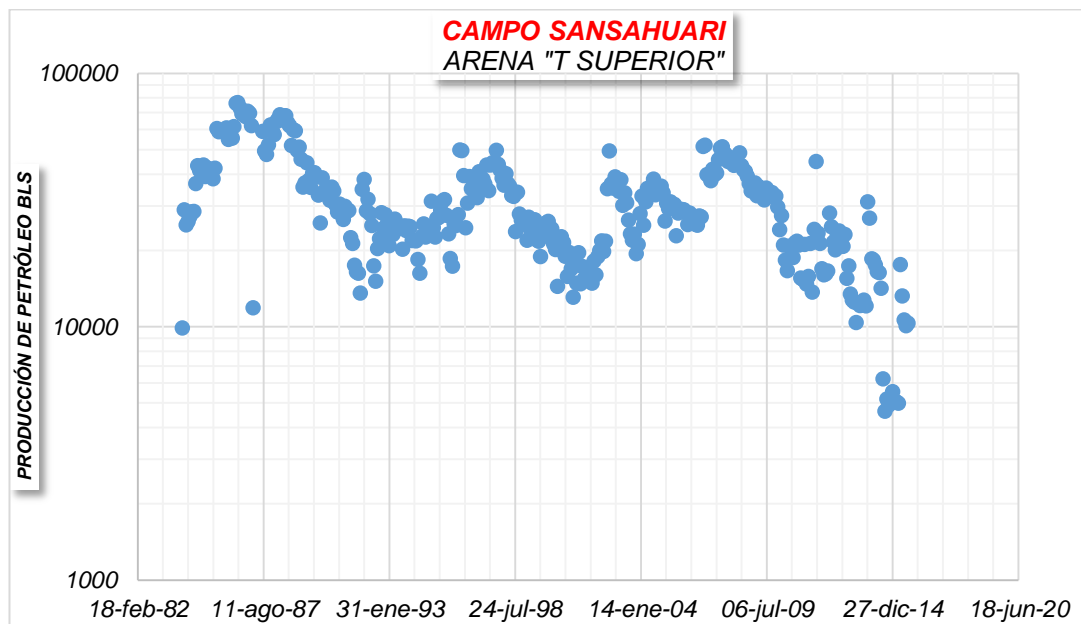


Figura 5. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, TS.

2.- Se identificó la tendencia y se seleccionó el periodo que será analizado para el yacimiento T Superior, aplicando los criterios que fueron mencionados en el numeral 3.1.1, para el yacimiento T Superior el periodo seleccionado fue desde 01 de Julio del 2007 con una producción de 50 578.5600 barriles de petróleo hasta el punto 01 de Julio del 2009 con una producción de 35 235.3400 barriles de petróleo, como se observa en la figura 6.

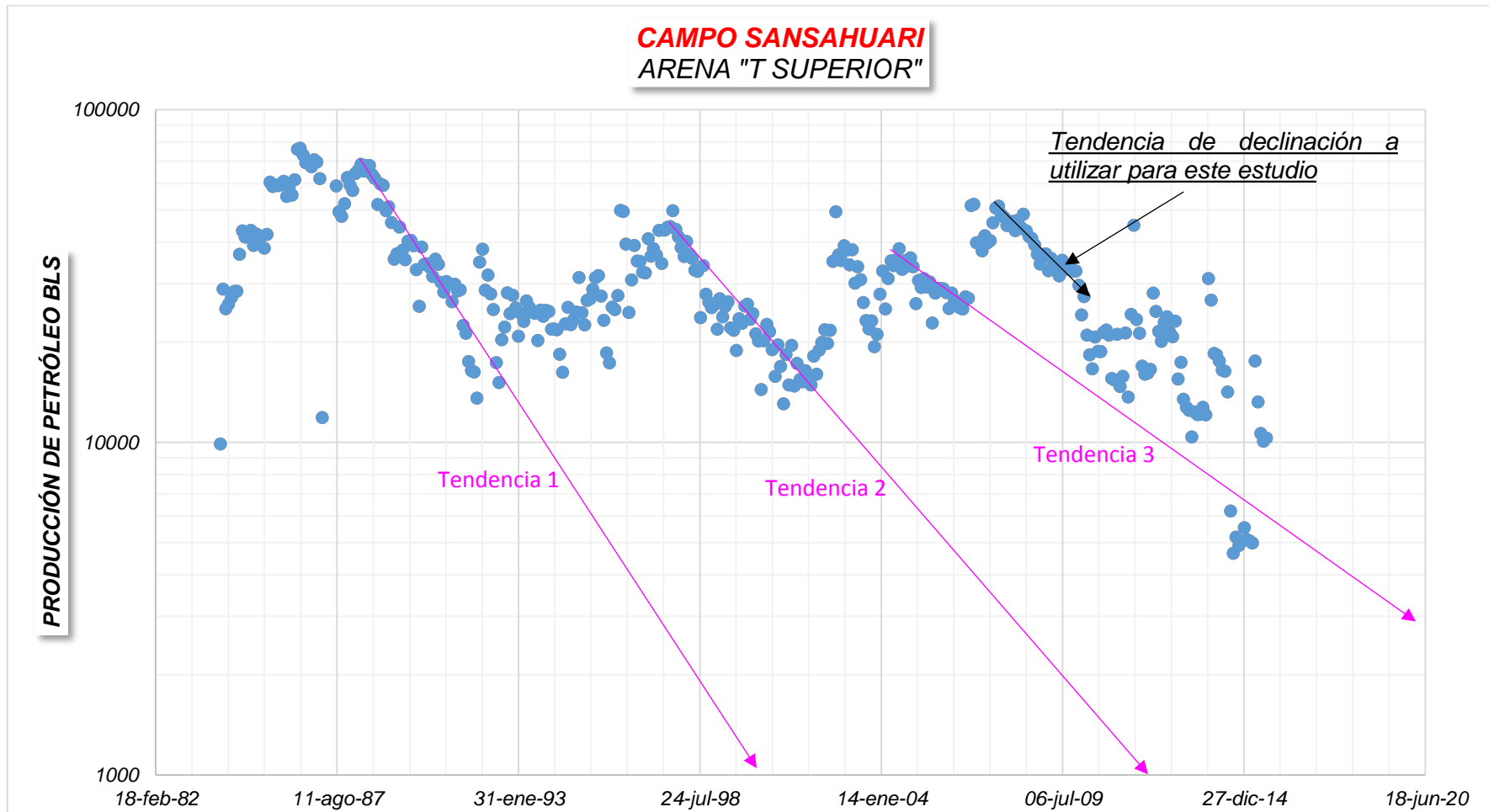


Figura 6. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado TS.

3.- Después de haber seleccionado el periodo a ser analizado se procede a comprobar la forma con la que la curva decae en dicho rango y si esta es constate como fue el caso para el yacimiento T Superior, se procede a trabajar como declinación de tipo Exponencial. Y para llegar a determinar el porcentaje de declinación se aplica la tabla 3 la cual permitió tabular los datos del periodo seleccionado, tabla 5.

Tabla 5. Tabulación de datos yacimiento T Superior.

Fecha	Producción mensual oil	t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
	bls	mes	bls/mes				bls/mes	mes ⁻¹
01-jul-07	50 578.5600	0	50 578.5600	-	-	-	-	-
01-ago-07	51 278.1800	1	51 278.1800	699.6200	1	699.6200	50 928.3700	-0.0136
01-sep-07	48 430.2400	2	48 430.2400	-2 847.9400	1	-2 847.9400	49 854.2100	0.0588
01-oct-07	47 446.0500	3	47 446.0500	-984.1900	1	-984.1900	47 938.1450	0.0207
01-nov-07	44 787.0000	4	44 787.0000	-2 659.0500	1	-2 659.0500	46 116.5250	0.0594
01-dic-07	45 416.7500	5	45 416.7500	629.7500	1	629.7500	45 101.8750	-0.0139
01-ene-08	46 129.4000	6	46 129.4000	712.6500	1	712.6500	45 773.0750	-0.0154
01-feb-08	43 295.4100	7	43 295.4100	-2 833.9900	1	-2 833.9900	44 712.4050	0.0655
01-mar-08	46 510.6900	8	46 510.6900	3 215.2800	1	3 215.2800	44 903.0500	-0.0691
01-abr-08	44 315.8200	9	44 315.8200	-2 194.8700	1	-2 194.8700	45 413.2550	0.0495
01-may-08	48 522.8900	10	48 522.8900	4 207.0700	1	4 207.0700	46 419.3550	-0.0867
01-jun-08	43 151.8900	11	43 151.8900	-5 371.0000	1	-5 371.0000	45 837.3900	0.1245
01-jul-08	41 559.5900	12	41 559.5900	-1 592.3000	1	-1 592.3000	42 355.7400	0.0383
01-ago-08	40 961.5800	13	40 961.5800	-598.0100	1	-598.0100	41 260.5850	0.0146
01-sep-08	39 194.7200	14	39 194.7200	-1 766.8600	1	-1 766.8600	40 078.1500	0.0451
01-oct-08	36 716.1500	15	36 716.1500	-2 478.5700	1	-2 478.5700	37 955.4350	0.0675
01-nov-08	34 333.5800	16	34 333.5800	-2 382.5700	1	-2 382.5700	35 524.8650	0.0694
01-dic-08	36 645.5300	17	36 645.5300	2 311.9500	1	2 311.9500	35 489.5550	-0.0631
01-ene-09	36 851.8500	18	36 851.8500	206.3200	1	206.3200	36 748.6900	-0.0056
01-feb-09	32 800.5000	19	32 800.5000	-4 051.3500	1	-4 051.3500	34 826.1750	0.1235
01-mar-09	35 722.1300	20	35 722.1300	2 921.6300	1	2 921.6300	34 261.3150	-0.0818
01-abr-09	33 348.2700	21	33 348.2700	-2 373.8600	1	-2 373.8600	34 535.2000	0.0712
01-may-09	33 054.2700	22	33 054.2700	-294.0000	1	-294.0000	33 201.2700	0.0089
01-jun-09	31 611.9300	23	31 611.9300	-1 442.3400	1	-1 442.3400	32 333.1000	0.0456
01-jul-09	35 235.3400	24	35 235.3400	3 623.4100	1	3 623.4100	33 423.6350	-0.1028

4.- Inmediatamente de haber aplicado la tabla 3 la cual arroja como resultado final una serie de valores para “D”, se procede aplicar la ecuación 13 la cual realiza un promedio de los valores obtenidos, “D prom”.

5.- Una vez determinado el valor D prom se procede aplicar la ecuación 7 que permite obtener una predicción de producción, pero solo se aplica dicha ecuación en el periodo seleccionada para este yacimiento en análisis (T Superior), esto sirve para verificar si el valor obtenido de D prom es el correcto, proceder a graficar el tiempo versus la nueva tasa de producción estimada, y dicho perfil debe cruzar por la mayor cantidad de puntos del área en investigación, en la figura 7 se observa dicho procedimiento.

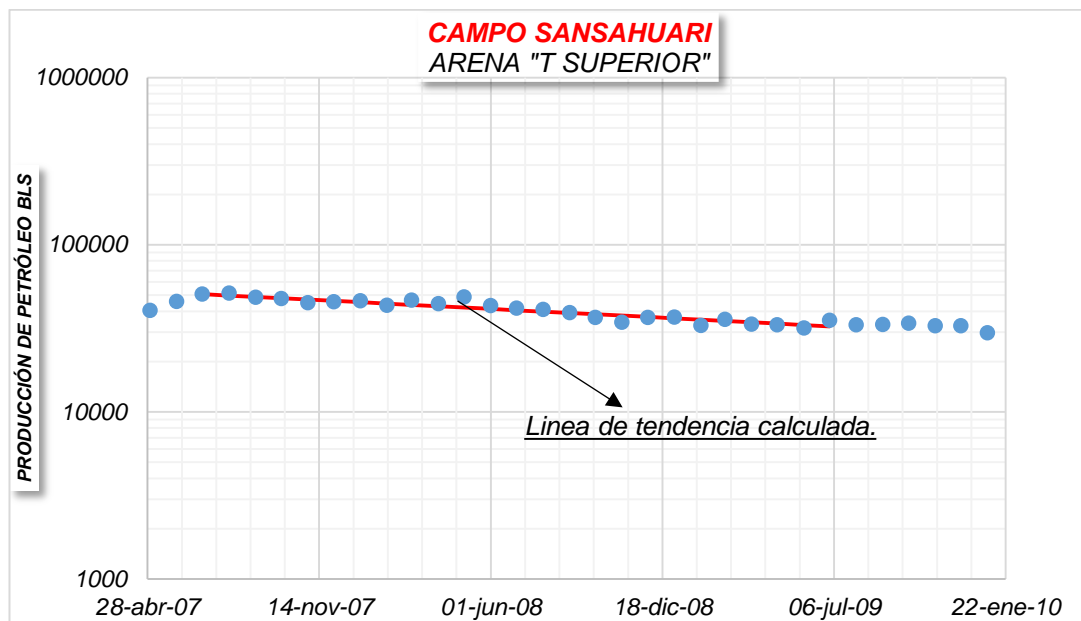


Figura 7. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida TS.

La figura 7 confirma que la línea de tendencia cumple lo esperado por tal motivo continuamos con el siguiente paso, caso contrario se pensaría que no se está en presencia de una declinación exponencial y se suspendería el proceso.

6.- Después de la verificación mediante el paso 5 se procede aplicar nuevamente la ecuación 7 con la diferencia que se inicia la estimación a partir del último dato de producción registrado u obtenido para el yacimiento en estudio (T Superior). A partir de aquí solo extendemos el cálculo hasta la fecha que se desea saber la producción futura o mejor llamada línea base de producción.

3.1.1.2 Arena “U Inferior” método empírico herramienta Excel.

1.- Se procedió a recolectar el historial de producción del campo Sansahuari yacimiento U Inferior, a continuación se graficó la producción mensual versus tiempo en una hoja semilog, figura 8.

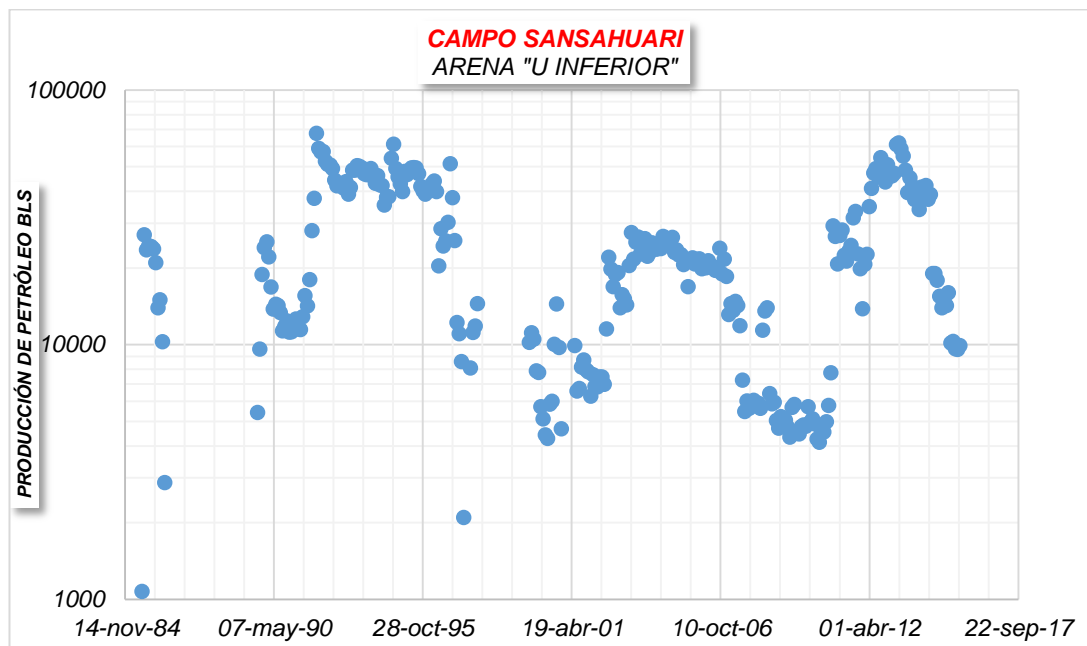


Figura 8. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, UI.

2.- Se identificó la tendencia y se seleccionó el periodo que será analizado para el yacimiento U Inferior, aplicando los criterios que fueron mencionados en el numeral 3.1.1, para la arena U Inferior se inicia en la fecha 01 de Julio del 2003 con una producción de 27 495.0000 barriles de petróleo hasta 01 de Septiembre del 2006 con una producción de 19 973.0000 barriles de petróleo, lo cual se observa en la figura 9.

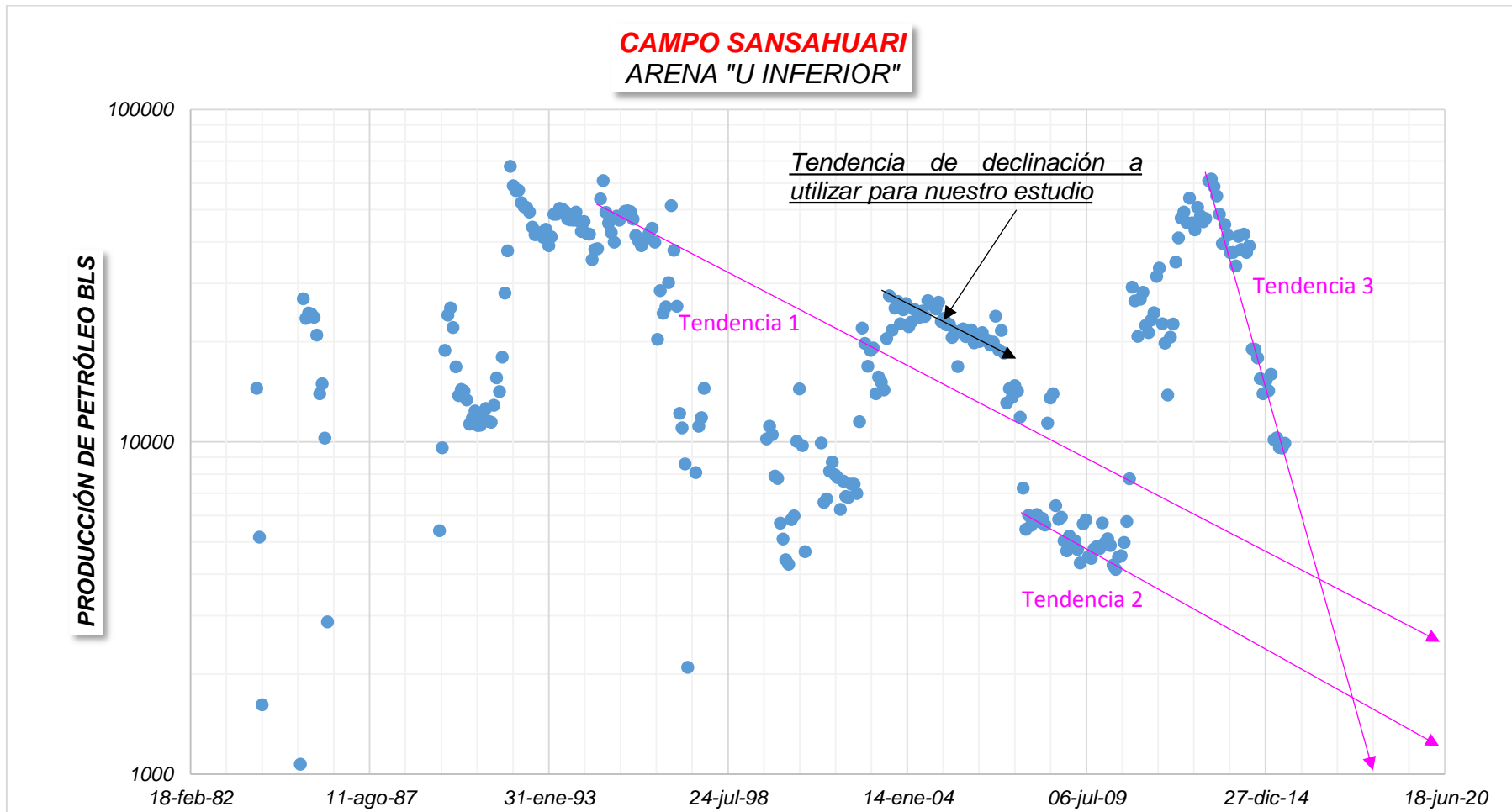


Figura 9. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado UI.

3.- Una vez seleccionado el periodo a ser estudiado se analizó la forma como decrece la curva en dicho rango, y se observó que dicha curva decae de forma constante entonces se procedió aplicar la tabla 3 la cual permitió tabular los datos a ser analizados, tabla 6

Tabla 6. Tabulación de datos yacimiento U Inferior.

Fecha	Producción mensual oil	t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
	bls	mes	bls/mes				bls/mes	mes ⁻¹
01-jul-03	27 495.0000	0	27 495.0000	-	-	-	-	-
01-ago-03	21 664.0000	1	21 664.0000	-5 831.0000	1	-5 831.0000	24 579.5000	0.2692
01-sep-03	25 255.0000	2	25 255.0000	3 591.0000	1	3 591.0000	23 459.5000	-0.1422
01-oct-03	26 423.0000	3	26 423.0000	1 168.0000	1	1 168.0000	25 839.0000	-0.0442
01-nov-03	22 657.0000	4	22 657.0000	-3 766.0000	1	-3 766.0000	24 540.0000	0.1662
01-dic-03	24 977.0000	5	24 977.0000	2 320.0000	1	2 320.0000	23 817.0000	-0.0929
01-ene-04	26 053.0000	6	26 053.0000	1 076.0000	1	1 076.0000	25 515.0000	-0.0413
01-feb-04	22 204.0000	7	22 204.0000	-3 849.0000	1	-3 849.0000	24 128.5000	0.1733
01-mar-04	22 927.0000	8	22 927.0000	723.0000	1	723.0000	22 565.5000	-0.0315
01-abr-04	25 049.0000	9	25 049.0000	2 122.0000	1	2 122.0000	23 988.0000	-0.0847
01-may-04	24 632.0000	10	24 632.0000	-417.0000	1	-417.0000	24 840.5000	0.0169
01-jun-04	23 695.0000	11	23 695.0000	-937.0000	1	-937.0000	24 163.5000	0.0395
01-jul-04	24 743.0000	12	24 743.0000	1 048.0000	1	1 048.0000	24 219.0000	-0.0424
01-ago-04	23 834.0000	13	23 834.0000	-909.0000	1	-909.0000	24 288.5000	0.0381
01-sep-04	26 589.0000	14	26 589.0000	2 755.0000	1	2 755.0000	25 211.5000	-0.1036
01-oct-04	26 197.0000	15	26 197.0000	-392.0000	1	-392.0000	26 393.0000	0.0150
01-nov-04	25 680.0000	16	25 680.0000	-517.0000	1	-517.0000	25 938.5000	0.0201
01-dic-04	25 101.0000	17	25 101.0000	-579.0000	1	-579.0000	25 390.5000	0.0231
01-ene-05	26 323.0000	18	26 323.0000	1 222.0000	1	1 222.0000	25 712.0000	-0.0464
01-feb-05	23 007.0000	19	23 007.0000	-3 316.0000	1	-3 316.0000	24 665.0000	-
01-mar-05	23 513.0000	20	23 513.0000	506.0000	1	506.0000	23 260.0000	-0.0215
01-abr-05	22 482.0000	21	22 482.0000	-1 031.0000	1	-1 031.0000	22 997.5000	0.0459
01-may-05	22 553.0000	22	22 553.0000	71.0000	1	71.0000	22 517.5000	-0.0031
01-jun-05	20 582.0000	23	20 582.0000	-1 971.0000	1	-1 971.0000	21 567.5000	0.0958
01-jul-05	21 511.0000	24	21 511.0000	929.0000	1	929.0000	21 046.5000	-0.0432
01-ago-05	16 853.0000	25	16 853.0000	-4 658.0000	1	-4 658.0000	19 182.0000	0.2764
01-sep-05	21 364.0000	26	21 364.0000	4 511.0000	1	4 511.0000	19 108.5000	-0.2111
01-oct-05	21 866.0000	27	21 866.0000	502.0000	1	502.0000	21 615.0000	-0.0230
01-nov-05	20 705.0000	28	20 705.0000	-1 161.0000	1	-1 161.0000	21 285.5000	0.0561
01-dic-05	21 056.0000	29	21 056.0000	351.0000	1	351.0000	20 880.5000	-0.0167
01-ene-06	21 694.0000	30	21 694.0000	638.0000	1	638.0000	21 375.0000	-0.0294

Continuación tabla 6								
Fecha	Producción mensual oil	t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
	bls	mes	bls/mes				bls/mes	mes ⁻¹
01-feb-06	19 850.0000	31	19 850.0000	-1 844.0000	1	-1 844.0000	20 772.0000	0.0929
01-mar-06	20 874.0000	32	20 874.0000	1 024.0000	1	1 024.0000	20 362.0000	-0.0491
01-abr-06	20 029.0000	33	20 029.0000	-845.0000	1	-845.0000	20 451.5000	0.0422
01-may-06	21 321.0000	34	21 321.0000	1 292.0000	1	1 292.0000	20 675.0000	-0.0606
01-jun-06	20 224.0000	35	20 224.0000	-1 097.0000	1	-1 097.0000	20 772.5000	0.0542
01-jul-06	20 234.0000	36	20 234.0000	10.0000	1	10.0000	20 229.0000	-0.0005
01-ago-06	19 561.0000	37	19 561.0000	-673.0000	1	-673.0000	19 897.5000	0.0344
01-sep-06	19 973.0000	38	19 973.0000	412.0000	1	412.0000	19 767.0000	-0.0206

4.- A Continuación de haber aplicado la tabla 3 la cual arroja como resultado final una serie de valores para "D", se procede aplicar la ecuación 13 la cual realiza un promedio de los valores obtenidos, "D prom".

5.- Una vez determinado el valor D prom se procede aplicar la ecuación 7 que permite obtener una predicción de producción, pero solo se aplica dicha ecuación en el periodo seleccionada para este yacimiento en análisis (U Inferior), esto sirve para verificar si el valor obtenido de D prom es el correcto, proceder a graficar el tiempo versus la nueva tasa de producción estimada, y dicho perfil debe cruzar por la mayor cantidad de puntos del área en investigación, en la figura 10 se observa dicho procedimiento.

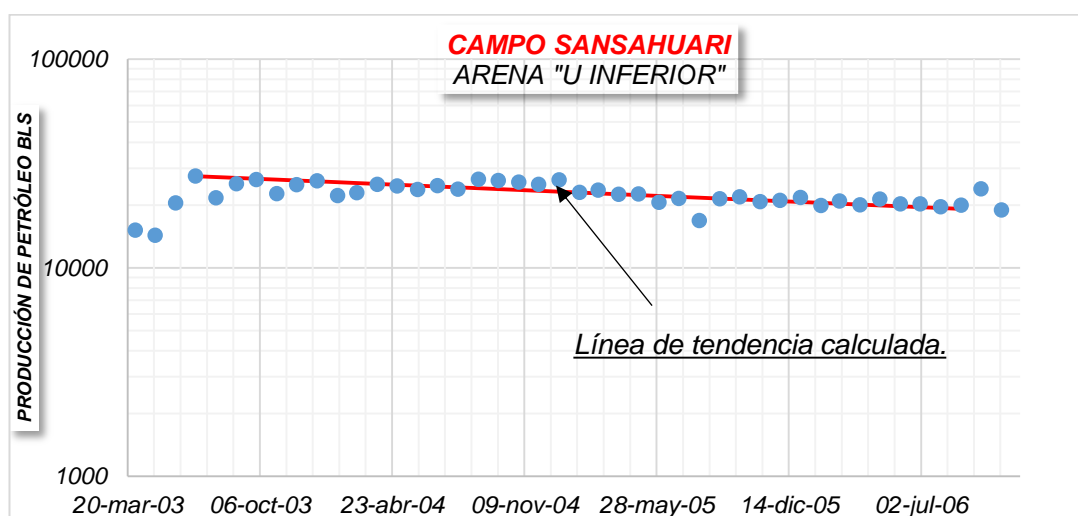


Figura 10. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida UI.

La figura 10 confirma que la línea de tendencia cumple lo esperado por tal motivo continuamos con el siguiente paso, caso contrario se pensaría que no se está en presencia de una declinación exponencial y se suspendería el proceso.

6.- Después de la verificación mediante el paso 5 se procede aplicar nuevamente la ecuación 7 con la diferencia que se inicia la estimación a partir del último dato de producción registrado u obtenido para el yacimiento en estudio (U Inferior). A partir de aquí solo extendemos el cálculo hasta la fecha que se desea saber la producción futura o mejor llamada línea base de producción.

3.1.1.3 Arena “U Media” método empírico herramienta Excel.

1.- Se procedió a recolectar el historial de producción del campo Sansahuari yacimiento U Media, a continuación se graficó la producción mensual versus tiempo en una hoja semilog, figura 11.

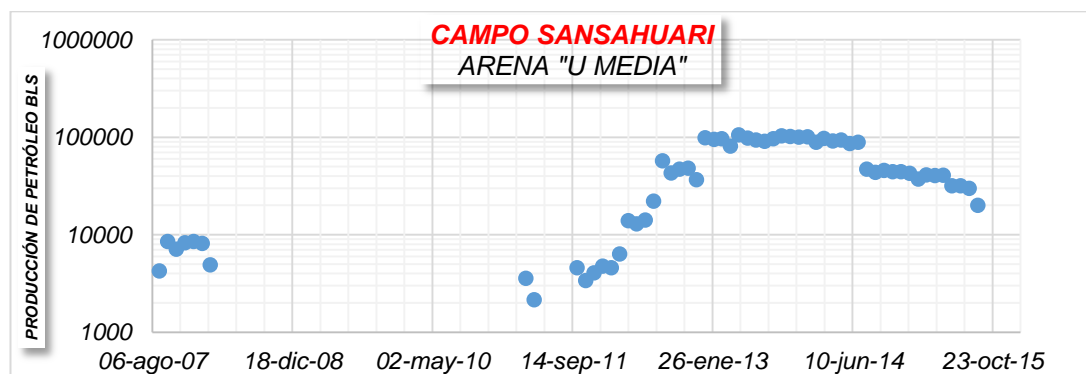


Figura 11. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, UM.

2.- Se identificó la tendencia y se seleccionó el periodo que será analizado para el yacimiento U Media, aplicando los criterios que fueron mencionados en el numeral 3.1.1, para la arena U Media se inicia en la fecha 01 de Octubre del 2013 con una producción de 103 435.4420 barriles de petróleo hasta 01 de Julio del 2014 con una producción de 88 402.6650 barriles de petróleo, lo cual se observa en la figura 12.

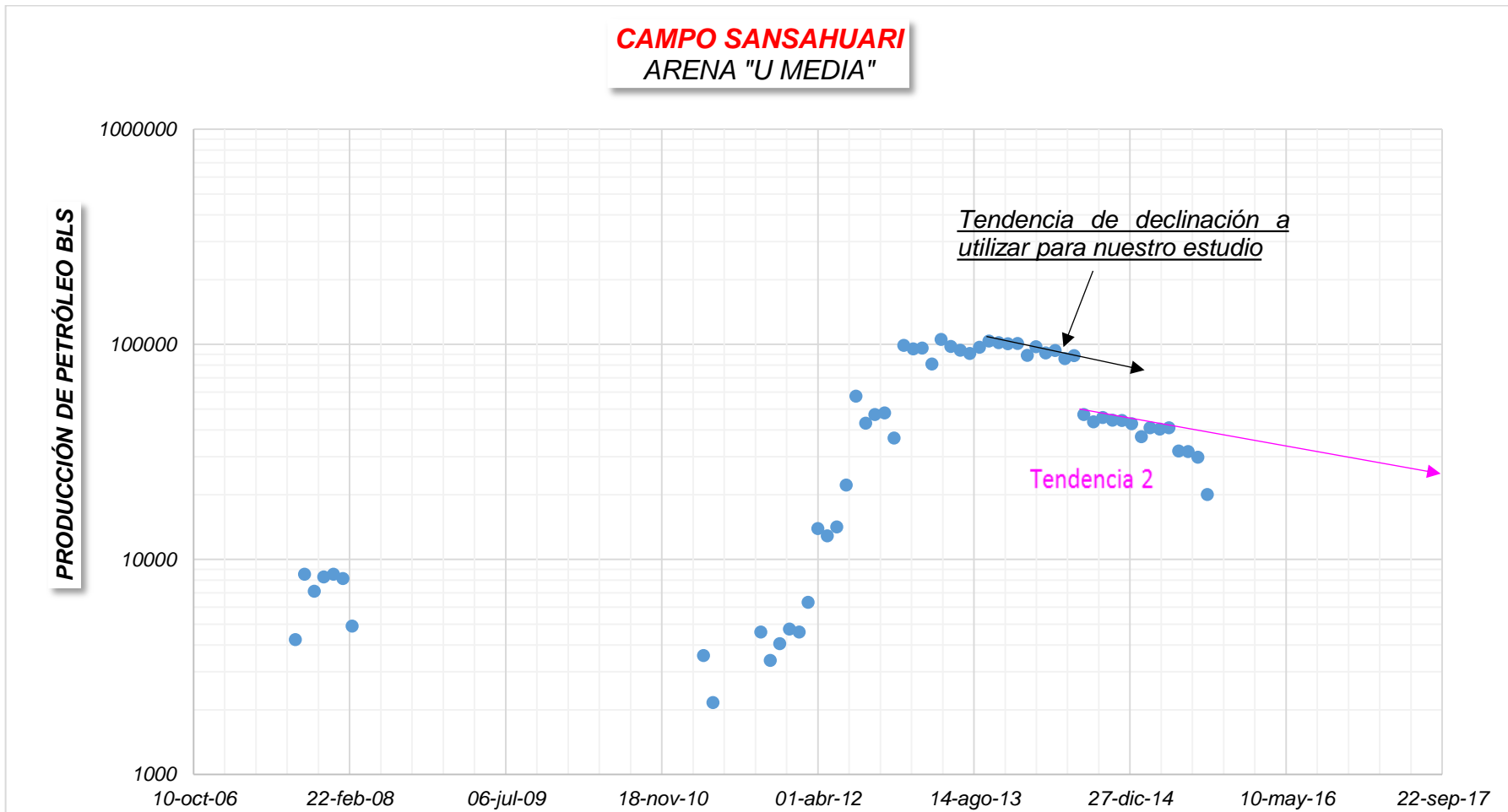


Figura 12. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado UM.

3.- Una vez seleccionado el periodo a ser estudiado se analizó la forma como decrece la curva en dicho rango, y se observó que dicha curva es constante entonces se procedió aplicar la tabla 3 la cual permitió tabular los datos a ser analizados, tabla 7.

Tabla 7. Tabulación de datos yacimiento U Media.

Fecha	Producción mensual oil	t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
	bls	mes	bls/mes				bls/mes	mes ⁻¹
01-oct-13	103 435.4420	0	103 435.4420	-	-	-	-	-
01-nov-13	101 664.4000	1	101 664.4000	-1 771.0420	1	-1 771.0420	102 549.9210	0.0174
01-dic-13	100 406.4020	2	100 406.4020	-1 257.9980	1	-1 257.9980	101 035.4010	0.0125
01-ene-14	100 690.3860	3	100 690.3860	283.9840	1	283.9840	100 548.3940	-0.0028
01-feb-14	88 752.2260	4	88 752.2260	-11 938.1600	1	-11 938.1600	94 721.3060	0.1345
01-mar-14	97 363.1850	5	97 363.1850	8 610.9590	1	8 610.9590	93 057.7055	-0.0884
01-abr-14	91 169.5530	6	91 169.5530	-6 193.6320	1	-6 193.6320	94 266.3690	0.0679
01-may-14	93 478.3720	7	93 478.3720	2 308.8190	1	2 308.8190	92 323.9625	-0.0247
01-jun-14	85 765.7820	8	85 765.7820	-7 712.5900	1	-7 712.5900	89 622.0770	0.0899
01-jul-14	88 402.6650	9	88 402.6650	2 636.8830	1	2 636.8830	87 084.2235	-0.0298

4.- A Continuación de haber aplicado la tabla 3 la cual arroja como resultado final una serie de valores para “D”, se procede aplicar la ecuación 13 la cual realiza un promedio de los valores, “D prom”.

5.- Una vez determinado el valor D prom se procede aplicar la ecuación 7 que permite obtener una predicción de producción, pero solo se aplica dicha ecuación en el periodo seleccionada para este yacimiento en análisis (U Media), esto sirve para verificar si el valor obtenido de D prom es el correcto, a continuación proceder a graficar el tiempo versus la nueva tasa de producción estimada, y dicho perfil debe cruzar por la mayor cantidad de puntos del área en investigación, en la figura 13 se observa dicho procedimiento.

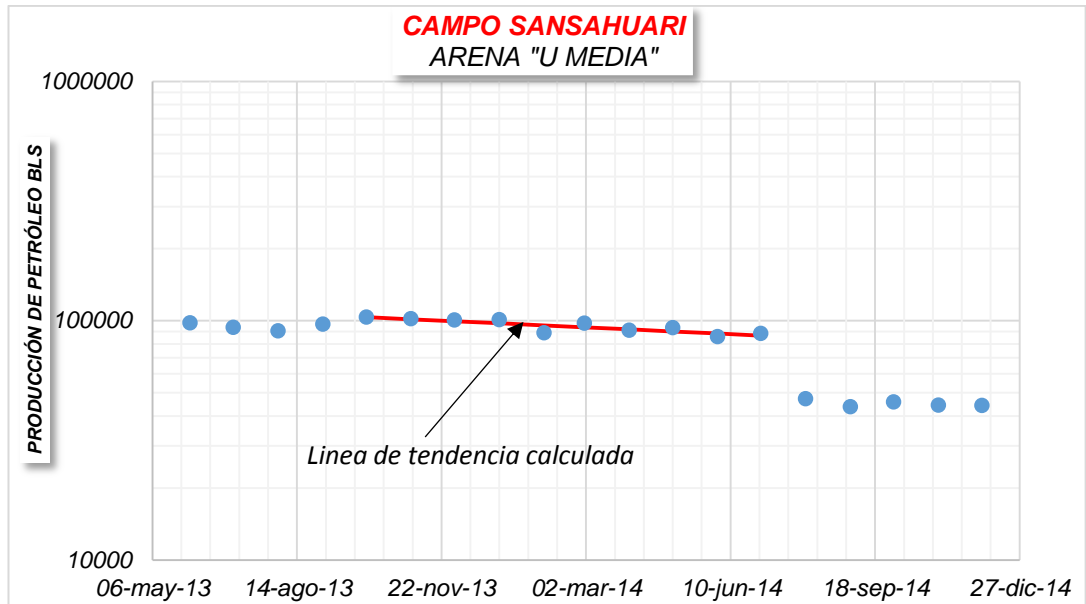


Figura 13. Historial de producción vs nueva tasa de producción obtenida UM

La figura 13 confirma que la línea de tendencia cumple lo esperado por tal motivo continuamos con el siguiente paso, caso contrario se pensaría que no se está en presencia de una declinación exponencial y se suspendería el proceso.

6.- Después de la verificación mediante el paso 5 se procede aplicar nuevamente la ecuación 7 con la diferencia que se inicia la estimación a partir del último dato de producción registrado u obtenido para el yacimiento en estudio (U Media). A partir de aquí solo extendemos el cálculo hasta la fecha que se desea saber la producción futura o mejor llamada línea base de producción.

3.1.1.4 Arena “U Superior” método empírico herramienta Excel.

1.- Se procedió a recolectar el historial de producción del campo Sansahuari yacimiento U Superior, a continuación se graficó la producción mensual versus tiempo en una hoja semilog, figura 14.

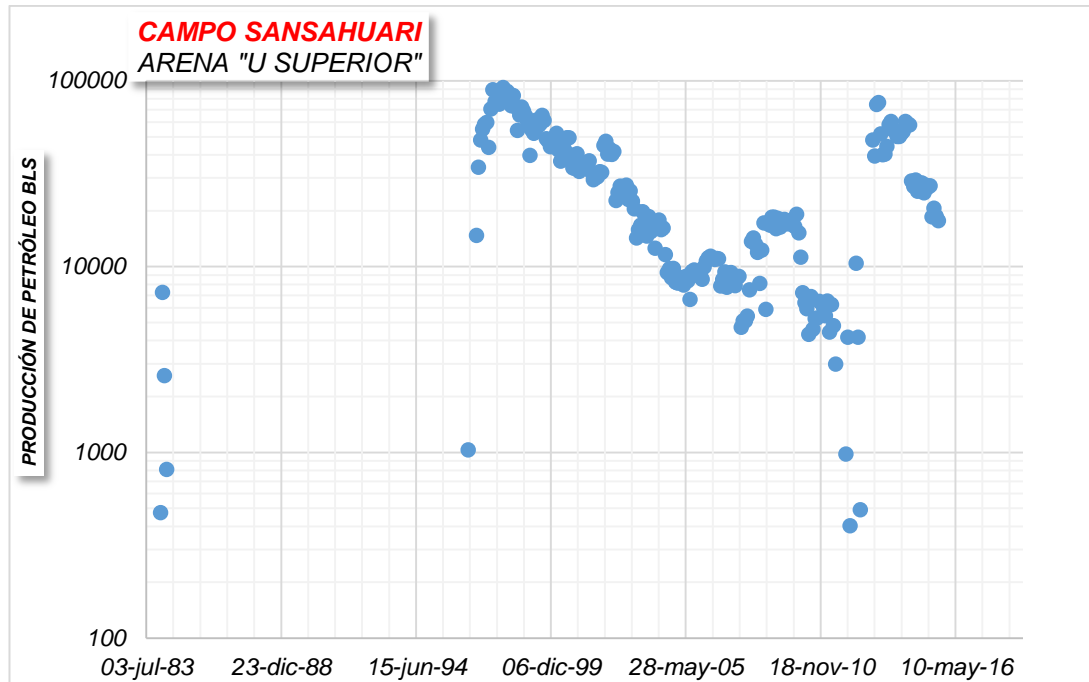


Figura 14. Grafica del historial de producción “t vs. q” semilog, US.

2.- Se identificó la tendencia y se seleccionó el periodo que será analizado para el yacimiento U Inferior, aplicando los criterios que fueron mencionó en el numeral 3.1.1, para la arena U Superior se inicia en la fecha 01 de Diciembre del 2001 con una producción de 32 334 barriles de petróleo hasta 01 de Junio del 2004 con una producción de 15 734 barriles de petróleo, lo cual se observa en la figura 15.

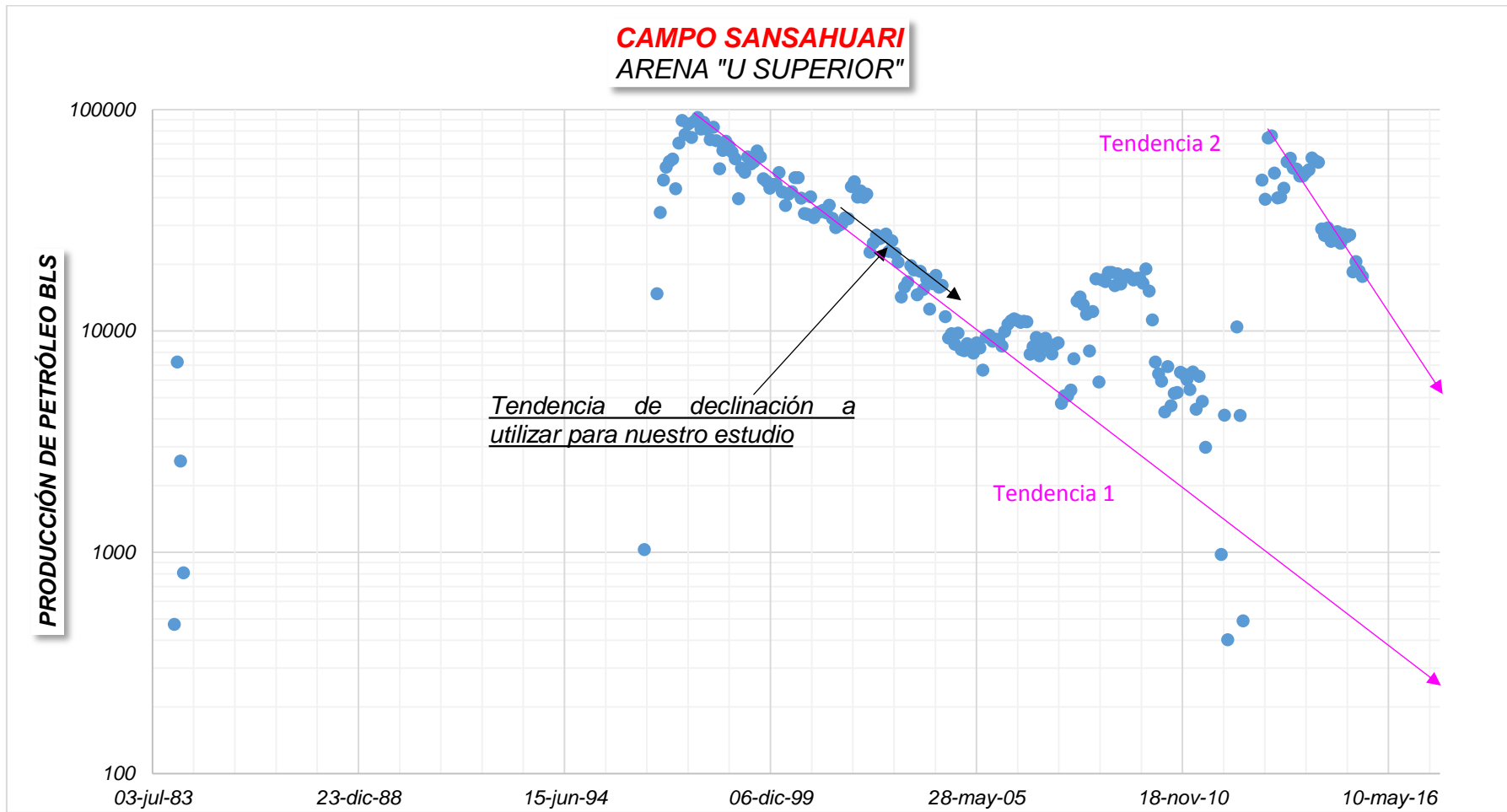


Figura 15. Identificación de tendencia, selección del periodo a ser analizado US.

3.- Una vez seleccionado el periodo a ser estudiado se analizó la forma como decrece la curva en dicho rango, y se observó que para este caso dicha curva es constante entonces se procedió aplicar la tabla 3 la cual permitió tabular los datos a ser analizados, tabla 8.

Tabla 8. Tabulación de datos yacimiento U Superior.

Fecha	Producción mensual oil	t	q	dq	dt	dq/dt	q prom	D
	bls	mes	bls/mes				bls/mes	mes ⁻¹
01-dic-01	32 334.0000	0	32 334.0000	-	-	-	-	-
01-ene-02	32 099.0000	1	32 099.0000	-235.0000	1	-235.0000	32 216.5000	-
01-feb-02	44 810.0000	2	44 810.0000	12 711.0000	1	12 711.0000	38 454.5000	0.2837
01-mar-02	47 142.0000	3	47 142.0000	2 332.0000	1	2 332.0000	45 976.0000	0.0495
01-abr-02	40 165.0000	4	40 165.0000	-6 977.0000	1	-6 977.0000	43 653.5000	-0.1737
01-may-02	42 813.0000	5	42 813.0000	2 648.0000	1	2 648.0000	41 489.0000	0.0619
01-jun-02	40 052.0000	6	40 052.0000	-2 761.0000	1	-2 761.0000	41 432.5000	-0.0689
01-jul-02	41 418.0000	7	41 418.0000	1 366.0000	1	1 366.0000	40 735.0000	0.0330
01-ago-02	22 649.0000	8	22 649.0000	-18 769.0000	1	-18 769.0000	32 033.5000	-
01-sep-02	24 942.0000	9	24 942.0000	2 293.0000	1	2 293.0000	23 795.5000	0.0919
01-oct-02	27 055.0000	10	27 055.0000	2 113.0000	1	2 113.0000	25 998.5000	0.0781
01-nov-02	26 050.0000	11	26 050.0000	-1 005.0000	1	-1 005.0000	26 552.5000	-0.0386
01-dic-02	26 530.0000	12	26 530.0000	480.0000	1	480.0000	26 290.0000	0.0181
01-ene-03	27 384.0000	13	27 384.0000	854.0000	1	854.0000	26 957.0000	0.0312
01-feb-03	22 858.0000	14	22 858.0000	-4 526.0000	1	-4 526.0000	25 121.0000	-0.1980
01-mar-03	25 505.0000	15	25 505.0000	2 647.0000	1	2 647.0000	24 181.5000	0.1038
01-abr-03	22 407.0000	16	22 407.0000	-3 098.0000	1	-3 098.0000	23 956.0000	-0.1383
01-may-03	20 430.0000	17	20 430.0000	-1 977.0000	1	-1 977.0000	21 418.5000	-0.0968
01-jun-03	14 237.0000	18	14 237.0000	-6 193.0000	1	-6 193.0000	17 333.5000	-
01-jul-03	15 791.0000	19	15 791.0000	1 554.0000	1	1 554.0000	15 014.0000	0.0984
01-ago-03	16 662.0000	20	16 662.0000	871.0000	1	871.0000	16 226.5000	0.0523
01-sep-03	19 680.0000	21	19 680.0000	3 018.0000	1	3 018.0000	18 171.0000	0.1534
01-oct-03	18 843.0000	22	18 843.0000	-837.0000	1	-837.0000	19 261.5000	-0.0444
01-nov-03	14 555.0000	23	14 555.0000	-4 288.0000	1	-4 288.0000	16 699.0000	-
01-dic-03	18 548.0000	24	18 548.0000	3 993.0000	1	3 993.0000	16 551.5000	0.2153
01-ene-04	15 381.0000	25	15 381.0000	-3 167.0000	1	-3 167.0000	16 964.5000	-0.2059
01-feb-04	17 104.0000	26	17 104.0000	1 723.0000	1	1 723.0000	16 242.5000	0.1007
01-mar-04	12 531.0000	27	12 531.0000	-4 573.0000	1	-4 573.0000	14 817.5000	-
01-abr-04	16 303.0000	28	16 303.0000	3 772.0000	1	3 772.0000	14 417.0000	0.2314
01-may-04	17 777.0000	29	17 777.0000	1 474.0000	1	1 474.0000	17 040.0000	0.0829
01-jun-04	15 734.0000	30	15 734.0000	-2 043.0000	1	-2 043.0000	16 755.5000	-0.1298

4.- A Continuación de haber aplicado la tabla 3 la cual arroja como resultado final una serie de valores para "D", se procede aplicar la ecuación 13 la cual realiza un promedio de los valores, "D prom".

5.- Una vez determinado el valor D prom se procede aplicar la ecuación 7 que permite obtener una predicción de producción, pero solo se aplica dicha ecuación en el periodo seleccionada para este yacimiento en análisis (U Superior), esto sirve para verificar si el valor obtenido de D prom es el correcto, a continuación proceder a graficar el tiempo versus la nueva tasa de producción estimada, y dicho perfil debe cruzar por la mayor cantidad de puntos del área en investigación, en la figura 16 se observa dicho procedimiento.

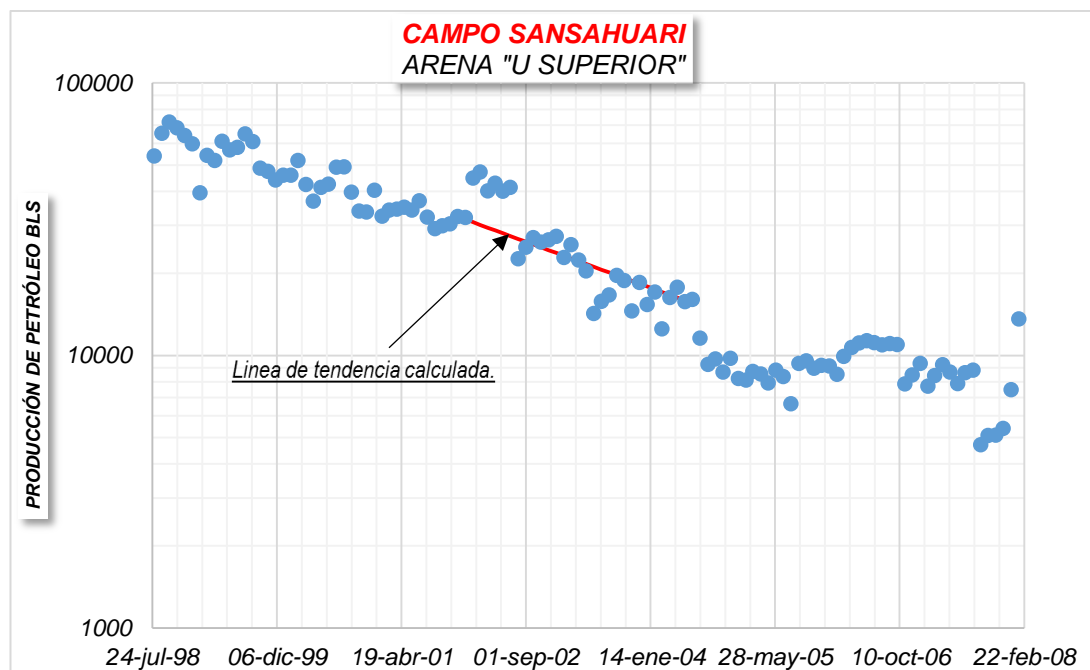


Figura 16. Historial de producción vs la nueva tasa de producción calculada.

La figura 16 confirma que la línea de tendencia cumple lo esperado por tal motivo continuamos con el siguiente paso, caso contrario se pensaría que no se está en presencia de una declinación exponencial y se suspendería el proceso.

6.- Después de la verificación mediante el paso 5 se procede aplicar nuevamente la ecuación 7 con la diferencia que se inicia la estimación a partir del último dato de producción registrado u obtenido para el yacimiento en estudio (U Superior). A partir de aquí solo extendemos el cálculo hasta la fecha que se desea saber la producción futura o mejor llamada línea base de producción.

3.1.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA APLICANDO EL SOFTWARE O.F.M.

1.- Para iniciar OFM, se hizo doble clic sobre el icono que representa al programa y este se ejecuta, figura 17.



Figura 17. Icono del programa OFM.

(ARCH, 2016)

2.- A continuación en la opción Abrir/Open se selecciona el proyecto con el cual se requiere trabajar. Al dar clic sobre esta opción (Abrir/Open), aparecerá la pantalla que permite dicha selección, para este caso abrimos el proyecto PAM_SEPTIEMBRE_2015, como se muestra en la figura 18.

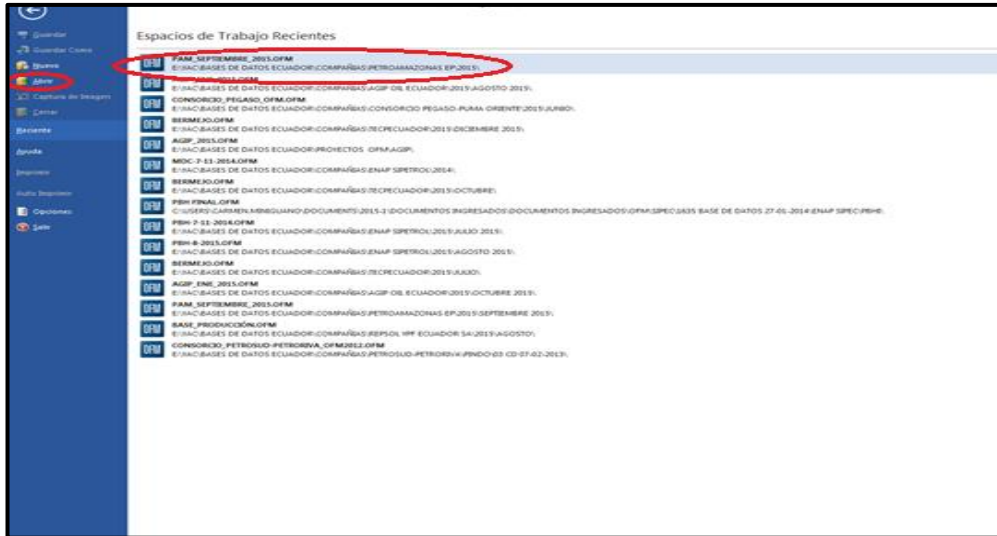


Figura 18. Opción para abrir el proyecto O.F.M.

(ARCH, 2016)

3.- Una vez seleccionado el proyecto con él se trabajó se despliega el mapa base la cual es la primera ventana de cada proyecto. Esta ventana permite el acceso a todos los componentes principales de OFM, y esta ventana se encarga de mostrar todos y cada uno de los pozos asociados a un campo o empresa, figura 19.

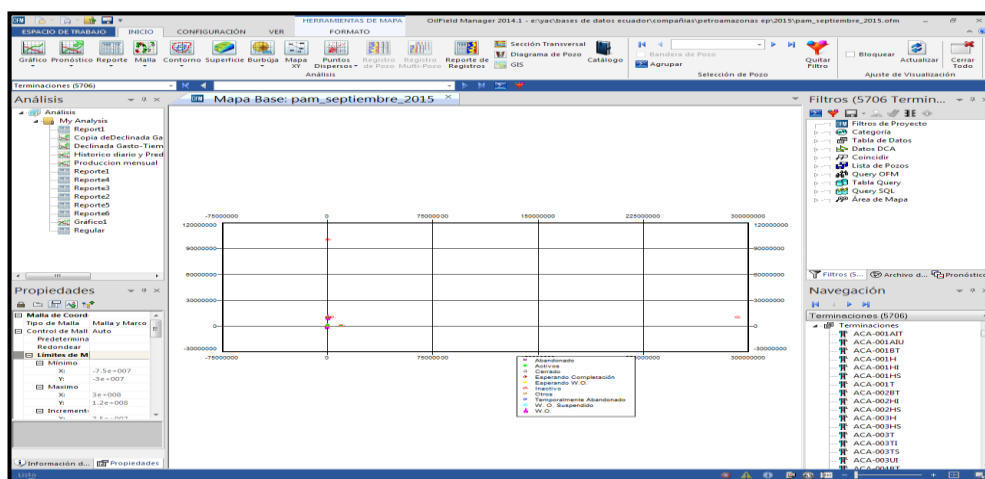


Figura 19. Mapa base del proyecto PAM_SEPTIEMBRE_2015.

(ARCH, 2016)

4.- A continuación ir a la opción Filtros, el cual permite seleccionar diferentes opciones como por ejemplo el campo, el estado del pozo, el bloque, el reservorios, el tipo de levantamiento artificial, que serán mostrados en el mapa base. Después de filtrar los datos pertenecientes a ellos son cargados en la memoria de OFM, e inmediatamente mostrados en el mapa y puede ser ubicado de lado derecho o izquierdo de la pantalla según la preferencia del usuario, figura 20

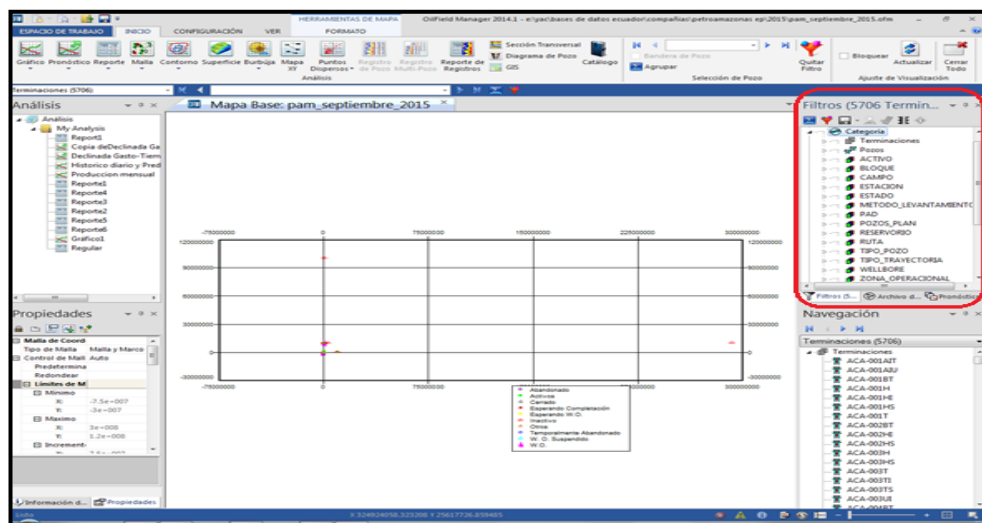


Figura 20. Opción para filtrar la información.

(ARCH, 2016)

5.- Para este estudio seleccionar el campo Sansahuari, figura 21.

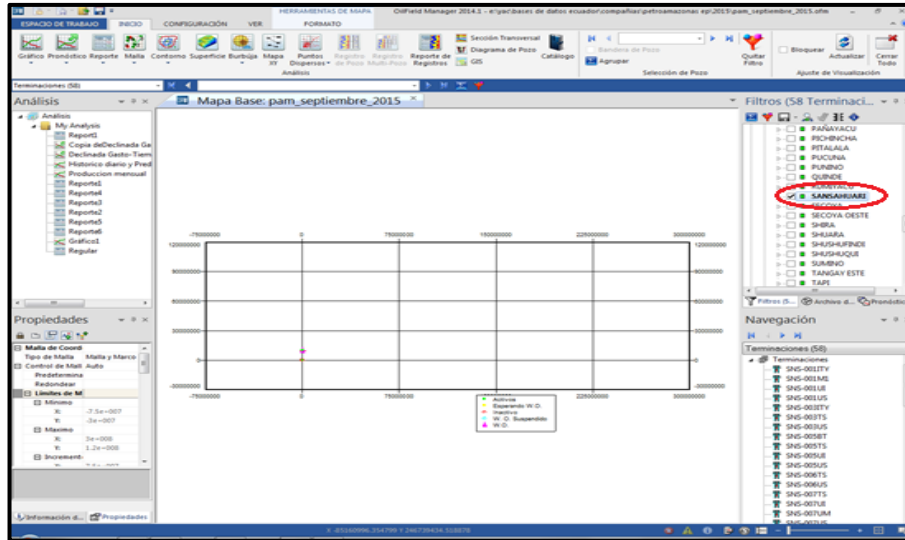


Figura 21. Información filtrada campo Sansahuari.

(ARCH, 2016)

6.- A continuación se selecciona las arenas del campo Sansahuari mediante la opción reservorio en la cual se despliega todos los pozos que están produciendo o han producido de dicha arena, figura 22.

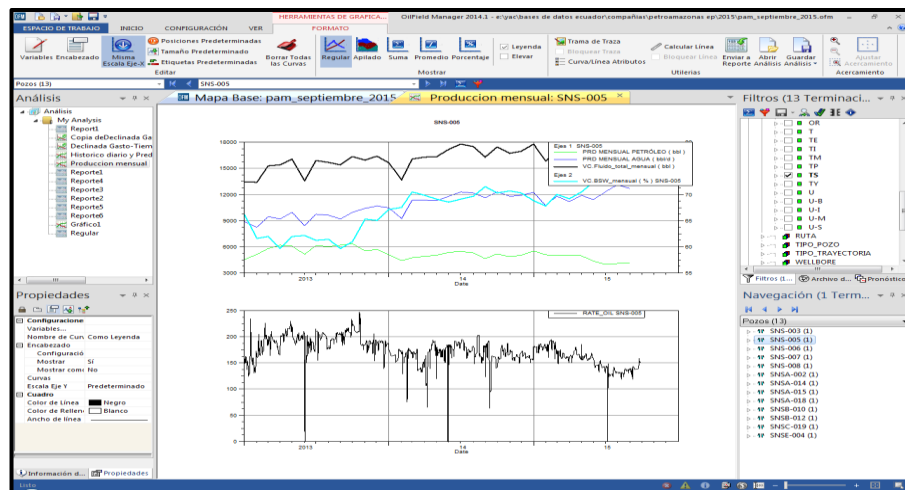


Figura 22. Opción de filtrado para las arenas del campo Sansahuari.

(ARCH, 2016)

7.- A Continuación el programa OFM suministra la herramienta de análisis de curvas de declinación que permite analizar, predecir y planificar el rendimiento de un yacimiento. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación; sin embargo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos o categorías de filtrado, de la forma más conveniente al usuario. Para realizar este trabajo el O.F.M posee cuatro técnicas de análisis: Método Empírico, Curvas Tipo de Fetkovich, Método de Locke y Sawyer, y la Solución Analítica de la etapa transitoria. OFM permite al usuario escoger la técnica a utilizar para el análisis de declinación; e incluso, escoger el tipo de declinación (exponencial, hiperbólica, armónica) a estudiar, el período donde se va a realizar dicha declinación, límite económico o años de predicción. La predicción de la declinación es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos de producción. Para este estudio se usó el Método Empírico. Y para poder desplegar dicha opción se da clic en el ítem que dice DECLINACION GASTO TIMEPO y automáticamente se genera la predicción seguido a esto en la parte inferior izquierda se despliega las opciones con las cuales se puede variar todas las formas para predecir una producción como se muestra en la figura 23.

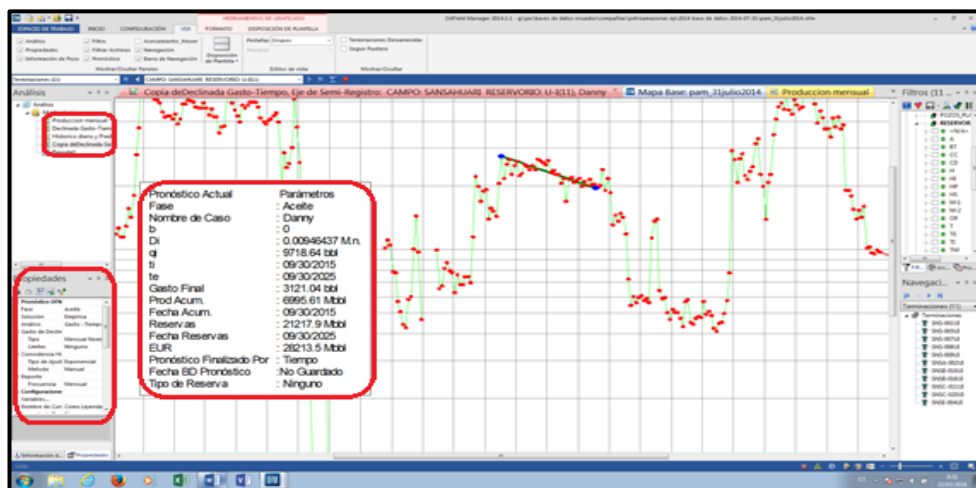


Figura 23. Declinación gasto-tiempo método empírico.

(ARCH, 2016)

Automáticamente, la herramienta OFM genera una tendencia predictiva del comportamiento de producción de los yacimientos analizados, representada en la figura 23 a través de una recta de color rojo. A su vez muestra el gráfico correspondiente al análisis de declinación y los parámetros de declinación “b” y “D”. A partir de este proceso se logra determinar la línea base de producción de petróleo para cada yacimiento del campo Sansahuari.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados que se obtuvo en la determinación de la línea base de producción de petróleo son presentados en los siguientes literales:

4.1 SELECCIÓN DE LAS ARENAS Y SUS PERIODOS REPRESENTATIVOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LINEA BASE DEL CAMPO SANSAHUARI.

Para dar cumplimiento a este objetivo las fases involucradas fueron revisión bibliográfica, recopilación y validación del historial de producción del campo Sansahuari, la selección de las arenas y los periodos representativos. Mediante la revisión bibliográfica se puede conocer las variables involucradas en el estudio de la declinación de producción de petróleo, en otras palabras las metodologías de análisis y reconocimiento del tipo de declinación que se aplicó en este estudio.

La recopilación y validación del historial de producción de petróleo se la adquirió a través de herramientas como SICOHI FILE MANAGER, OFM y reportes de operaciones de producción que reposan en los archivos internos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero con el objetivo de que los historiales de producción que se manejó fuera el verdadero y así evitar resultados erróneos.

4.2 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA HOJA DE CÁLCULO DE MICROSOFT EXCEL.

Para la determinación de los resultados mediante Microsoft Excel se aplicó un método empírico utilizando formulas y graficas como se presentan a continuación.

4.2.1 RESULTADOS ARENA “T SUPERIOR” (EXCEL).

Una vez aplicado los métodos y cálculos mencionado en el tercer capítulo los resultados obtenidos son los siguientes, en la figura 24 se observa los valores de “b”, “Di”, “q estimado” y lo más importante del estudio que es la línea base de producción de petróleo para la arena T Superior.

En primer lugar el periodo que se utilizó para este análisis esta entre el 01 de Julio del 2007 con una producción de 50 578.5600 barriles de petróleo hasta el punto 01 de Julio del 2009 con una producción de 35 235.3400 barriles de petróleo. Para este periodo como resultado obtenido del tipo de declinación de producción tiene un valor de “b = 0” esto quiere decir que estamos en presencia de una declinación de tipo “Exponencial”.

Seguido a esto calcular el valor de la declinación de producción mensual (D prom) y arrojo una valor de “Di = 0.0184 mes⁻¹” esto expresa que para la arena T Superior existe una declinación de producción de 1.84 % sobre mes. Determinación del D prom, todos estos valores fueron obtenidos de la tabla 5

$$\begin{aligned} D \text{ prom} = & (0 + (-0.0136) + 0.0588 + 0.0207 + 0.0594 + (-0.0139) \\ & + (-0.0154) + 0.0655 + (-0.0691) + 0.0495 + (-0.0867) \\ & + 0.1245 + 0.0383 + 0.0146 + 0.0451 + 0.0675 + 0.0694 \\ & + (-0.0631) + (-0.056) + 0.1235 + (-0.0818) + 0.0712 \\ & + 0.0089 + 0.0456 + (-0.1028))/25 \end{aligned}$$

$$D \text{ prom} = 0.0184 \frac{1}{\text{mes}}$$

A partir de la determinación del valor de la declinación mensual “Di” se aplica la ecuación 7 donde se logró el objetivo deseado que es la determinación de la línea base de producción de petróleo, en este caso realizamos una predicción desde el 1 de septiembre del 2015 con una “qi = 10 303.8570 barriles de petróleo” hasta el 1 de septiembre del 2025 con un “qe = 1 127.7307 barriles de petróleo” todos los valores que son trazados en

la figura 24 (línea de color rojo) llamada como línea base de producción de petróleo están adjuntos en el anexo 1.

Determinación de los valores para la línea base de producción aplicación de la ecuación 7.

$$q = 10\,303.8570 \frac{\text{bls}}{\text{mes}} * e^{-0.0184 \frac{1}{\text{mes}} * 0}$$

$$q = 10\,303.8570 \frac{\text{bls}}{\text{mes}}$$

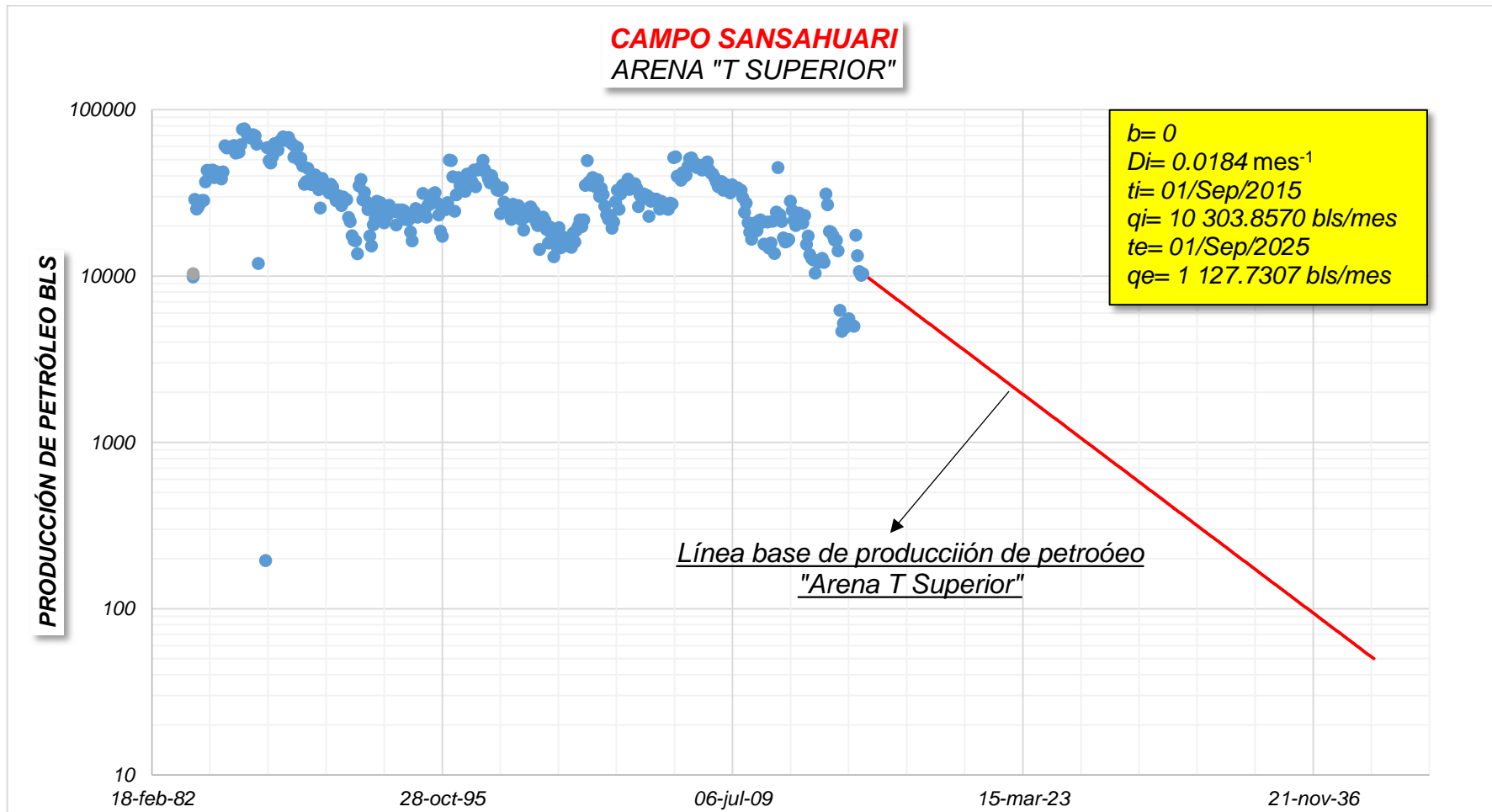


Figura 24. Línea base de producción "T Superior", valores obtenidos para "b", "Di", "q estimado"

4.2.2 RESULTADOS ARENA “U INFERIOR” (EXCEL).

Una vez aplicado los métodos y cálculos mencionado en el tercer capítulo los resultados obtenidos son los siguientes, en la figura 25 se observa los valores de “b”, “Di”, “q estimado” y lo más importante del estudio la línea base de producción de petróleo para la arena U Inferior.

En primer lugar el periodo que se utilizó para este análisis esta entre el 01 de Julio del 2003 con una producción de 27 495.0000 barriles de petróleo hasta 01 de Septiembre del 2006 con una producción de 19 973.0000 barriles de petróleo. Para este periodo como resultado obtenido del tipo de declinación de producción tiene un valor de “b = 0” esto quiere decir que estamos en presencia de una declinación de tipo “Exponencial”.

Seguido a esto calcular el valor de la declinación de producción mensual (D prom) y arrojo una valor de “Di = 0.0095 mes⁻¹” esto expresa que para la arena U Inferior existe una declinación de producción de 0.95 % sobre mes. Determinación del D prom, todos estos valores fueron obtenidos de la tabla 6

$$\begin{aligned} D \text{ prom} = & (0 + 0.2692 + (-0.1422) + (-0.0442) + 0.1662 + (-0.0929) \\ & + (-0.0413) + 0.1733 + (-0.0315) + (-0.0847) + 0.0169 \\ & + 0.0395 + (-0.0424) + 0.0381 + (-0.1036) + 0.0150 + 0.0201 \\ & + 0.0231 + (-0.0464) + (-0.0215) + 0.0459 + (-0.0031) \\ & + 0.0958 + (-0.0432) + 0.2764 + (-0.2111) + (-0.0230) \\ & + 0.0561 + (-0.0167) + (-0.0294) + 0.0929 + (-0.0491) \\ & + 0.0422 + (-0.0606) + 0.0542 + (-0.0005) + 0.0344 \\ & + (-0.0206))/38 \end{aligned}$$

$$D \text{ prom} = 0.0095 \frac{1}{\text{mes}}$$

A partir de la determinación del valor de la declinación mensual “Di” se aplica la ecuación 7 donde se logró el objetivo deseado que es la determinación de la línea base de producción de petróleo, en este caso realizamos una

predicción desde el 1 de septiembre del 2015 con un “ $q_i = 9\,718.6370$ barriles de petróleo” hasta el 1 de septiembre del 2025 con un “ $q_e = 3\,110.4630$ barriles de petróleo” todos los valores que son trazados en la figura 25 (línea de color rojo) llamada como línea base de producción de petróleo están adjuntos en el anexo 2.

Determinación de los valores para la línea base de producción aplicación de la ecuación 7.

$$q = 9\,718.6370 \frac{\text{bls}}{\text{mes}} * e^{-0.0095 \frac{1}{\text{mes}} * 0}$$

$$q = 9\,718.6370 \frac{\text{bls}}{\text{mes}}$$

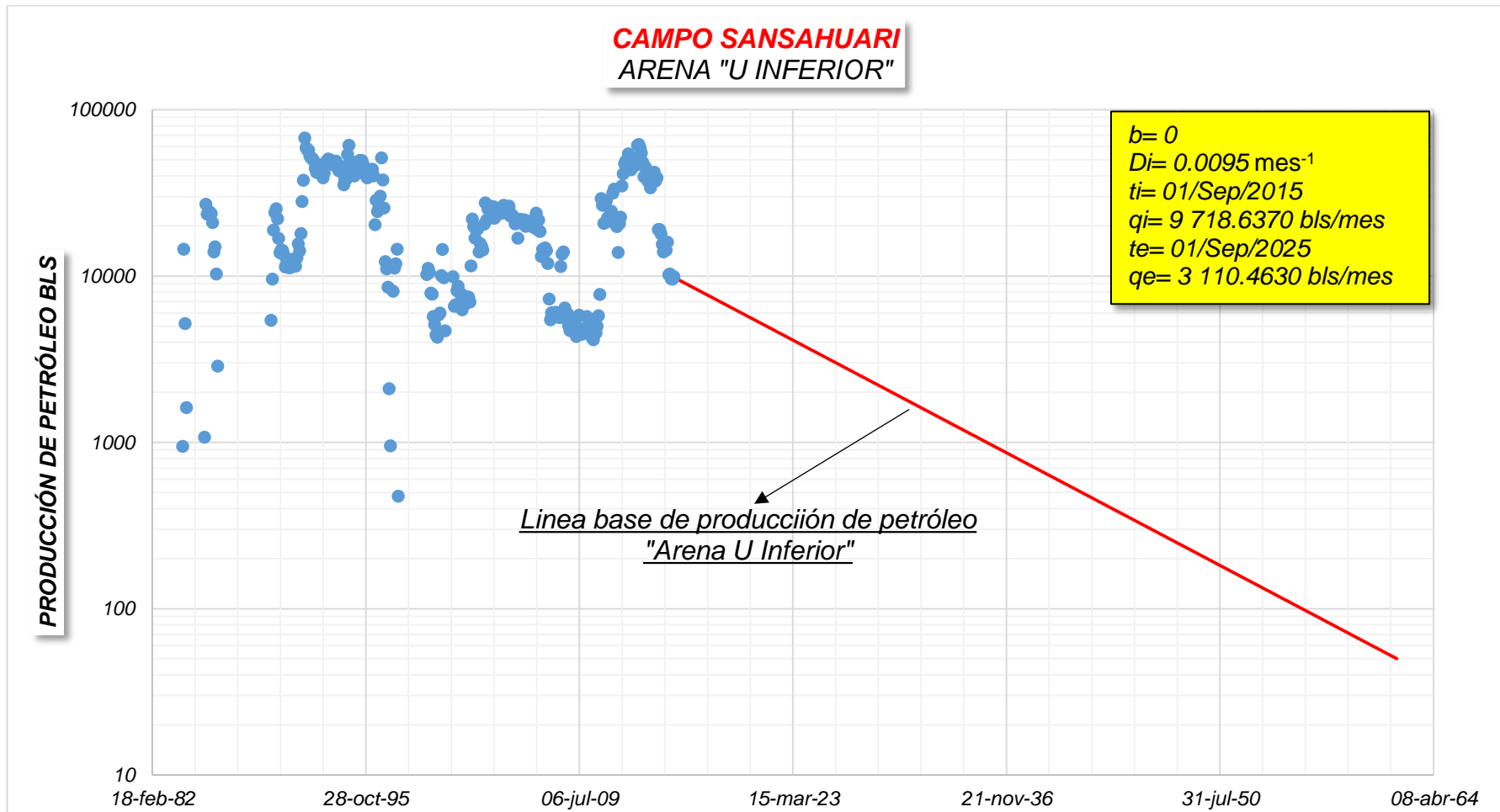


Figura 25. Línea base de producción "U Inferior", valores obtenidos para "b", "Di", "q estimado"

4.2.3 RESULTADOS ARENA “U MEDIA” (EXCEL)

Una vez aplicado los métodos y cálculos mencionado en el tercer capítulo los resultados obtenidos son los siguientes, en la figura 26 se observa los valores de “b”, “Di”, “q estimado” y lo más importante del estudio la línea base de producción de petróleo para la arena U Media.

En primer lugar el periodo que se utilizó para este análisis esta entre 01 de Octubre del 2013 con una producción de 103 435.4420 barriles de petróleo hasta 01 de Julio del 2014 con una producción de 88 402.6650 barriles de petróleo. Para este periodo como resultado obtenido del tipo de declinación de producción tiene un valor de “b = 0” esto quiere decir que estamos en presencia de una declinación de tipo “Exponencial”.

Seguido a esto calcular el valor de la declinación de producción mensual (D prom) y arrojo una valor de “Di = 0.0196 mes⁻¹” esto expresa que para la arena U Media existe una declinación de producción de 1.96 % sobre mes. Determinación del D prom, todos estos valores fueron obtenidos de la tabla 7

$$D \text{ prom} = (0 + 0.0174 + 0.0125 + (-0.0028) + 0.1345 + (-0.0884) + 0.0679 + (-0.0247) + 0.0899 + (-0.0298))/10$$

$$D \text{ prom} = 0.0196 \frac{1}{\text{mes}}$$

A partir de la determinación del valor de la declinación mensual “Di” se aplica la ecuación 7 donde se logró el objetivo deseado que es la determinación de la línea base de producción de petróleo, en este caso realizamos una predicción desde el 1 de septiembre del 2015 con un “qi = 19 996.4180 barriles de petróleo” hasta el 1 de septiembre del 2025 con un “qe = 1 899.8572 barriles de petróleo” todos los valores que son trazados en la figura 26 (línea de color rojo) llamada como línea base de producción de petróleo están adjuntos en el anexo 3.

Determinación de los valores para la línea base de producción aplicación de la ecuación 7.

$$q = 19\,996.4180 \frac{\text{bls}}{\text{mes}} * e^{-0.0196 \frac{1}{\text{mes}} * 0}$$

$$q = 19\,996.4180 \frac{\text{bls}}{\text{mes}}$$

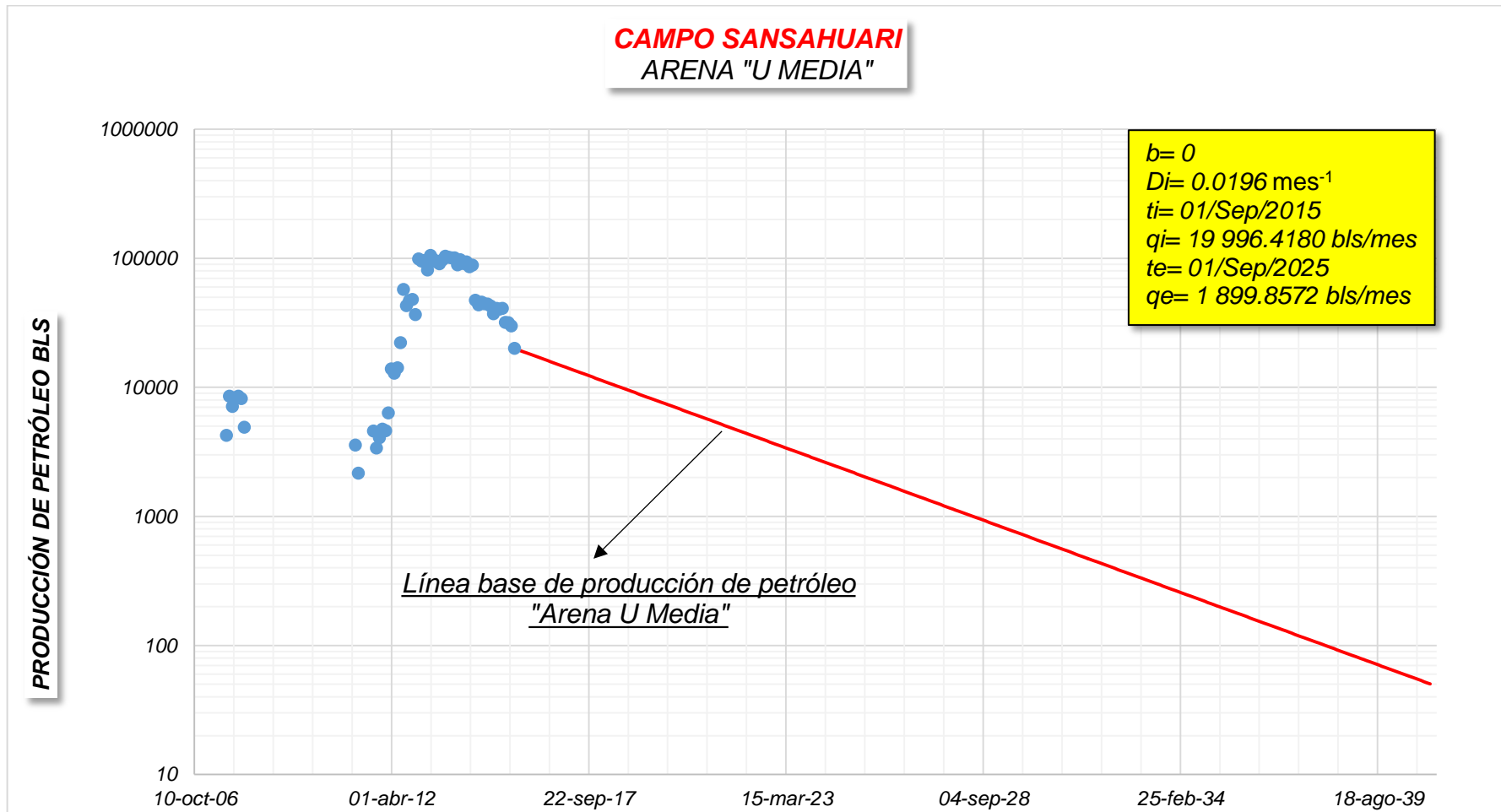


Figura 26. Línea base de producción "U Media", valores obtenidos para "b", "Di", "q estimado"

4.2.4 RESULTADOS ARENA “U SUPERIOR” (EXCEL)

Una vez aplicado los métodos y cálculos mencionado en el tercer capítulo los resultados obtenidos son los siguientes, en la figura 27 se observa los valores de “b”, “Di”, “q estimado” y lo más importante del estudio la línea base de producción de petróleo para la arena U Superior.

En primer lugar el periodo que se utilizó para este análisis esta entre 01 de Diciembre del 2001 con una producción de 32 334.0000 barriles de petróleo hasta 01 de Junio del 2004 con una producción de 15 734.0000 barriles de petróleo. Para este periodo como resultado obtenido del tipo de declinación de producción tiene un valor de “b = 0” esto quiere decir que estamos en presencia de una declinación de tipo “Exponencial”.

Seguido a esto calcular el valor de la declinación de producción mensual y arrojó un valor de “Di = 0.0236 mes⁻¹” esto expresa que para la arena U Superior existe una declinación de producción de 2.36 % sobre mes. Determinación del D prom, todos estos valores fueron obtenidos de la tabla 8

$$\begin{aligned} D \text{ prom} = & (0 + 0.2837 + 0.0495 + (-0.1737) + 0.0689 + 0.0330 + 0.0919 \\ & + 0.0781 + (-0.0386) + 0.0181 + 0.0312 + (-0.1980) + 0.1038 \\ & + (-0.1383) + (-0.0968) + 0.0984 + 0.0523 + 0.1534 \\ & + (-0.0444) + 0.2153 + (-0.2059) + 0.1007 + 0.2314 + 0.0829 \\ & + (-0.1298))/30 \end{aligned}$$

$$D \text{ prom} = 0.0236 \frac{1}{\text{mes}}$$

A partir de la determinación del valor de la declinación mensual “Di” se aplica la ecuación 7 donde se logró el objetivo deseado que es la determinación de la línea base de producción de petróleo, en este caso realizamos una predicción desde el 1 de septiembre del 2015 con un “qi = 17 609.3070 barriles de petróleo” hasta el 1 de septiembre del 2025 con un “qe = 1 032.2785 barriles de petróleo” todos los valores que son trazados en

la figura 27 (línea de color rojo) llamada como línea base de producción de petróleo están adjuntos en el anexo 4.

Determinación de los valores para la línea base de producción aplicación de la ecuación 7.

$$q = 17\,609.3070 \frac{\text{bls}}{\text{mes}} * e^{-0.0236 \frac{1}{\text{mes}} * 0}$$

$$q = 17\,609.3070 \frac{\text{bls}}{\text{mes}}$$

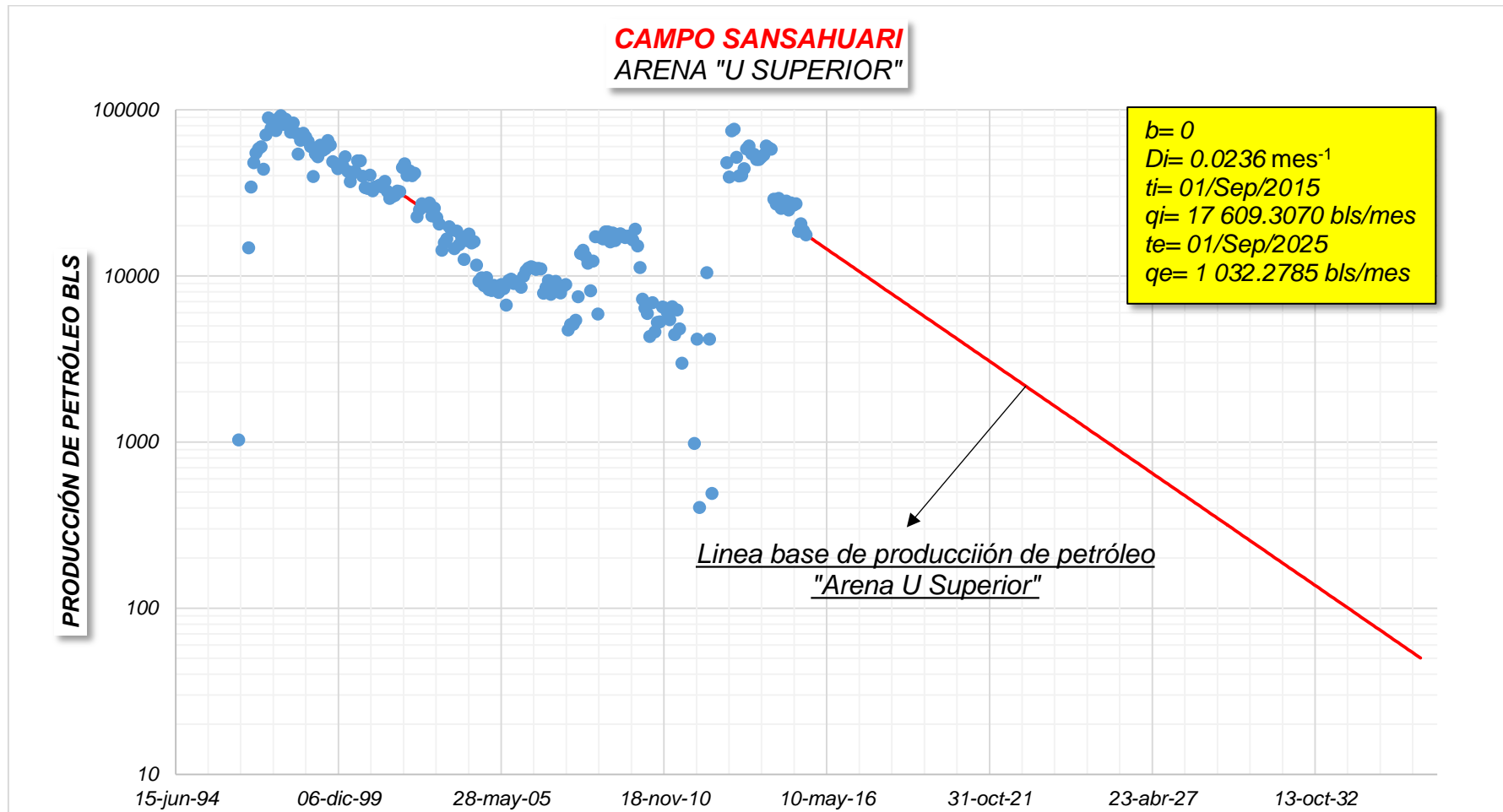


Figura 27. Línea base de producción "U Superior", valores obtenidos para "b", "Di", "q estimado"

4.3 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL SOFTWARE OIL FIELD MANAGER “O.F.M”.

El tipo de declinación de producción de petróleo llamado exponente “b” fue obtenido mediante un análisis empírico que facilita el software OIL FIELD MANAGER “O.F.M.” mediante el módulo de análisis de declinación descrito en el capítulo anterior sección 3.1.2.

OFM, ajusta internamente el exponente de declinación al historial de producción o la parte que se desea examinar, de acuerdo con el tipo de declinación seleccionado. En este proyecto para el campo Sansahuari, se seleccionó el mejor ajuste, por consiguiente, OFM evalúa el comportamiento de producción, el valor del exponente “b” representa la menor desviación entre la tasa real reportada y la estimada a partir de este valor. A su vez el programa determina el valor de la declinación mensual llamado “Di” el cual permite determinar el valor del “q estimado”, a continuación se observa los valor arrojados por el programa Oil Field Manager por arenas.

4.3.1 RESULTADOS ARENA “T SUPERIOR” (O.F.M.)

El resultado arrojado por el software Oil Field Manager O.F.M. para la arena “T Superior” se visualiza en la figura 28 y 29, en la cual se observa el tipo de declinación llamado “b” el cual tiene un valor de “0” por lo tanto estamos en presencia de una declinación “Exponencial”, el valor del porcentaje de declinación mensual llamado “Di con un resultado de 0.0184558” el cual representa a 1.84558 % de declinación sobre cada mes de la producción, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un valor igual a 1 124.7000 barriles de petróleo” y por último el objetivo que es la línea base de producción de la arena T Superior.

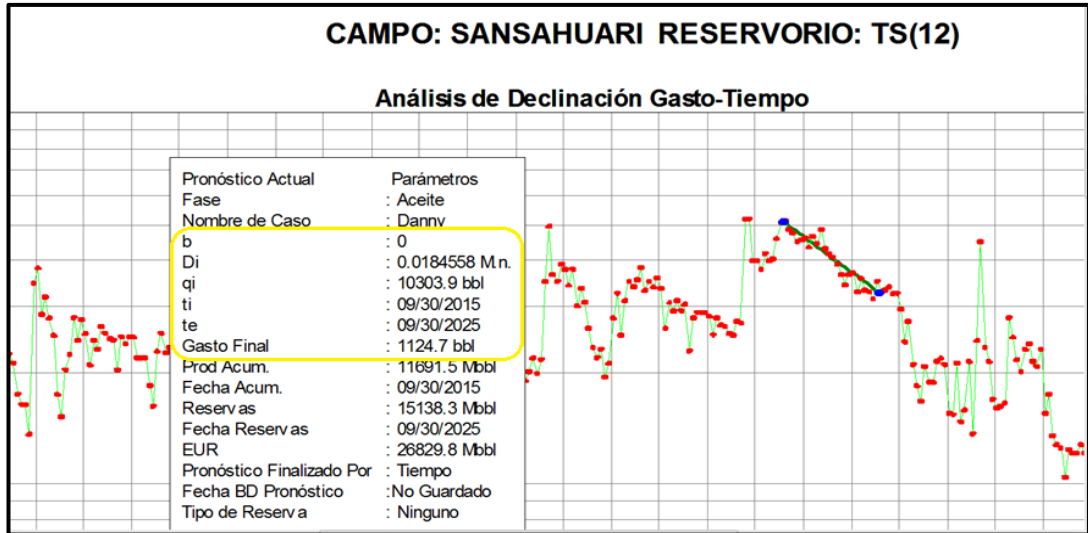


Figura 28. Valores obtenidos de “b”, “Di”, “q estimado” arena “T Superior”.

(ARCH, 2016)

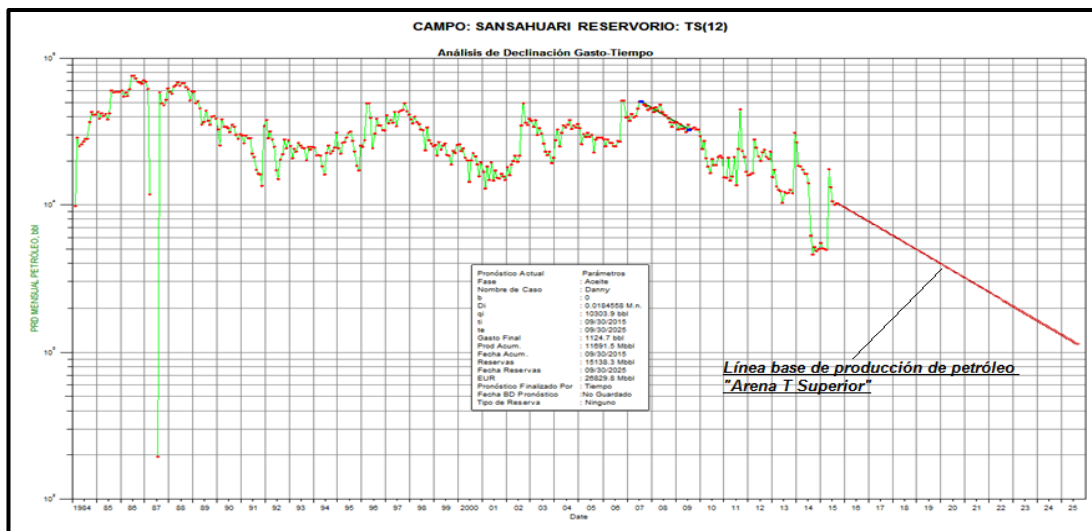


Figura 29. Línea base de producción arena “T Superior”.

(ARCH, 2016)

4.3.2 RESULTADOS ARENA “U INFERIOR” (O.F.M.)

El resultado arrojado por el software Oíl Field Manager O.F.M. para la arena “U Inferior” se visualiza en la figura 30 y 31, en la cual se observa el tipo de

declinación llamado “b” el cual tiene un valor de “0” por lo tanto estamos en presencia de una declinación “Exponencial”, el valor del porcentaje de declinación mensual llamado “Di con un resultado de 0.00946437” el cual representa a 0.946437 % de declinación sobre cada mes de la producción, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un valor igual a 3 121.04 barriles de petróleo” y por último el objetivo principal que es la línea base de producción de la arena U Inferior.

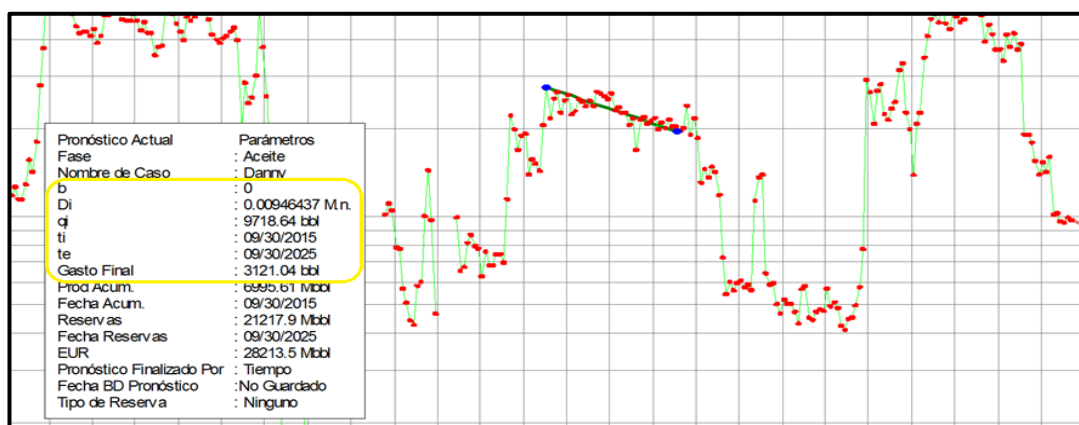


Figura 30. Valores obtenidos de “b”, “Di”, “q estimado” arena “U Inferior”.

(ARCH, 2016)

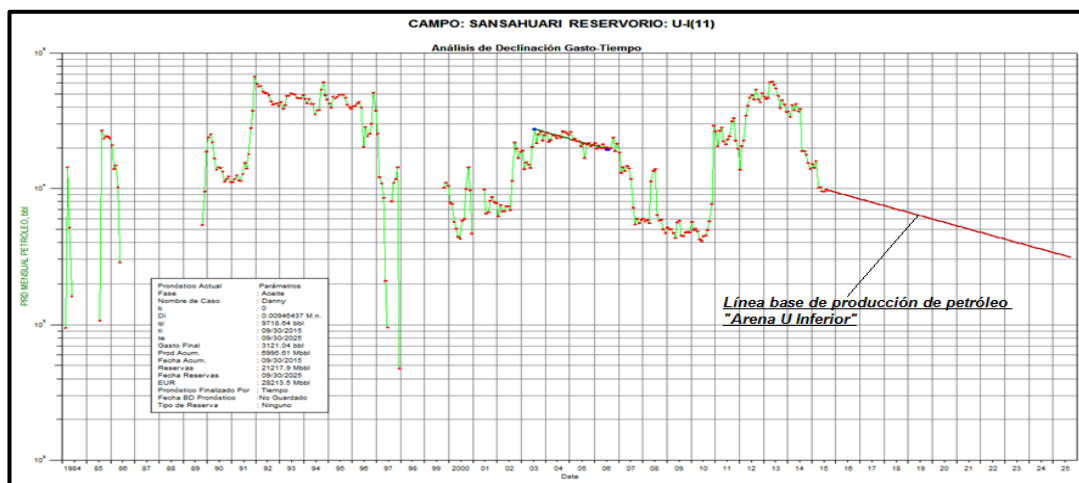


Figura 31. Línea base de producción arena “U Inferior”.

(ARCH, 2016)

4.3.3 RESULTADOS ARENA “U MEDIA” (O.F.M.)

El resultado arrojado por el software Oíl Field Manager O.F.M. para la arena “U Media” se visualiza en la figura 32 y 33, en la cual se observa el tipo de declinación llamado “b” el cual tiene un valor de “0” por lo tanto estamos en presencia de una declinación “Exponencial”, el valor del porcentaje de declinación mensual llamado “Di con un resultado de 0.019728” el cual representa a 1.9728 % de declinación sobre cada mes de la producción, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un valor igual a 1 873.62 barriles de petróleo” y por último el objetivo principal que es la línea base de producción de la arena U Media.

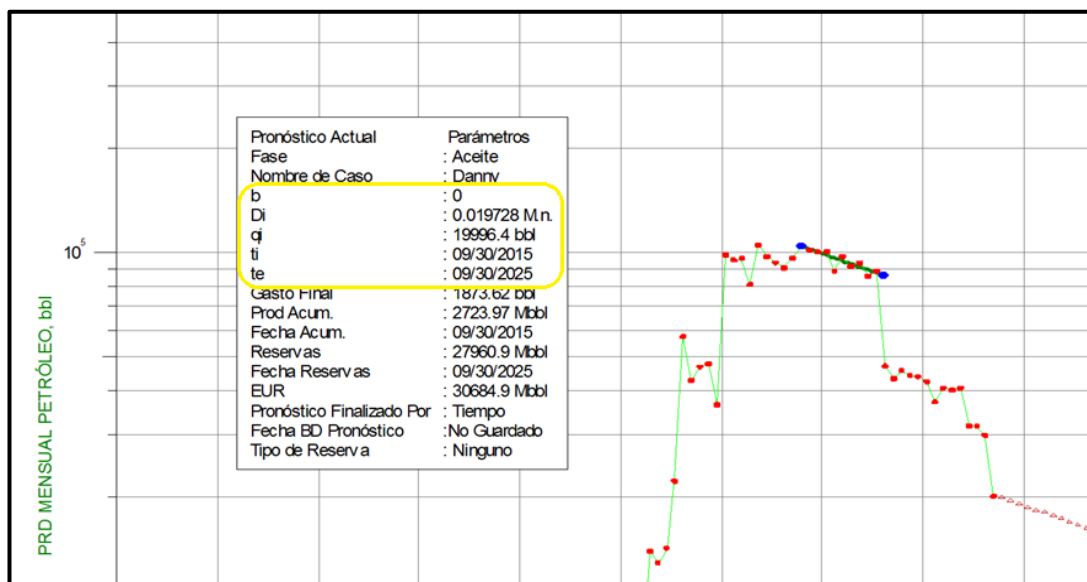


Figura 32. Valores obtenidos de “b”, “Di”, “q estimado” arena “U Media”.

(ARCH, 2016)

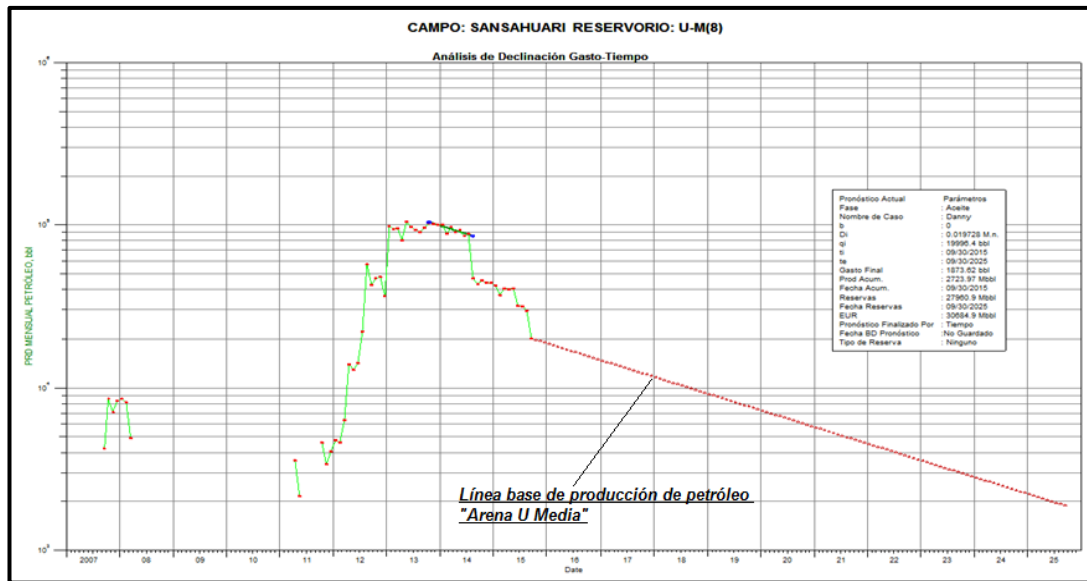


Figura 33. Línea base de producción arena “U Media”.

(ARCH, 2016)

4.3.4 RESULTADO ARENA “U SUPERIOR” (O.F.M.)

El resultado arrojado por el software Oíl Field Manager O.F.M. para la arena “U Superior” se visualiza en la figura 34 y 35, en la cual se observa el tipo de declinación llamado “b” el cual tiene un valor de “0” por lo tanto estamos en presencia de una declinación “Exponencial”, el valor del porcentaje de declinación mensual llamado “Di con un resultado de 0.0238461” el cual representa a 2.38461 % de declinación sobre cada mes de la producción, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un valor igual a 1 006.52 barriles de petróleo” y por último el objetivo principal que es la línea base de producción de la arena U Superior.

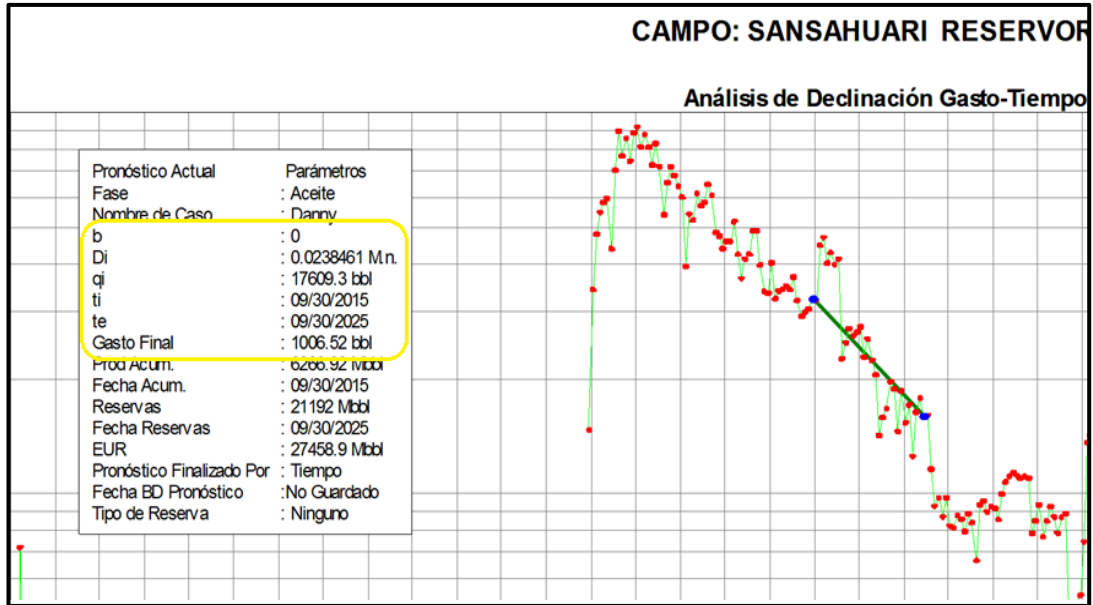


Figura 34. Valores obtenidos de “b”, “Di”, “q estimado” arena “U Superior”.

(ARCH, 2016)

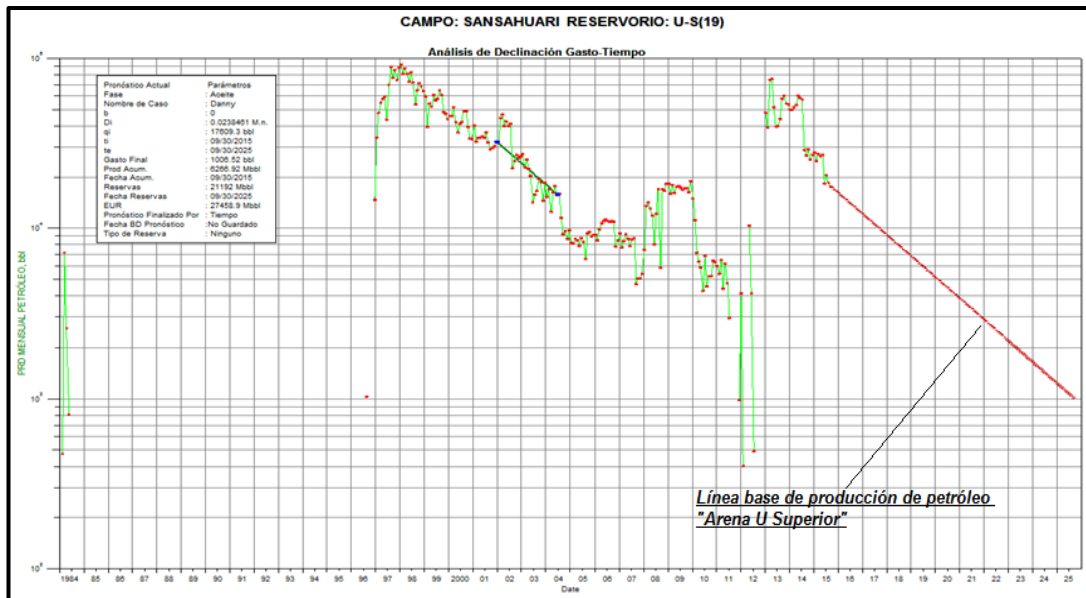


Figura 35. Línea base de producción arena “U Superior”.

(ARCH, 2016)

4.4 COMPARACIÓN Y VERIFICACIÓN DE RESULTADOS DETERMINADOS “EXCEL VS O.F.M.”.

A continuación en la tabla 9 se consolidan los periodos y tipo de declinación que se utilizó en el presente trabajo de titulación.

Tabla 9. Periodos y tipos de declinación de producción.

Campo	Arena	Periodo	Tipo de declinación
Sansahuari	T Superior	01/07/2007 - 01/07/ 2009	Exponencial "b=0"
Sansahuari	U Inferior	01/07/2003 - 01/09/2006	Exponencial "b=0"
Sansahuari	U Media	01/10/2013 - 01/07/2014	Exponencial "b=0"
Sansahuari	U Superior	01/12/2001 - 01/06/2004	Exponencial "b=0"

Al considerar todo el historial de producción de petróleo el cien por ciento de las arenas en estudio del campo Sansahuari arrojó que su tipo de declinación es exponencial “ $b = 0$ ”, por ende permite certificar que el tipo de declinación dominante y que mejor se adapta al campo en mención es “Exponencial”.

En la tabla 10 se consolida los resultados de las declinaciones obtenidas a través de los dos métodos utilizados que son similares lo que permite tener un porcentaje de desviación muy bajo.

Tabla 10. Tasa de declinación de las arenas del campo Sansahuari.

Arena	Periodo	Tipo de declinación	D en %		Perfil de desviación	Prom
			Tasa de declinación "Di" OFM	Tasa de declinación "Di" EXCEL		
T Superior	01/07/2007 - 01/07/ 2009	Exponencial "b=0"	1.8456	1.8400	0.3023	1.8428
U Inferior	01/07/2003 - 01/09/2006	Exponencial "b=0"	0.9464	0.9500	0.3751	0.9482
U Media	01/10/2013 - 01/07/2014	Exponencial "b=0"	1.9728	1.9600	0.6488	1.9664
U Superior	01/12/2001 - 01/06/2004	Exponencial "b=0"	2.3846	2.3600	1.0316	2.3723

Los valores obtenidos reflejan que el promedio de declinación está en el rango de 0.9482 – 2.3723 % en las arenas del campo Sansahuari. Las arenas en estudio donde se obtuvo una mayor tasa de declinación fueron “U Superior con un valor de 2.3600 %” y “U Media con un valor de 1.9600 %” esto genera que la producción de estas arenas será afectada con un mayor rango y junto a esto el factor de recobro será menor ya que será más difícil realizar la extracción de petróleo presente en estas arenas. En cambio las arenas “U Inferior con un valor 0.9500 %” y “T Superior con un valor de 1.8400 %” son las que tienen la menor tasa de declinación y esto es en razón de que las arenas U Inferior y T Superior son las arenas más grandes que tiene este campo y por ende tienen mayores reservas, por esta razón tienen menor tasa de declinación de producción de petróleo como se observa en la figura 36.

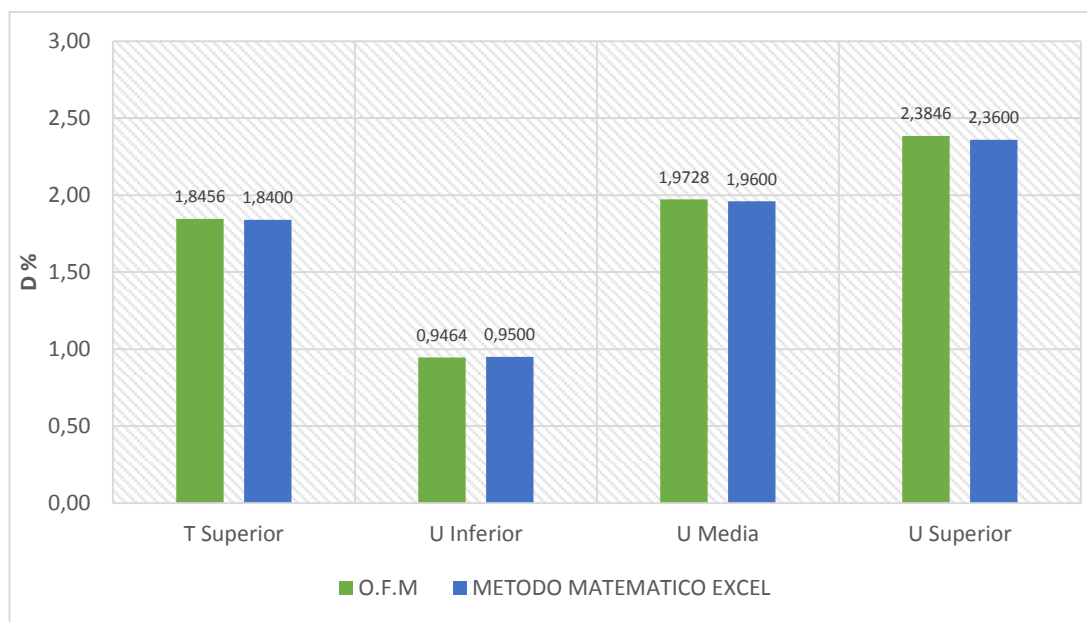


Figura 36. Comparación tasas de declinación O.F.M. vs Excel.

Como se observa en la tabla 10 los valores que se obtuvieron en el Excel versus los valores que arrojó el OFM tienen un perfil de desviación máximo de 1.0316 % en la arena U Superior por la misma razón que es la arena más pequeña y con menores reservas petrolíferas.

A continuación en la tabla 11 se observa los valores que arrojo el Excel versus OFM para el “q estimado” con una predicción hacia septiembre del 2025.

De igual forma se calculó la desviación máxima que puede existir en los cálculos obtenidos mediante Excel y los cálculos arrojados por OFM los cuales están con el rango de 0.2687 – 2.4945 % y estos nos arroja un promedio de 1,1208 %, por tal motivo los cálculos realizados en Excel tienen un alto grado de confiabilidad versus los datos obtenidos en el software OFM.

Tabla 11. q estimada de las arenas en estudio del campo Sansahuari con predicción hasta el año 2025.

Arena	Periodo	Tipo de declinación	q estimado OFM bls/mes	q estimado Excel bls/mes	Perfil de desviación %
T Superior	01/09/2015 - 01/09/ 2025	Exponencial "b=0"	1.124,7000	1127,7307	0,2687
U Inferior		Exponencial "b=0"	3121,0400	3110,4630	0,3389
U Media		Exponencial "b=0"	1.873,6200	1.899,8572	1,3810
U Superior		Exponencial "b=0"	1.006,5200	1032,2700	2,4945
					1,1208

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Existió una gran variedad de métodos que permitieron el cálculo de la declinación de producción y esto permitió que se realice una comparación de resultados.
- El tipo de declinación que se obtuvo de las arenas en estudio del campo Sansahuari es de tipo exponencial.
- La tasa de declinación del campo Sansahuari arena T superior tiene un valor de 1.84558 %, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un resultado igual a 1 124.7 barriles de petróleo
- La tasa de declinación del campo Sansahuari arena U Inferior tiene un valor de 0.946437 %, también se tiene un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un resultado igual a 3 121.04 barriles de petróleo”
- La tasa de declinación del campo Sansahuari arena U Media tiene un valor de 1.9728 %, también se obtuvo un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un resultado igual a 1 873.62 barriles de petróleo”
- La tasa de declinación del campo Sansahuari arena U Superior tiene un valor de 2.38461 %, también se obtuvo un valor de “q estimado hacia la fecha 30 de septiembre del 2025 con un resultado igual a 1 006.52 barriles de petróleo.
- La diferencia en los resultados obtenidos entre Microsoft Excel versus O.F.M. es mínimo por lo que el estudio se considera confiable y conveniente por haberse estudiado en una período de productividad.

5.2 RECOMENDACIONES

- Emplear los resultados obtenidos de las tasas de declinación.
- Continuar utilizando las herramientas y software usados en este análisis para la obtención de la declinación de las arenas petrolíferas.
- Aplicar este estudio a los demás campos petroleros que no cuentan con una línea base de producción por su antigüedad.
- Estudiar nuevas formas para minimizar o disminuir el factor de declinación de producción de petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

- ARCH. (25 de Febrero de 2016). Proyecto OFM Petroamazonas. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Benavides, H. D., & Gálvez Chamba, L. G. (2013). *Actualización de reservas y predicción de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari*. Quito.
- Brito, N. J., & Rodríguez Gómez, S. M. (Agosto de 2011). Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo Fetkovich para un yacimiento de gas. Puerto la Cruz, Venezuela.
- DCTH-Perforación. (2015). *Recopilación de pozos perforados periodo 2015*. Quito.
- DCTH-Yacimientos. (2013). *Reservas de petróleo crudo y gas del país al 31 de diciembre del 2013*.
- Luz, Z. G. (Mayo de 2012). Estudio de la declinación energética de producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesados de dos campos de la faja petrolífera del orinoco. Caracas, Venezuela.
- Petrokem logging services. (2013). *Reporte final de geología*.
- Petrokem, & EP, P. (2013). *Reporte final de Geología*.
- Petroproducción. (1996). *Campo Cuyabeno-Sansahuari mapa estructural*.
- Petroproducción y Schlumberger. (2011). *Modelo estático y análisis petrofísico (Campo: Cuyabeno-Sansahuari)*.
- Petroproducción; Schlumberger;. (s.f.). *Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari*.

Pinto, R. J. (Noviembre de 2011). Determinación de la tasa de declinación de producción existente en los yacimientos maduros seleccionados de gas y petróleo pertenecientes al campo Santa Rosa del area de Anaco . Barcelona.

Pozo, L. R. (Mayo de 2012). Captación y tratamiento del gas asociado al petróleo de los campos Cuyabeno-Sansahuari y VHR para su utilización como combustible en el sistema de generación eléctrica. . Ecuador.

ANEXOS

Anexo 1. Datos de la línea base de producción arena “T Superior”.

FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-15	10 303,8570	01-may-18	5 711.9970
01-oct-15	10 115.6362	01-jun-18	5 607.6558
01-nov-15	9 930.8537	01-jul-18	5 505.2207
01-dic-15	9 749.4465	01-ago-18	5 404.6567
01-ene-16	9 571.3532	01-sep-18	5 305.9297
01-feb-16	9 396.5130	01-oct-18	5 209.0062
01-mar-16	9 224.8667	01-nov-18	5 113.8531
01-abr-16	9 056.3559	01-dic-18	5 020.4383
01-may-16	8 890.9232	01-ene-19	4 928.7298
01-jun-16	8 728.5125	01-feb-19	4 838.6966
01-jul-16	8 569.0686	01-mar-19	4 750.3080
01-ago-16	8 412.5372	01-abr-19	4 663.5340
01-sep-16	8 258.8652	01-may-19	4 578.3451
01-oct-16	8 108.0003	01-jun-19	4 494.7124
01-nov-16	7 959.8913	01-jul-19	4 412.6074
01-dic-16	7 814.4878	01-ago-19	4 332.0022
01-ene-17	7 671.7404	01-sep-19	4 252.8694
01-feb-17	7 531.6005	01-oct-19	4 175.1822
01-mar-17	7 394.0206	01-nov-19	4 098.9140
01-abr-17	7 258.9539	01-dic-19	4 024.0390
01-may-17	7 126.3544	01-ene-20	3 950.5318
01-jun-17	6 996.1771	01-feb-20	3 878.3674
01-jul-17	6 868.3778	01-mar-20	3 807.5212
01-ago-17	6 742.9130	01-abr-20	3 737.9691
01-sep-17	6 619.7400	01-may-20	3 669.6875
01-oct-17	6 498.8171	01-jun-20	3 602.6533
01-nov-17	6 380.1031	01-jul-20	3 536.8435
01-dic-17	6 263.5576	01-ago-20	3 472.2359
01-ene-18	6 149.1410	01-sep-20	3 408.8085
01-feb-18	6 036.8145	01-oct-20	3 346.5397
01-mar-18	5 926.5399	01-nov-20	3 285.4084
01-abr-18	5 818.2797	01-dic-20	3 225.3938

Continuación anexo 1			
FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-ene-21	3 166.4754	01-feb-24	1 600.7782
01-feb-21	3 108.6334	01-mar-24	1 571.5368
01-mar-21	3 051.8479	01-abr-24	1 542.8295
01-abr-21	2 996.0997	01-may-24	1 514.6466
01-may-21	2 941.3699	01-jun-24	1 486.9785
01-jun-21	2 887.6398	01-jul-24	1 459.8158
01-jul-21	2 834.8912	01-ago-24	1 433.1493
01-ago-21	2 783.1062	01-sep-24	1 406.9700
01-sep-21	2 732.2671	01-oct-24	1 381.2688
01-oct-21	2 682.3568	01-nov-24	1 356.0372
01-nov-21	2 633.3581	01-dic-24	1 331.2664
01-dic-21	2 585.2545	01-ene-25	1 306.9481
01-ene-22	2 538.0296	01-feb-25	1 283.0741
01-feb-22	2 491.6673	01-mar-25	1 259.6361
01-mar-22	2 446.1520	01-abr-25	1 236.6263
01-abr-22	2 401.4681	01-may-25	1 214.0368
01-may-22	2 357.6004	01-jun-25	1 191.8600
01-jun-22	2 314.5341	01-jul-25	1 170.0883
01-jul-22	2 272.2544	01-ago-25	1 148.7142
01-ago-22	2 230.7471	01-sep-25	1 127.7307
01-sep-22	2 189.9980		
01-oct-22	2 149.9932		
01-nov-22	2 110.7193		
01-dic-22	2 072.1627		
01-ene-23	2 034.3105		
01-feb-23	1 997.1497		
01-mar-23	1 960.6677		
01-abr-23	1 924.8521		
01-may-23	1 889.6908		
01-jun-23	1 855.1718		
01-jul-23	1 821.2833		
01-ago-23	1 788.0139		
01-sep-23	1 755.3522		
01-oct-23	1 723.2872		
01-nov-23	1 691.8078		
01-dic-23	1 660.9035		
01-ene-24	1 630.5638		

Anexo 2. Datos de la línea base de producción arena “U Inferior”.

FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-15	9 718.6370	01-sep-18	6 905.1205
01-oct-15	9 626.8054	01-oct-18	6 839.8739
01-nov-15	9 535.8415	01-nov-18	6 775.2438
01-dic-15	9 445.7371	01-dic-18	6 711.2243
01-ene-16	9 356.4841	01-ene-19	6 647.8098
01-feb-16	9 268.0745	01-feb-19	6 584.9945
01-mar-16	9 180.5002	01-mar-19	6 522.7727
01-abr-16	9 093.7535	01-abr-19	6 461.1389
01-may-16	9 007.8264	01-may-19	6 400.0875
01-jun-16	8 922.7112	01-jun-19	6 339.6129
01-jul-16	8 838.4003	01-jul-19	6 279.7097
01-ago-16	8 754.8861	01-ago-19	6 220.3726
01-sep-16	8 672.1609	01-sep-19	6 161.5962
01-oct-16	8 590.2175	01-oct-19	6 103.3751
01-nov-16	8 509.0483	01-nov-19	6 045.7042
01-dic-16	8 428.6461	01-dic-19	5 988.5782
01-ene-17	8 349.0037	01-ene-20	5 931.9920
01-feb-17	8 270.1137	01-feb-20	5 875.9404
01-mar-17	8 191.9692	01-mar-20	5 820.4185
01-abr-17	8 114.5631	01-abr-20	5 765.4213
01-may-17	8 037.8884	01-may-20	5 710.9437
01-jun-17	7 961.9382	01-jun-20	5 656.9808
01-jul-17	7 886.7057	01-jul-20	5 603.5279
01-ago-17	7 812.1840	01-ago-20	5 550.5800
01-sep-17	7 738.3665	01-sep-20	5 498.1325
01-oct-17	7 665.2465	01-oct-20	5 446.1805
01-nov-17	7 592.8174	01-nov-20	5 394.7194
01-dic-17	7 521.0727	01-dic-20	5 343.7446
01-ene-18	7 450.0059	01-ene-21	5 293.2514
01-feb-18	7 379.6107	01-feb-21	5 243.2354
01-mar-18	7 309.8805	01-mar-21	5 193.6919
01-abr-18	7 240.8093	01-abr-21	5 144.6166
01-may-18	7 172.3907	01-may-21	5 096.0050
01-jun-18	7 104.6187	01-jun-21	5 047.8527
01-jul-18	7 037.4870	01-jul-21	5 000.1554
01-ago-18	6 970.9896	01-ago-21	4 952.9089

Continuación anexo 2			
FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-21	4 906.1087	01-oct-24	3 452.8674
01-oct-21	4 859.7508	01-nov-24	3 420.2412
01-nov-21	4 813.8309	01-dic-24	3 387.9232
01-dic-21	4 768.3449	01-ene-25	3 355.9107
01-ene-22	4 723.2887	01-feb-25	3 324.2006
01-feb-22	4 678.6582	01-mar-25	3 292.7901
01-mar-22	4 634.4495	01-abr-25	3 261.6765
01-abr-22	4 590.6584	01-may-25	3 230.8568
01-may-22	4 547.2812	01-jun-25	3 200.3284
01-jun-22	4 504.3138	01-jul-25	3 170.0884
01-jul-22	4 461.7525	01-ago-25	3 140.1342
01-ago-22	4 419.5933	01-sep-25	3 110.4630
01-sep-22	4 377.8324		
01-oct-22	4 336.4662		
01-nov-22	4 295.4908		
01-dic-22	4 254.9026		
01-ene-23	4 214.6980		
01-feb-23	4 174.8732		
01-mar-23	4 135.4247		
01-abr-23	4 096.3490		
01-may-23	4 057.6425		
01-jun-23	4 019.3017		
01-jul-23	3 981.3233		
01-ago-23	3 943.7036		
01-sep-23	3 906.4395		
01-oct-23	3 869.5275		
01-nov-23	3 832.9642		
01-dic-23	3 796.7464		
01-ene-24	3 760.8709		
01-feb-24	3 725.3343		
01-mar-24	3 690.1336		
01-abr-24	3 655.2654		
01-may-24	3 620.7267		
01-jun-24	3 586.5144		
01-jul-24	3 552.6253		
01-ago-24	3 519.0565		
01-sep-24	3 485.8048		

Anexo 3. Datos de la línea base de producción arena “U Media”.

FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-15	19 996.4180	01-ago-18	10064.7137
01-oct-15	19 608.0142	01-sep-18	9869.2200
01-nov-15	19 227.1546	01-oct-18	9677.5236
01-dic-15	18 853.6928	01-nov-18	9489.5506
01-ene-16	18 487.4849	01-dic-18	9305.2287
01-feb-16	18 128.3901	01-ene-19	9124.4870
01-mar-16	17 776.2702	01-feb-19	8947.2560
01-abr-16	17 430.9899	01-mar-19	8773.4675
01-may-16	17 092.4161	01-abr-19	8603.0545
01-jun-16	16 760.4187	01-may-19	8435.9517
01-jul-16	16 434.8698	01-jun-19	8272.0945
01-ago-16	16 115.6444	01-jul-19	8111.4201
01-sep-16	15 802.6194	01-ago-19	7953.8666
01-oct-16	15 495.6746	01-sep-19	7799.3733
01-nov-16	15 194.6918	01-oct-19	7647.8809
01-dic-16	14 899.5551	01-nov-19	7499.3309
01-ene-17	14 610.1511	01-dic-19	7353.6664
01-feb-17	14 326.3683	01-ene-20	7210.8312
01-mar-17	14 048.0977	01-feb-20	7070.7705
01-abr-17	13 775.2321	01-mar-20	6933.4301
01-may-17	13 507.6666	01-abr-20	6798.7575
01-jun-17	13 245.2981	01-may-20	6666.7007
01-jul-17	12 988.0258	01-jun-20	6537.2089
01-ago-17	12 735.7507	01-jul-20	6410.2323
01-sep-17	12 488.3757	01-ago-20	6285.7221
01-oct-17	12 245.8057	01-sep-20	6163.6303
01-nov-17	12 007.9472	01-oct-20	6043.9100
01-dic-17	11 774.7088	01-nov-20	5926.5151
01-ene-18	11 546.0008	01-dic-20	5811.4004
01-feb-18	11321.7351	01-ene-21	5698.5217
01-mar-18	11101.8254	01-feb-21	5587.8355
01-abr-18	10886.1873	01-mar-21	5479.2992
01-may-18	10674.7376	01-abr-21	5372.8712
01-jun-18	10467.3950	01-may-21	5268.5103
01-jul-18	10264.0798	01-jun-21	5166.1765

Continuación anexo 3			
FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-jul-21	5065.8304	01-ago-24	2451.6737
01-ago-21	4967.4334	01-sep-24	2404.0532
01-sep-21	4870.9476	01-oct-24	2357.3577
01-oct-21	4776.3359	01-nov-24	2311.5692
01-nov-21	4683.5620	01-dic-24	2266.6700
01-dic-21	4592.5900	01-ene-25	2222.6430
01-ene-22	4503.3851	01-feb-25	2179.4711
01-feb-22	4415.9128	01-mar-25	2137.1378
01-mar-22	4330.1396	01-abr-25	2095.6267
01-abr-22	4246.0324	01-may-25	2054.9220
01-may-22	4163.5588	01-jun-25	2015.0078
01-jun-22	4082.6873	01-jul-25	1975.8690
01-jul-22	4003.3865	01-ago-25	1937.4904
01-ago-22	3925.6260	01-sep-25	1899.8572
01-sep-22	3849.3760		
01-oct-22	3774.6070		
01-nov-22	3701.2903		
01-dic-22	3629.3976		
01-ene-23	3558.9014		
01-feb-23	3489.7745		
01-mar-23	3421.9903		
01-abr-23	3355.5227		
01-may-23	3290.3461		
01-jun-23	3226.4355		
01-jul-23	3163.7663		
01-ago-23	3102.3143		
01-sep-23	3042.0560		
01-oct-23	2982.9681		
01-nov-23	2925.0279		
01-dic-23	2868.2132		
01-ene-24	2812.5020		
01-feb-24	2757.8728		
01-mar-24	2704.3048		
01-abr-24	2651.7773		
01-may-24	2600.2701		
01-jun-24	2549.7633		
01-jul-24	2500.2375		

Anexo 4. Datos de la línea base de producción arena “U Superior”.

FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-15	17 609.3070	01-sep-18	7 518.9752
01-oct-15	17 197.9251	01-oct-18	7 343.3197
01-nov-15	16 796.1538	01-nov-18	7 171.7679
01-dic-15	16 403.7685	01-dic-18	7 004.2238
01-ene-16	16 020.5499	01-ene-19	6 840.5938
01-feb-16	15 646.2839	01-feb-19	6 680.7865
01-mar-16	15 280.7614	01-mar-19	6 524.7125
01-abr-16	14 923.7781	01-abr-19	6 372.2847
01-may-16	14 575.1346	01-may-19	6 223.4178
01-jun-16	14 234.6358	01-jun-19	6 078.0287
01-jul-16	13 902.0917	01-jul-19	5 936.0361
01-ago-16	13 577.3164	01-ago-19	5 797.3607
01-sep-16	13 260.1283	01-sep-19	5 661.9250
01-oct-16	12 950.3503	01-oct-19	5 529.6533
01-nov-16	12 647.8092	01-nov-19	5 400.4716
01-dic-16	12 352.3359	01-dic-19	5 274.3079
01-ene-17	12 063.7653	01-ene-20	5 151.0915
01-feb-17	11 781.9363	01-feb-20	5 030.7537
01-mar-17	11 506.6912	01-mar-20	4 913.2271
01-abr-17	11 237.8763	01-abr-20	4 798.4462
01-may-17	10 975.3413	01-may-20	4 686.3468
01-jun-17	10 718.9396	01-jun-20	4 576.8661
01-jul-17	10 468.5278	01-jul-20	4 469.9431
01-ago-17	10 223.9661	01-ago-20	4 365.5180
01-sep-17	9 985.1177	01-sep-20	4 263.5325
01-oct-17	9 751.8492	01-oct-20	4 163.9294
01-nov-17	9 524.0302	01-nov-20	4 066.6533
01-dic-17	9 301.5335	01-dic-20	3 971.6497
01-ene-18	9 084.2346	01-ene-21	3 878.8656
01-feb-18	8 872.0122	01-feb-21	3 788.2490
01-mar-18	8 664.7477	01-mar-21	3 699.7494
01-abr-18	8 462.3251	01-abr-21	3 613.3172
01-may-18	8 264.6315	01-may-21	3 528.9043
01-jun-18	8 071.5564	01-jun-21	3 446.4634
01-jul-18	7 882.9918	01-jul-21	3 365.9484
01-ago-18	7 698.8323	01-ago-21	3 287.3144

Continuación anexo 4			
FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)	FECHA	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO (BPPM)
01-sep-21	3 210.5175	01-oct-24	1 338.8293
01-oct-21	3 135.5146	01-nov-24	1 307.5521
01-nov-21	3 062.2639	01-dic-24	1 277.0056
01-dic-21	2 990.7244	01-ene-25	1 247.1726
01-ene-22	2 920.8563	01-feb-25	1 218.0367
01-feb-22	2 852.6204	01-mar-25	1 189.5814
01-mar-22	2 785.9785	01-abr-25	1 161.7908
01-abr-22	2 720.8936	01-may-25	1 134.6495
01-may-22	2 657.3291	01-jun-25	1 108.1423
01-jun-22	2 595.2496	01-jul-25	1 082.2543
01-jul-22	2 534.6204	01-ago-25	1 056.9711
01-ago-22	2 475.4075	01-sep-25	1 032.2785
01-sep-22	2 417.5780		
01-oct-22	2 361.0995		
01-nov-22	2 305.9404		
01-dic-22	2 252.0699		
01-ene-23	2 199.4579		
01-feb-23	2 148.0750		
01-mar-23	2 097.8925		
01-abr-23	2 048.8823		
01-may-23	2 001.0171		
01-jun-23	1 954.2701		
01-jul-23	1 908.6152		
01-ago-23	1 864.0269		
01-sep-23	1 820.4802		
01-oct-23	1 777.9508		
01-nov-23	1 736.4150		
01-dic-23	1 695.8496		
01-ene-24	1 656.2318		
01-feb-24	1 617.5395		
01-mar-24	1 579.7512		
01-abr-24	1 542.8456		
01-may-24	1 506.8023		
01-jun-24	1 471.6009		
01-jul-24	1 437.2220		
01-ago-24	1 403.6461		
01-sep-24	1 370.8547		

