

Análisis de variaciones de producción, diagnóstico y metodología de aplicación

José María Petríz Munguía
Adán García Quirino
Uriel Cedillo Trejo
Sandra Aramis Ramírez Vallejo
Pemex E&P, SPRMSO

Artículo recibido en octubre 2023-evaluado, aceptado y corregido en diciembre de 2023

Resumen

El seguimiento al comportamiento de la producción es una de las actividades principales en la cadena de valor de la industria petrolera, llevándose de manera puntual en las diferentes etapas de la vida productiva de los pozos, campos y proyectos.

El presente trabajo tiene como finalidad, orientar los recursos físicos y financieros a las problemáticas que más impactan a las pérdidas de producción y promover la actividad física para su restitución. Se presenta el análisis de la variación de la producción, mediante el diagnóstico y seguimiento sistemático a los eventos de declinación e incrementales que componen el mantenimiento a la producción base.

Diagnóstico. - Se basa en cuatro conceptos generales de análisis. El primero de ellos es el ya documentado ciclo de vida de los yacimientos, el segundo está basado en una modificación de las gráficas de energía y mecanismos de empuje, el tercer concepto es la gráfica especializada para determinar la normalización de la declinación de campos, destacando principalmente las partes asintóticas y la llamada “tail production”, y finalmente, se introduce el concepto de “factor de restitución”, que permite identificar si la actividad de mantenimiento a la producción base, cumple en mantener una plataforma de producción, o bien si se está por arriba o debajo de la misma.

Metodología. - Se propone un seguimiento sistemático a la actividad física que compone el mantenimiento a la producción base, estableciendo una serie de relaciones que permiten discretizar y contabilizar en qué rubros se pierde producción, su proporción y mecanismo, así mismo, ejemplifica qué parte se asocia directamente a la declinación y cuál se deriva de movimientos operativos. El análisis gráfico permite extrapolar el comportamiento mensual y anual de la variación de la producción, dando confiabilidad a las estimaciones de los factores de declinación, balances de producción y proyecciones de diferentes programas operativos.

Los cuatro conceptos de diagnóstico y la metodología de variación de producción propuesta se han probado de manera exitosa en el seguimiento de campos marinos de México, al determinar de manera práctica su etapa de madurez, observar sus áreas de oportunidad, causas principales de la declinación de producción; así como, emplear los recursos en las problemáticas que más impactan a sus pérdidas de producción.

Palabras clave: Declinación de producción, análisis de variaciones, diagnóstico, metodología, factor de restitución.

Analysis of production variations, diagnosis and application methodology

Abstract

Monitoring production behavior is one of the main activities in the value-added chain of the oil industry, carried out in the different stages of the productive life of wells, fields and projects.

The present work has the purpose of directing resources to the problems that impact the most production losses and promote physical activity for their restitution; it seeks to analyze the production variation through diagnosis and systematic monitoring to the decline and incremental which is the main component in maintaining base production.

Diagnosis. - It is based on four general concepts of analysis. The first of them is the already documented life cycle of the reservoirs, the second is based on a modification of the energy graphs and drive mechanisms, the third concept is the specialized graph to determine the normalization of the field declination, highlighting mainly the asymptotic parts and the so-called “tail production”, and finally, the concept of “restitution factor” is introduced, which makes it possible to identify whether the activity of maintenance of the base production complies with keeping a production platform, or whether it is above or below it.

Methodology. - A systematic monitoring of the physical activity that composes the maintenance of the base production is proposed, establishing a series of relationships that allow discretizing and accounting in which areas production is lost, its proportion and mechanism, likewise, it exemplifies which part is directly associated with the production decline and which is caused from operational movements. The graphic analysis allows extrapolation of the monthly and annual behavior of the production variation, giving reliability to the estimates of the decline factors, production balances, and projections of different operating programs.

The four diagnostic concepts and the proposed production variation methodology have been successfully tested in the monitoring of marine fields in Mexico, by practically determining their current maturity stage, observing their areas of opportunity, and main causes of the decline in production; as well as, focusing resources on the problems that most impact the production losses.

Keywords: Decline production, variations analysis, diagnosis, methodology, restitution factor.

Introducción

Los análisis tradicionalmente realizados para el comportamiento de la producción se enfocan principalmente en la declinación del gasto de producción, sus causas y los efectos que genera, siendo una herramienta útil para proyecciones mensuales y anuales al analizar comportamientos globales en un periodo específico

Sin embargo, al incorporar más herramientas de diagnóstico; así como, un seguimiento de la variación de la declinación e incrementales de producción a la base, permitirán una mejor predicción del comportamiento futuro; así como, una mejor distribución de los recursos presupuestales y físicos para restituir pérdidas de producción, asegurando mantener una plataforma de producción, una meta compromiso y la rentabilidad del proyecto.

Este artículo engloba cuatro conceptos de diagnóstico, mostrando en qué etapa de vida productiva se encuentra un campo, caracterizando los campos a través del entendimiento de los mecanismos que gobiernan el flujo de fluidos y la administración de su energía, prediciendo su comportamiento a partir de la normalización de su producción máxima y definiendo un factor de restitución, a partir de una relación de producción incremental y base.

Por otro lado, al incluir un seguimiento puntual de la variación de la producción base, a través del comportamiento de la declinación en los rubros: incremento de flujo fraccional de agua, aseguramiento de flujo, declinación de la presión del yacimiento y tendencia de igualación de presión en superficie; así como, el comportamiento de incrementales a la base: reparaciones menores, limpiezas y estimulaciones; permite discretizar y

contabilizar la pérdida de producción y su restablecimiento con la actividad física incremental.

Integrar el diagnóstico y la variación de la producción mediante una metodología, sustenta un análisis adecuado de la madurez de los campos y comportamiento actual, permitiendo un aprovechamiento en la programación y ejecución de intervenciones de reparaciones, estimulaciones y limpiezas de pozos para el mantenimiento de la producción base.

La sistematización de esta metodología sugerida tiene como ventaja su simplicidad y flexibilidad para replicarse y/o acotarse a análisis de producción de un pozo, yacimiento, campo o proyecto.

Elementos de diagnóstico

Ciclo de vida de los yacimientos

En la actualidad, una de las mejores referencias para estimar el grado de madurez de los campos se basa en el trabajo de *Paredes et al* del año 2019, en el cual, los autores integran una serie de indicadores relacionados con el factor de recuperación, la energía de los yacimientos, pozos y localizaciones, grado de desarrollo de su estrategia de explotación, mecanismos de producción y procesos de recuperación. La combinación de los elementos antes mencionados permite obtener las etapas en las que se encuentra cada yacimiento administrado, siendo éstas: evaluación, desarrollo, mantenimiento, declinación, optimización y abandono. Para el caso del trabajo presente, los yacimientos analizados se muestran en la **Figura 1**.

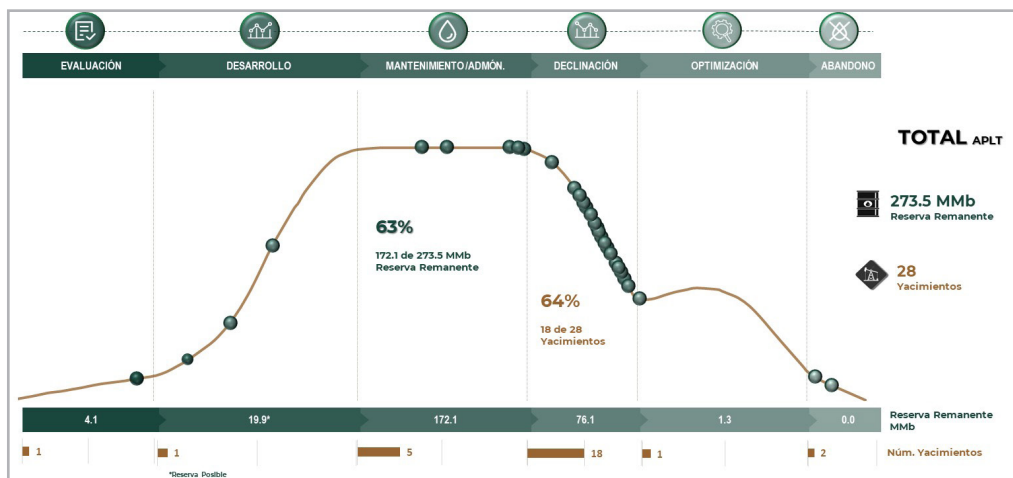


Figura 1. Ciclo de vida de los yacimientos, caso de estudio.

Con base en la figura anterior, se puede observar que el 64% de los yacimientos en el caso de estudio se encuentran en la etapa de declinación.

Gráficas diagnóstico de energía vs extracción

Toman como base las gráficas de mecanismos de empuje ampliamente utilizadas en la literatura; se desarrollaron y comenzaron a emplear en el año 2018 dentro del Activo Litoral de Tabasco de PEP, como apoyo para la toma de

decisiones para los campos que requieren centrar inversiones en actividad física, para mitigar la declinación con el mínimo riesgo y con un sustento del comportamiento del yacimiento. La base conceptual se centra en las gráficas adimensionales de energía vs factor de recuperación $\frac{P}{P_i}$ vs $\frac{N_p}{N}$, mismas que para el caso de estudio se presentan para los yacimientos Mesozoicos como Terciarios, **Figura 2**.

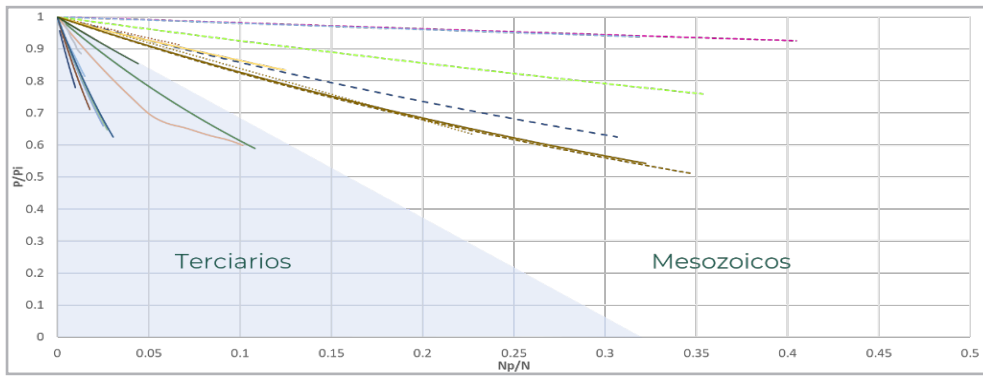


Figura 2. Gráfica de los mecanismos de empuje, caso de estudio.

En términos generales, la Figura 2 es útil para verificar que mecanismo de empuje predomina en un yacimiento; sin embargo, resaltan dos aspectos principales: requieren historia de producción mayormente larga para una buena definición y al depender del factor de recuperación se pierde la sensibilidad de lo que falta por extraer en términos de reserva. Con base a lo anterior, se propuso cambiar la relación $\frac{N_p}{N}$ por $\frac{N_p}{ROA}$, de esta forma se puede observar

cuál es el grado de extracción de la reserva original de aceite (ROA), y el término de porcentaje de energía $\frac{P}{P_i}$ permanece sin cambios. Ahora bien, si se considera a un tiempo dado el comportamiento puntual de esta gráfica, quedaría para el caso de yacimientos Mesozoicos como se presenta en la Figura 3.

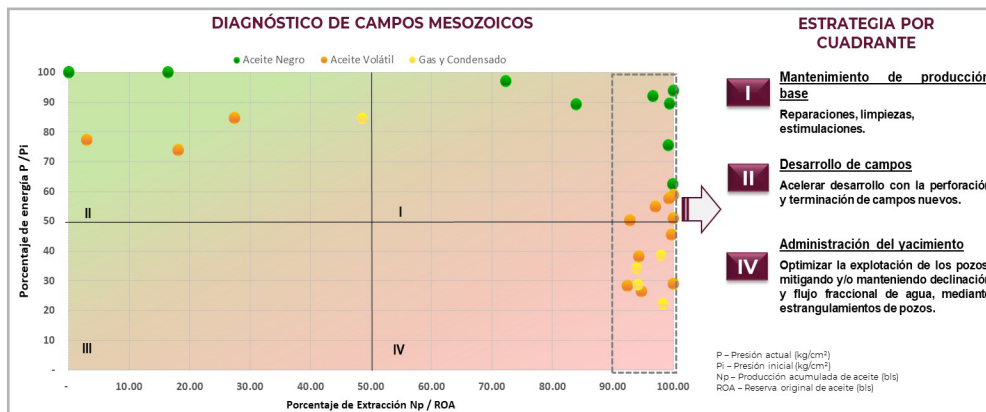


Figura 3. Gráfica con el diagnóstico de la energía vs extracción, caso yacimientos Mesozoicos.

De la figura anterior se destaca lo siguiente:

- **El cuadrante I**, ejemplifica que existen campos con altos porcentajes de energía (>70%), pero una extracción de más del 90% de su reserva original, lo que indicaría que son campos con alto empuje hidráulico y su problemática principal es el flujo fraccional de agua y repercusiones asociadas (incrustaciones de CaCO₃, canalizaciones, etc.).
- **El cuadrante II**, muestra aquellos campos que están en una fase inicial de su desarrollo, mantienen altos porcentajes de energía y la extracción de su reserva original es mínima, por lo que la actividad se centra en terminaciones básicamente.

- **El cuadrante III**, estaría asociado a aquellos campos que volumétricamente son pequeños y en poco tiempo pierden cantidades importantes de energía con poca extracción.
- **El cuadrante IV**, contiene aquellos campos que tienen una vida avanzada de explotación, que han perdido energía a causa de su extracción, siguiendo un comportamiento típico de un desarrollo sin implementación de un mecanismo adicional de recuperación secundaria. Las problemáticas asociadas se refieren principalmente a problemas de gas, agua, formación de condensados en la vecindad de pozos, asfaltenos, parafinas, incrustaciones, etc.

La gráfica básicamente se lee de izquierda a derecha y la coloración de fondo se refiere al grado de riesgo que existe en realizar intervenciones de mantenimiento a la producción base; así mismo, los colores de los marcadores ejemplifican el tipo de hidrocarburo que se produce.

Adicionalmente, se ha obtenido una gráfica de diagnóstico para yacimientos de la formación Terciario, lo anterior,

derivado de que muchos de los desarrollos recientes como campos nuevos son productores en este horizonte. Para este caso, se realiza una modificación a la relación que grafica el porcentaje de energía, pasando de $\frac{P}{P_i}$ a la relación $\frac{(P_i - P)}{(P_i - P_{ab})}$, donde P_{ab} es la presión de abatimiento.

Con este cambio de parámetro resulta más fácil visualizar qué yacimientos volumétricos del Terciario, (Figura 2), pueden perder energía de manera acelerada y quedar bastante reserva remanente; la implicación es que en términos de presión de abatimiento muestra la incapacidad de fluir a altas contrapresiones en las líneas de recolección, por lo que, abre la posibilidad a una mayor extracción y mejoramiento del factor de recuperación mediante la implementación de sistemas de reducción de contrapresión, así como el tiempo de oportunidad en la implementación de sistemas artificiales de producción y procesos de recuperación secundaria, éstos últimos demostrarían la continuidad en la presión o incluso el represionamiento del yacimiento durante la inyección. La gráfica de diagnóstico para el período Terciario se muestra en la **Figura 4**.

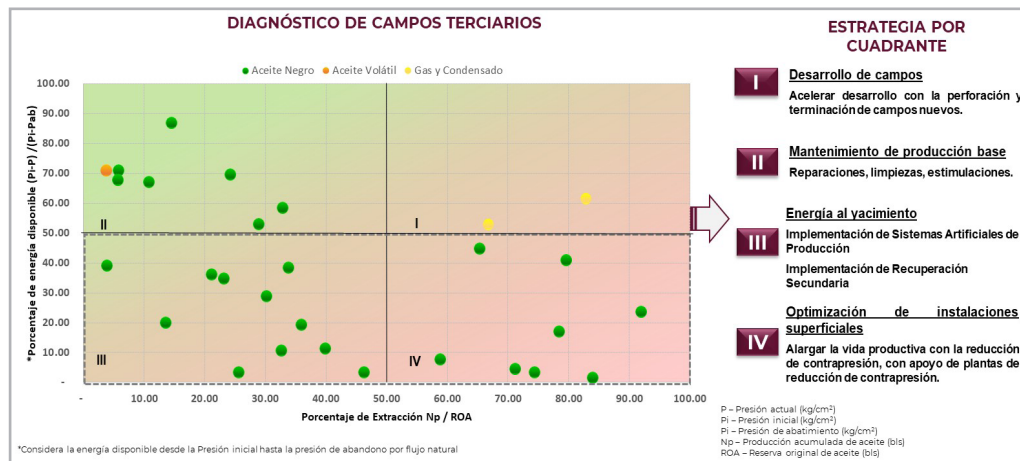


Figura 4. Gráfica de diagnóstico de la energía vs extracción, caso yacimientos Terciarios.

De la figura anterior se destaca lo siguiente para el caso de yacimientos Terciarios:

- **El cuadrante I**, ejemplifica que existen campos con porcentajes de energía por flujo natural por arriba del 50%, sin embargo, su extracción supera el 50% de su reserva original, lo anterior sugiere que pueden ser casos en donde únicamente aplique el

mantenimiento a la producción base (limpiezas y estimulaciones), ya que otros procesos pueden no ser rentables.

- **El cuadrante II**, muestra aquellos campos que están en una fase inicial de su desarrollo, mantienen altos porcentajes de energía por flujo natural y la extracción de su reserva original es mínima, por

lo que la actividad se centra en terminaciones básicamente.

- **El cuadrante III**, estaría asociado a aquellos campos que su energía por flujo natural se agota y la extracción de su reserva original está por debajo del 50%; lo anterior abre la oportunidad a la implementación de sistemas de reducción de contrapresión para la continuidad operativa de la producción, así mismo, presentan la oportunidad de implementar sistemas artificiales de producción y sistemas de recuperación secundaria.
- **El cuadrante IV**, contiene a aquellos campos que su vida productiva por flujo natural está al límite y ha recuperado un porcentaje de su reserva original superior al 50%; en caso de no haber implementado algún método para mejorar el factor de recuperación se estaría visualizando la declinación en la parte asintótica.

Similar al caso de la gráfica del Mesozoico, la coloración de fondo indica el grado de riesgo que existe en realizar intervenciones de mantenimiento a la producción base y proyectos especiales y los marcadores se refieren al tipo de hidrocarburos que se produce.

Gráficas especializadas de gasto normalizado vs tiempo de balance de materia

La siguiente gráfica diagnóstico surge a partir de la necesidad de establecer el comportamiento de un campo con alta irrupción de agua, conocer su comportamiento futuro una vez que se presenta una alta declinación de la producción de aceite y llega a la parte asintótica. Su conceptualización y empleo se da en 2018 por **Petríz et al.**², y aunque inicialmente se trabajó para diferentes campos de la regiones marinas y Región Sur de México, se pueden efectuar acotaciones al tipo de formación o un conjunto de campos de un activo.

La relación elemental de la gráfica está basada en normalizar el gasto de producción respecto al gasto máximo alcanzado del campo $\frac{Q_o}{Q_o \text{ máx}}$, lo que permite establecer el punto máximo de producción en el desarrollo del campo y la declinación posterior hasta llegar a la parte asintótica o también denominada "tail production". En el eje temporal, la gráfica se puede presentar contra el tiempo transcurrido Δt , o bien, contra el tiempo de balance de materia (TBM), $\frac{N_p}{Q_o}$, lo que resulta útil al ser una referencia directa del ritmo de extracción. La **Figura 5** presenta la gráfica diagnóstico tanto para yacimientos del Mesozoico como para Terciarios.

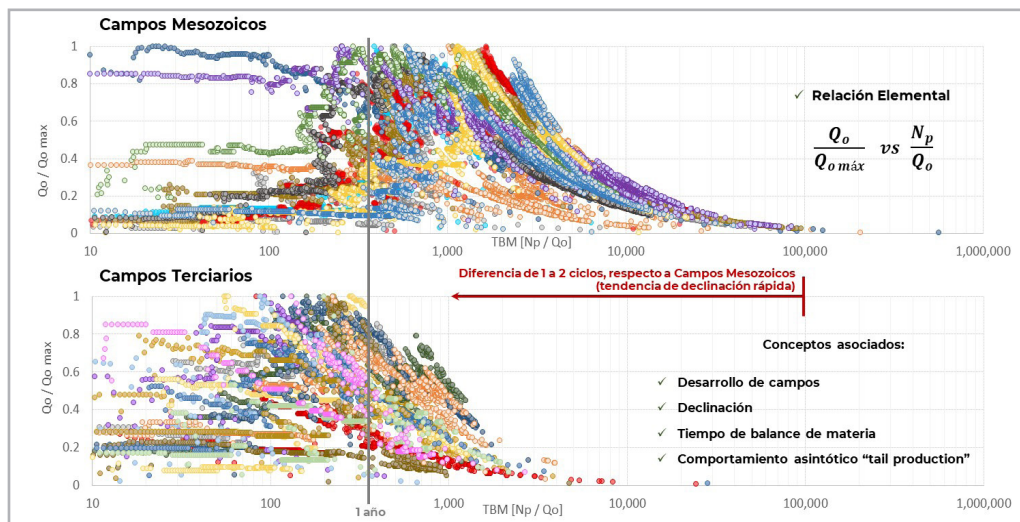


Figura 5. Gráfica especializada de declinación para los períodos Mesozoico y Terciario.

Dos aspectos relevantes se deducen de la gráfica anterior:

- El volumen original de los campos Mesozoicos es mayor a los de Terciario, por lo que los puntos máximos de producción se alcanzan en un tiempo mayor, aunque es importante señalar que existen otros factores clave como el desarrollo de la estrategia, profundidad de los objetivos, tiempos de perforación, eficiencia de los equipos, etc.; sin embargo, la gráfica demuestra que los problemas asociados a la declinación son más inmediatos en un desarrollo de Terciario como se mostró en la gráfica de energía vs extracción explicada anteriormente, básicamente por tener volúmenes originales de hidrocarburos menores.
- Al ser una gráfica semilogarítmica, la parte asintótica de varios campos está en una diferencia de un orden de magnitud para los tiempos de balance de materia, lo que significa que todo lo nuevo que se incorpore de Terciario en su mantenimiento a la producción base será puntual y sus beneficios se obtendrán en el corto plazo; resalta el hecho de administrar cuotas de producción iniciales, establecer estrategias de

mantenimiento de presión y sistemas artificiales de producción, principalmente con visión a desarrollos prospectivos.

Así mismo, las gráficas presentadas son consistentes con los diagnósticos previos de ciclo de vida de los yacimientos y los cuadrantes de las gráficas de energía vs extracción, presenta un soporte adicional a la etapa donde se encuentran muchos de los campos del caso de estudio, sin dejar de utilizar sus beneficios adicionales, como es, el soporte para proyecciones de la declinación de campos.

Gráficas de restitución

El último elemento de diagnóstico está basado en un concepto simple relacionado con el comportamiento de la producción base e incremental para un campo, activo o región. La **Figura 6** muestra el comportamiento de producción de 2021-2022 para el caso de estudio, en que se grafica la producción base, asociada a dos iniciativas de reducción de contrapresión (baterías flotantes y plantas reductoras de contrapresión), la producción incremental de terminaciones de pozos y factores de declinación.

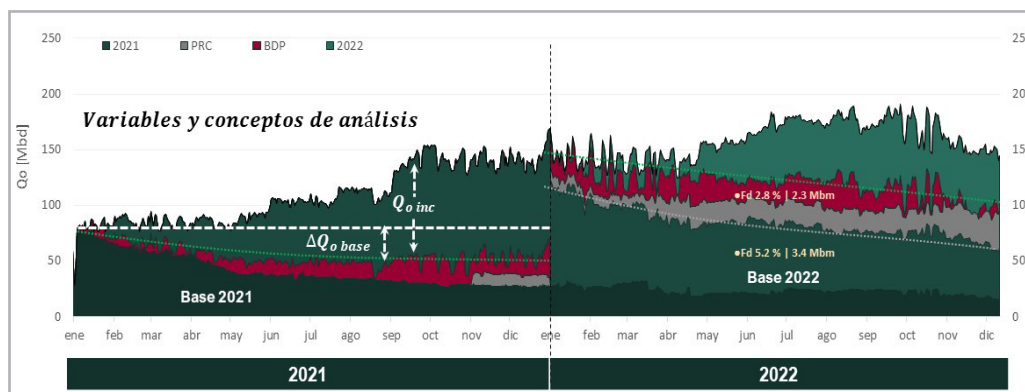


Figura 6. Comportamiento de la producción 2021-2022 con las variables involucradas.

La información de 2021 se utilizará para definir variables y conceptos de análisis, resaltando lo siguiente:

- La línea punteada, es un valor que se toma como punto de partida de la producción, considerando, que el comportamiento óptimo fuese una plataforma constante de producción, es decir, una estrategia con

cuotas administradas con base en la optimización de la energía del yacimiento.

- Las iniciativas de producción por concepto de reducción de contrapresión (para campos del Terciario, por lo comentado en los diagnósticos anteriores), se grafican separadas de la producción base; esto toma relevancia por el hecho de que

el uso de baterías flotantes en campos marinos, presenta intermitencia en sus operaciones por malas condiciones climatológicas.

- El término $\Delta Q_{o\ base}$ se toma del valor Q_o de referencia (línea punteada), hacia la producción base, o bien a la producción base con iniciativa.
- El término $Q_{o\ inc}$ se toma de la producción base (o producción base con iniciativa), hacia la producción incremental.

- La relación $\frac{Q_{o\ inc}}{\Delta Q_{o\ base}}$ es lo que se llamará el factor de restitución, mismo que podemos asemejar al termino factor de reemplazo que se utiliza en recuperación secundaria. La gráfica de restitución de la Figura 6 se muestra en la **Figura 7** y corresponde a datos del desarrollo de campos nuevos del Terciario.

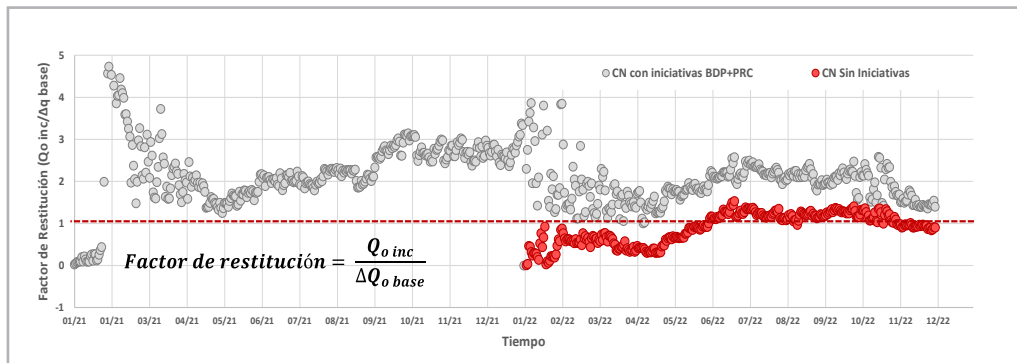


Figura 7. Gráfica de restitución de campos nuevos Terciarios con y sin iniciativas 2021-2022

De la figura anterior, cuando el factor de restitución es igual a la unidad significa que por cada barril que se declina se restablece un barril de producción, por lo que, se hace evidente que para estar en valores arriba de 1 es necesario incorporar más pozos a producción (dependiendo de la estrategia de desarrollo), y en este caso del uso de iniciativas de reducción de contrapresión para la continuidad operativa del flujo en yacimientos Terciarios. Nótese también que el efecto de las baterías flotantes provoca dispersión a finales e

inicio de cada año, por lo que se recomienda el tratamiento de datos para suavizar la dispersión.

La **Figura 8** muestra el mismo ejercicio de la gráfica de restitución, pero se hace uso de un promedio móvil para suavizar datos al incluir iniciativas de producción; así mismo, se adicionaron factores de declinación en la restitución para el periodo 2022.

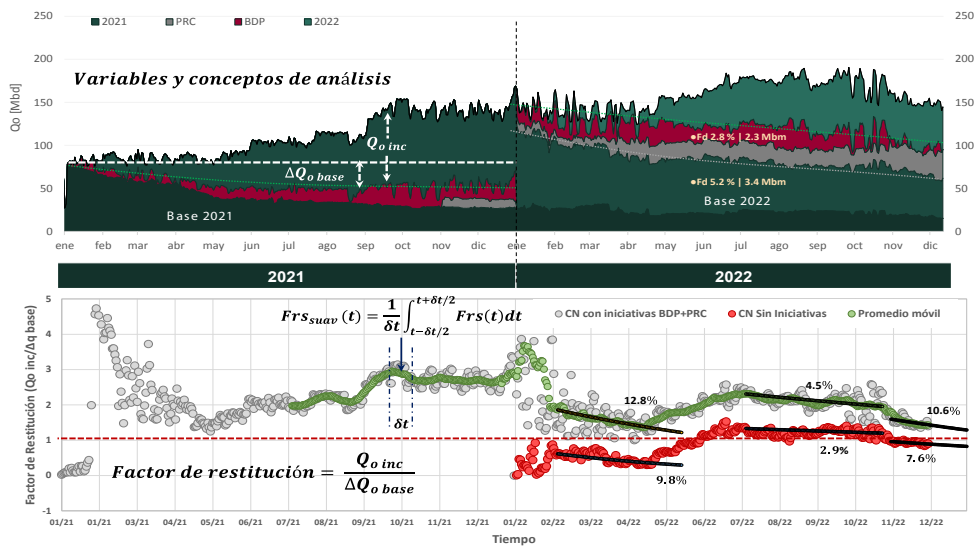


Figura 8. Gráfica de restitución suavizada de campos nuevos con y sin iniciativas 2021-2022.

La figura anterior muestra que el promedio móvil utilizado sigue la tendencia general de los datos dispersos, lo que permite definir mejores etapas de análisis en el periodo 2022. Se observa de la gráfica de producción, que la base de 2021 es prácticamente asintótica (corroborado de gráficas especializadas previamente), y la base 2022 presenta una declinación más pronunciada; no obstante, la actividad

de iniciativas y los incrementales permiten una buena restitución en el año. Sin embargo, un aspecto relevante esperado se presenta al momento de calcular los factores de declinación de la gráfica de restitución, se observa que éstos incrementan al momento de incluir las iniciativas como se muestra en la **Tabla 1**.

Factores de declinación sobre la restitución (%)		
Periodo	Sin iniciativas	Con iniciativas
ene-abr	9.8	12.8
jul-oct	2.9	4.5
nov-dic	7.6	10.6

Tabla 1. Variación de los factores de declinación al incluir la restitución.

Lo anterior explica fundamentalmente que al no existir un soporte adicional de energía (ausencia de acuífero activo o proyecto de mantenimiento de presión), y presentar un depresionamiento fuerte en campos del Terciario, si bien, las iniciativas mantienen el flujo a otra condición de presión de abatimiento continua existiendo extracción acelerada y por consiguiente incrementa la declinación, esto último es importante ya que el concepto de atenuación por incremento de actividad física, en realidad incorpora

producción adicional que propiciará a una declinación más rápida y estabilización a los niveles gobernados por las partes asintóticas que se mostraron en la Figura 5, observadas también en la Figura 8.

Otro ejemplo de estos conceptos se muestra en la **Figura 9**, en la cual se presenta la producción total del caso de estudio, considerando campos de Mesozoico, Terciario e iniciativas de reducción de contrapresión.

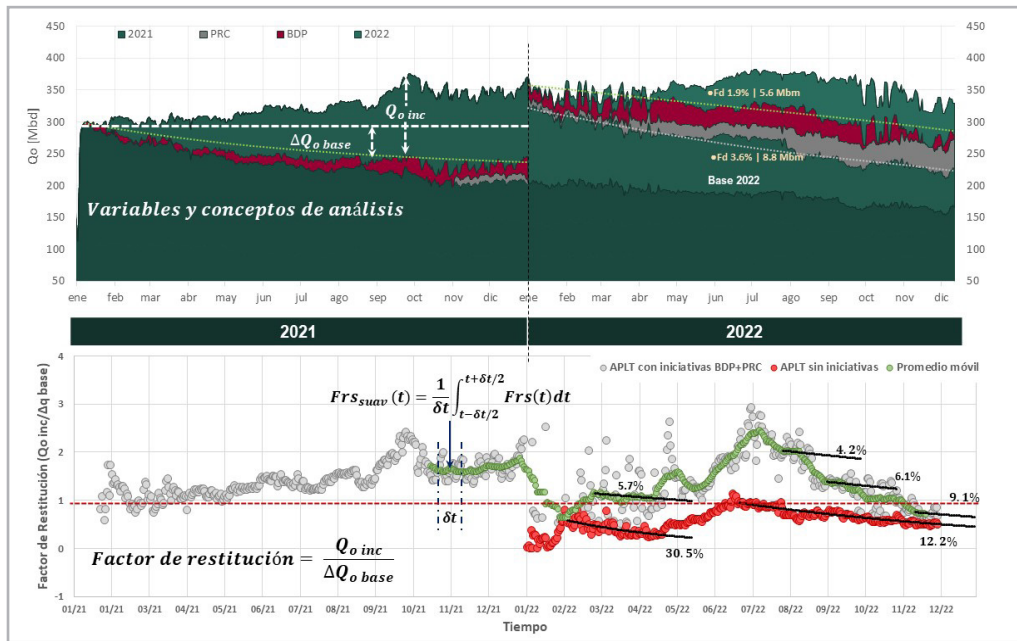


Figura 9. Gráfica global de restitución del caso de estudio, con y sin iniciativas 2021-2022.

Similar al caso presentado de campos nuevos, la Figura 9 muestra que el factor de declinación mensual sin iniciativas es de 3.6% (equivalente a 8.8 mb al mes), mientras que con iniciativas se atenúa a 1.9% (equivalente a 5.6 mb al mes),

sin embargo, utilizando el factor de restitución y aplicando declinación, se obtienen las variaciones mostradas en la **Tabla 2**.

Factores de declinación para el escenario de la restitución (%)		
Periodo	Sin iniciativas	Con iniciativas
1. ene-abr	30.5	5.7
2. may-jul	Periodo dominado por terminaciones	
3. ago	12.2	4.2
4. sep-oct		6.1
5. nov-dic		9.1

Tabla 2. Variación de los factores de declinación para la restitución.

Como se puede observar en la tabla anterior, se incluye una subdivisión por periodos para una explicación más precisa de eventos; en el primer periodo se tiene actividad física mínima, por lo que la declinación de la restitución sin iniciativas es muy grande. Al incorporar iniciativas pasa de 30.5% a 5.7% promedio mensual; para el segundo periodo existe un efecto combinado de mayor mantenimiento a la producción base en conjunto con

terminaciones, por lo que la tendencia es ascendente, sin embargo, se aprecia que del periodo 3 al 5 se mantiene un promedio mensual de 12.2% para la restitución sin iniciativas, no así al incluir incrementales e iniciativas, ya que si bien se atenúa este factor, tiende de forma progresiva a incrementar, dándose la misma situación que el primer caso de los campos del Terciario.

Expresado de otra manera, la producción acelerada para obtener producción temprana en tiempo, tenderá a restablecer sus valores dominados por las fases asintóticas ya mencionadas, concluyendo que existen etapas de planeación de los proyectos en las cuales considerar una administración de cuotas de producción ante la falta de recursos presupuestales, o retrasos en estrategias de mantenimiento de presión, siempre representará una mejor opción desde el punto de vista de maximizar los factores de recuperación.

Análisis de la variación de la producción

De acuerdo con lo expuesto en la primera sección, los elementos que impactan a la producción están sustentados

en diferentes gráficos de diagnóstico, que permiten un mejor análisis de las propuestas que se realizan para cumplir programas operativos de producción. Sin embargo, ante la inminente declinación de los campos, es necesario conocer de manera específica como se pierde o gana producción, situación que en ocasiones es difícil observar cuando se calcula la declinación, ya que este cálculo se enfoca en periodos donde las oscilaciones de producción se promedian a un comportamiento exponencial.

Derivado de lo anterior, el trabajo presente se enfoca mediante esta sección a tratar de resolver esta problemática de manera sistemática, permitiendo así un seguimiento puntual y ordenado de los eventos y comportamientos que impactan a la producción.

Metodología de primera fase, (variación declinación-incremental en la producción base)

En este punto se establece una consideración importante, los cálculos de la declinación exponencial están justificados por el hecho de que, en su gran mayoría, todos los campos del caso de estudio han alcanzado sus fronteras físicas y en régimen pseudoestacionario; esta declinación es la que mejor representa y proyecta el comportamiento futuro, de tal forma que, la producción se representa por:

$$Qo_D = (Qo_i * f_d)_T \quad (1)$$

Si se considera que la producción que declina es un elemento de la totalidad de la producción que se pierde o decremента, entonces se podrían adicionar aquellos eventos, principalmente de índole operativa, que impactan la producción, por lo que para considerar estos eventos se puede utilizar la expresión siguiente para n eventos operativos:

$$Qo_{DT} = (Qo_i * f_d)_T + \sum_{i=1}^n Qo_{iOP} \quad (2)$$

donde:

$$\sum_{i=1}^n Qo_{iOP} = \text{Eventos operativos}$$

Lo anterior se puede ilustrar en la **Figura 10**, considerando para un periodo mensual la declinación y un supuesto de seis eventos operativos.

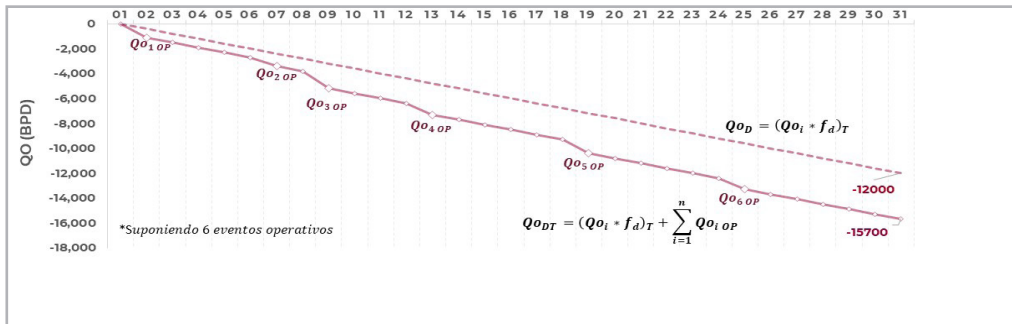


Figura 10. Gráfica ilustrativa de la declinación y decrementos totales de producción.

Como se mencionó en párrafos anteriores, la declinación considera periodos donde las oscilaciones de producción se promedian a un comportamiento exponencial; sin embargo, estas variaciones se pueden expresar en términos de una desviación a la tendencia normal que debiese seguir la declinación, siendo ésta, para un periodo dado la sumatoria de eventos definida como:

$$Qo_{T desv} = \sum_{i=1}^n Qo_{i desv} \tag{3}$$

Para un periodo de análisis específico, las acotaciones a lo proyectado por declinación total (ecuación 1), sugieren que las desviaciones de la ecuación 3 a la tendencia normal de la declinación deberán complementarse a lo estimado inicialmente (en secciones posteriores se verificará este concepto al balancear los resultados), por lo que el término de gasto complemento a la declinación al final del periodo de análisis resultará de la forma siguiente:

$$Qo_{Tcomp} = (Qo_i * fd)_T - \sum_{i=1}^n Qo_{i desv} \tag{4}$$

Una vez establecidas estas relaciones es necesario discretizar los conceptos por los cuales se ve afectada la producción; en el caso de estudio, las áreas de operación, productividad y yacimientos detectan tres rubros generales: flujo fraccional de agua, aseguramiento de flujo y pérdida de presión de yacimiento; lo anterior, no es limitativo y se puede extender a otras problemáticas, por ejemplo, problemas de alta producción de gas.

Para la discretización del decremento de producción total por concepto de flujo fraccional de agua se tiene:

$$Qo_{DTfw} = Qo_{Tcomp} * \left[\frac{(Qo_i * fd)_{fw}}{(Qo_i * fd)_T} \right] + \sum_{i=1}^n Qo_{i desv fw} \tag{5}$$

donde: $(Qo_i * fd)_{fw}$ es la declinación de la producción por efecto del flujo fraccional de agua y $\sum_{i=1}^n Qo_i desv fw$ es la desviación a lo programado debido a la pérdida de producción por este concepto. Siguiendo este razonamiento, los conceptos de aseguramiento de flujo y de presión de yacimiento quedan expresados de la forma siguiente:

Decremento de producción total por aseguramiento de flujo:

$$Qo_{DT Af} = Qo_{Tcomp} * \left[\frac{(Qo_i * fd)_{Af}}{(Qo_i * fd)_T} \right] + \sum_{i=1}^n Qo_i desv Af \quad (6)$$

Decremento de producción total por desviaciones de la presión del yacimiento:

$$Qo_{DT Pyac} = Qo_{Tcomp} * \left[\frac{(Qo_i * fd)_{Pyac}}{(Qo_i * fd)_T} \right] + \sum_{i=1}^n Qo_i desv Pyac \quad (7)$$

Finalmente, la producción decremental total discretizada se expresa en la forma siguiente:

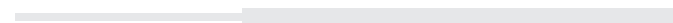
$$Qo_{DT} = Qo_{DT fw} + Qo_{DT Af} + Qo_{DT Pyac} + \sum_{i=1}^n Qo_i OP \quad (8)$$

Por otra parte, todas aquellas actividades que representan un incremental de producción tal como: estimulaciones, limpiezas de aparejo, implosiones, remoción de orgánicos, limpieza de bajantes, trabajos en pozos, etc., se pueden agrupar en una sola expresión como:

$$Qo_{T inc} = \sum_{i=1}^n Qo_i inc \quad (9)$$

Resulta evidente que mientras que la producción total a incrementar consta de un solo término, la disminución en la producción total tiene cuatro (con la inclusión de la declinación natural en tres de ellos), por lo que, en fases críticas de la declinación de producción, la restitución sería un proceso difícil sin estrategias de administración de yacimientos.

La gráfica de análisis compara las ecuaciones propuestas en el seguimiento diario, quedando como muestra en la **Figura 11**, en la que ilustrativamente se suponen nueve actividades de incremento de producción y la declinación con seis eventos operativos adicionales.



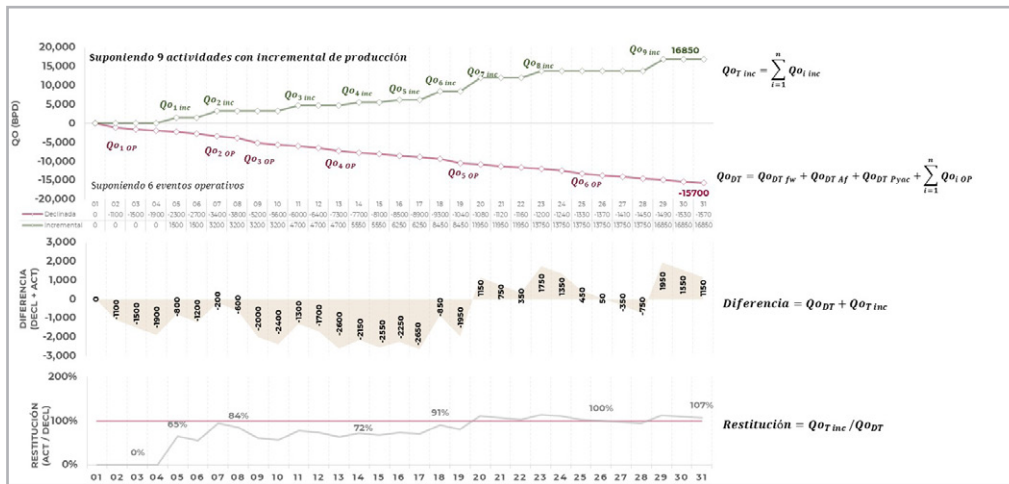


Figura 11. Comparativa incremento-decremento de producción diaria.

Se observa que dos relaciones adicionales se desprenden para el análisis de las variaciones de producción; la primera es la diferencia entre incremento y decremento de producción, expresada como:

$$Diferencia = Qo_{DT} + Qo_{T inc} \tag{10}$$

Y la segunda es la restitución de producción base, expresada por la ecuación 11:

$$Restitución = \frac{Qo_{T inc}}{Qo_{DT}} \tag{11}$$

La Figura 11 presenta el análisis completo de las variaciones de producción en un mes ordinario; ilustra que tan eficiente es la actividad física que se realiza y principalmente en qué momento se podría restituir a niveles positivos de producción, con el nivel de detalle diario de todos los eventos registrados.

Metodología de segunda fase, (variación de producción incremental y su declinación)

La primera fase ejemplificó como se dan las variaciones de producción en función de la declinación, movimientos operativos y la actividad realizada de mantenimiento a la producción base, en esta segunda fase muestra el

comparativo en producción de la actividad programada con respecto al resultado final para una evaluación global.

El concepto utilizado es muy simple y de uso amplio para diferentes áreas; en este caso se utilizarán las actividades programadas para incorporar producción a realizarse en un año y se graficará de manera puntual acumulada, para posteriormente graficar la actividad ejecutada en el mismo sentido y finalmente, a un periodo final de evaluación la producción de la misma actividad ejecutada; lo anterior, de manera global ilustrará en que grado declinan las intervenciones de mantenimiento a la base. Las siguientes métricas y relaciones se establecen para las gráficas de diagnóstico.

Gasto del programa base para cada intervención:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Prog} \quad (12)$$

Gasto real obtenido al final de cada intervención:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Real} \quad (13)$$

Gasto actual de la intervención, el cual, a un tiempo dado se ve afectado por la declinación:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Actual} \quad (14)$$

En el sentido estricto, las variables definidas deben cumplir la relación siguiente:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Real} \geq \sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Prog} > \sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Actual} \quad (15)$$

La declinación asociada a las actividades realizadas a un periodo final de evaluación, sería:

$$\sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Real} - \sum_{i=1}^n \Delta Qo_{i\ Actual} \quad (16)$$

Quedando finalmente la gráfica de diagnóstico que se muestra en la **Figura 12**; de manera ilustrativa se analiza un periodo anual con 25 actividades realizadas.

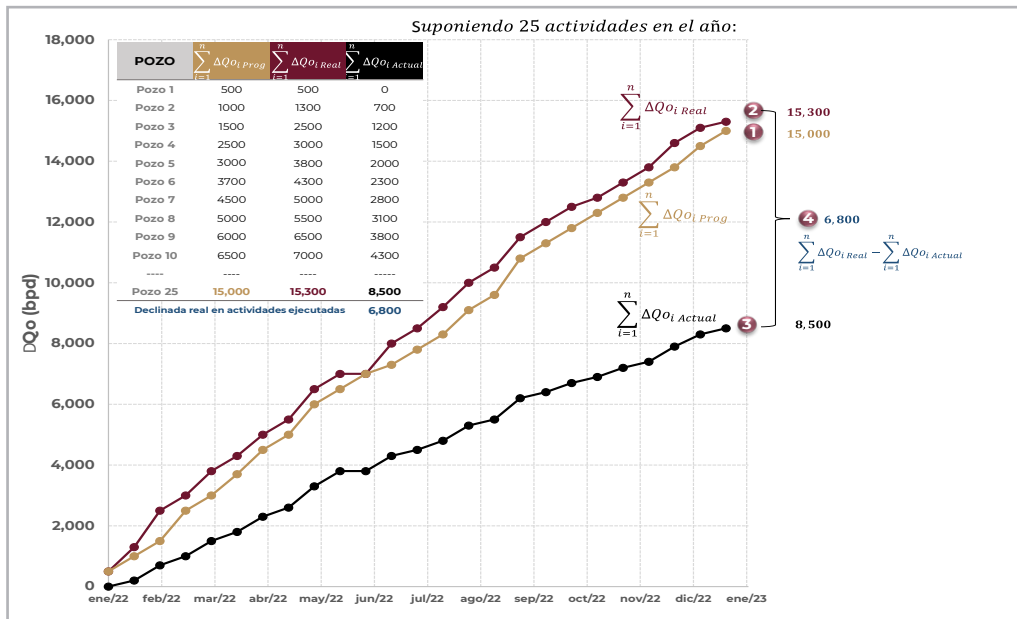


Figura 12. Evaluación de actividad física, efectividad y declinación.

Aplicación de la metodología de primera fase

Declinación de la producción base

Para ilustrar la metodología propuesta, emplearán los datos de producción reales de un activo de producción en el año 2022, específicamente el mes 6 del año en curso. De acuerdo con el seguimiento y análisis de los pozos productores, se espera una declinación de 12,353 barriles, es decir, 427 bpd. De los 28 yacimientos que se administran, la distribución de esa declinación se encuentra en 44% por caída de presión de yacimiento, 36% por problemas de producción de agua y 20% por aseguramiento de flujo.

Durante el curso del mes, se identificaron dos pozos con tendencia de igualación de presiones en superficie por caída de presión del yacimiento, cuatro pozos con incrementos de flujo fraccional de agua, uno con inestabilidad por producción de agua, un cierre por alto flujo fraccional de agua y dos pozos con problemas por aseguramiento de flujo. Estos eventos fueron considerados dentro de la declinación esperada, totalizando una pérdida de producción de aceite de 12,353 bls en el mes. Adicionalmente se identifican seis eventos operativos, los cuales se discretizan mayormente en efectos de contrapresión en pozos en flujo subcrítico, totalizando una pérdida adicional a la declinación, de 6,271 bls. De acuerdo con lo anterior, en el mes seis, se tiene una pérdida total de producción a la base de 18,654 bls el resumen se presenta en la **Figura 13**.

$$Q_{DT} = Q_{DT fw} + Q_{DT Af} + Q_{DT Pyc} + \sum_{i=1}^n Q_{oi OP}$$

Pozo	Problemática	Diagnóstico	Impacto ΔQo (bpd)	Programa
Pozo I3	Incremento Fw 34-38%	Incremento Fw	-243	Estrangular pozo
Pozo X2	Inestabilidad, tendencia abatimiento	Alto Fw	-722	Estrangular/Posible candidato a CEA
Pozo P41	Incremento Fw 78-85%	Incremento Fw	-455	Estrangular/Posible candidato a CEA
Pozo U3	Igualación de presiones en superficie	Alto Fw	-53	Cierre para segregación de fluidos
Pozo I45	Cierre	Alto fw	-1,383	
Pozo X94	Incremento Fw 68-76%	Incremento Fw	-1,087	Propuesto para RMA
Otros pozos	Afectación por fw	Presencia de fw	≈ -2,396	Estrangular y/o EST RPM
Subtotal por flujo fraccional de agua			-6,339	
Pozo K101	Igualación de presiones en superficie	Baja energía de yacimiento	-874	Implosión
Pozo I27	Declinación natural presión producción	Tendencia de presión de yacimiento	-543	
Otros pozos	Declinación natural presión producción	Tendencia de presión de yacimiento	≈ -2,928	Alinear a BDP/ PRC o Conversión BN
Subtotal presión de yacimiento			-4,345	
Pozo Y200	Tendencia de igualación de presiones	Declinación natural, deposición de material y alta contrapresión	-179	Limpieza de aparejo y/o alineación a barco de barco de proceso
Pozo P-IDL	Igualación de presiones en superficie	Baja capacidad de flujo	-189	Trabajar pozo
Otros pozos	Generación de incrustaciones	Deposición de orgánicos e inorgánicos	≈ -1,331	LIMP BA3 y/o LIMP AP y/o EST
Subtotal por aseguramiento de flujo			-1,699	
Red Centro de Proceso 3	Entrada 2 pozos alto potencial	Incremento de contrapresión	-1,224	
Red Centro de Proceso 2	Entrada 1 pozo de alto potencial	Incremento de contrapresión	-1,567	
Pozo Y200	Igualación de presiones en superficie	Alta contrapresión	-183	
Red Centro de Proceso 2	Estimulación de 1 pozo de alto potencial	Incremento de contrapresión	-1,626	
Pozo C3, C5	Igualación Ptp=Pbaj	Alta contrapresión y baja Pws	-49	
Pozo T3	Tendencia Ptp=Pbaj	Alta contrapresión y baja Pws	-1,622	
Subtotal por contrapresión			-6,271	
			-18,654	

Declinada 29 días
≈ -427 bpd (-12,383)

Figura 13. Eventos de declinación de producción a la base, mes 6.

Producción incremental a la base

Por otro lado, la actividad física permitió un incremental de 19,527 bls, con 2 tratamientos en pozos con agua, 5 limpiezas de aparejo con estimulación, 14 limpiezas de bajantes en

pozos con incrustaciones, 1 tratamiento de implosión, 1 conversión de pozo fluyente a bombeo neumático; así como, beneficios de reducción de contrapresión con pozos fluyendo a baterías flotantes y plantas de reducción de contrapresión, el resumen se presenta en la **Figura 14**.

$$Q_{DT inc} = \sum_{i=1}^n Q_{oi inc}$$

Pozo	Problemática	Actividad ejecutada	Fecha	Impacto ΔQo (bpd)
Pozo X400	Incrustaciones	Limpieza de aparejo, Estimulación y estrangulamiento	25/6/2022	716
Pozo M135	Incrustaciones	Limpieza de aparejo y Estimulación	26/6/2022	899
Subtotal por flujo fraccional de agua				+1,615
Pozo X36	Incrustaciones	Limpieza de aparejo y Estimulación	05/6/2022	552
Pozo P37	Daño	Estimulación	11/6/2022	2,329
Pozo X5	Deposición de orgánicos	Limpieza de aparejo y Estimulación	18/6/2022	1,326
Pozo X2	Deposición de inorgánicos	Limpieza de aparejo y Estimulación	19/6/2022	2,173
Pozo X600	Incrustaciones	Limpieza de aparejo y estrangulamiento	27/6/2022	2,003
14 pozos, diferentes campos	Incrustaciones	Limpieza de bajantes	5-30/6/2022	321
Subtotal por aseguramiento de flujo				+ 8,692
Pozo K101	Igualación Ptp=Pbaj	Implosión con barco	05/6/2022	944
Pozo Y49	Orgánicos y baja energía	Limpieza de aparejo y conversión BN	21/6/2022	1,428
Subtotal por presión de yacimiento				+ 2,372
Pozo Y200	Alta contrapresión	Alineación hacia Barco Proceso	10/6/2022	1,433
Pozo T3	Alta contrapresión	Alineación hacia Barco Proceso	18/6/2022	3,128
4 pozos campo Y	Alta contrapresión	Cambio de BDP (Lineas 3" a 4")	22/6/2022	1,794
Pozo M2	Alta contrapresión	Alineación a PRC	27/6/2022	493
Subtotal por contrapresión				+ 6,848
				+ 19,527

Figura 14. Eventos de incorporación de producción a la base, mes 6.

Variación de la producción a la base

Aplicando la metodología de este artículo, en la **Figura 15** se muestra el comportamiento diario de incorporación y declinación de la producción a la base, visualizando que hasta el día 21 la declinación es mayor a la incorporación, llegando a un máximo de 85% de restitución.

Sin embargo, para el día 22 se inicia un restablecimiento de la producción, debido a la aceleración de actividad por la puesta en operación de un barco catenaria, que coadyuvó con dos intervenciones; así como, la libranza para intervenir tres pozos de alto potencial, que generaron beneficios de producción altos; con esto, se llegó a una restitución de la declinación del 106%.

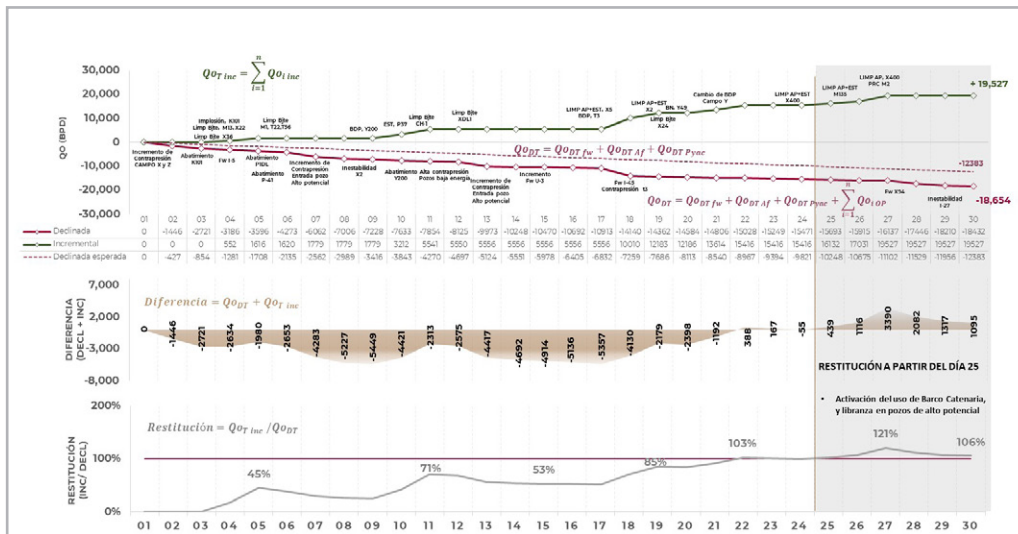


Figura 15. Variación de la producción base, mes 6.

Comprobación de la metodología

Una forma para comprobar que la metodología tiene resultados satisfactorios, se grafica la producción real, discretizada en base e incremental, refiriéndose como incremental a sólo actividad de terminación de pozos. Se espera que la diferencia de inicio a fin de mes sea

correspondiente con el último valor de la variación de producción.

En la **Figura 16**, se muestra que para el mes 6 se tiene un valor final de +1,095 bls; del comportamiento de la producción real, se observa una declinación de -7,200 bls.

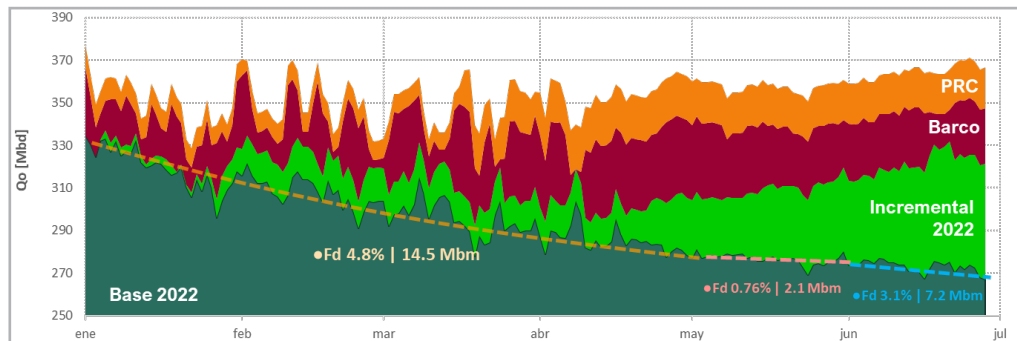


Figura 16. Comportamiento de producción real, ene-jun.

A primera instancia, los valores no son coincidentes, e incluso, son incoherentes al presentar beneficio en uno y pérdida en otro. Sin embargo, las gráficas incrementales 2022, baterías flotantes y plantas reductoras de contrapresión, contienen datos que se muestran en el análisis de la variación de la producción.

Para discretizar lo anterior, se ejecuta un ejercicio de balance de producción analizando por concepto el incremental y declinada; y finalmente eliminando los conceptos que están en las gráficas incrementales 2022, baterías flotantes y plantas reductoras de contrapresión, para un total de -8,304 bls; con esto sólo se tiene una diferencial de 1,100 bls respecto al comportamiento real, teniendo un porcentaje de error del 13%, como se muestra en la **Figura 17**.

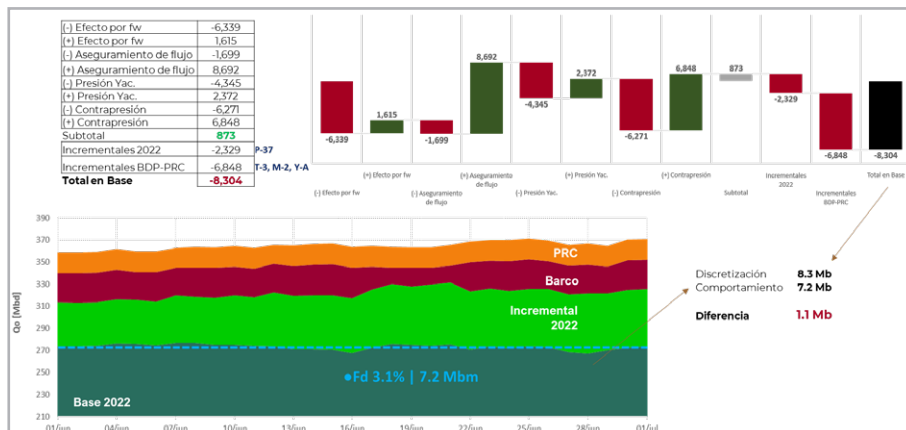


Figura 17. Comprobación de la variación de la producción base y comportamiento real de base, mes 6.

Aplicación de la metodología al desempeño anual

Una extensión adicional de la metodología se puede utilizar para observar el comportamiento mes a mes en el año de evaluación; la **Figura 18** muestra este caso y lo combina

con otras estadísticas, como son el comportamiento de las baterías flotantes, su efecto por malas condiciones climatológicas y las repercusiones en las oscilaciones de los incrementos y decrementos de la producción, todo ello con el sustento mensual similar al presentado en la sección 3.3.

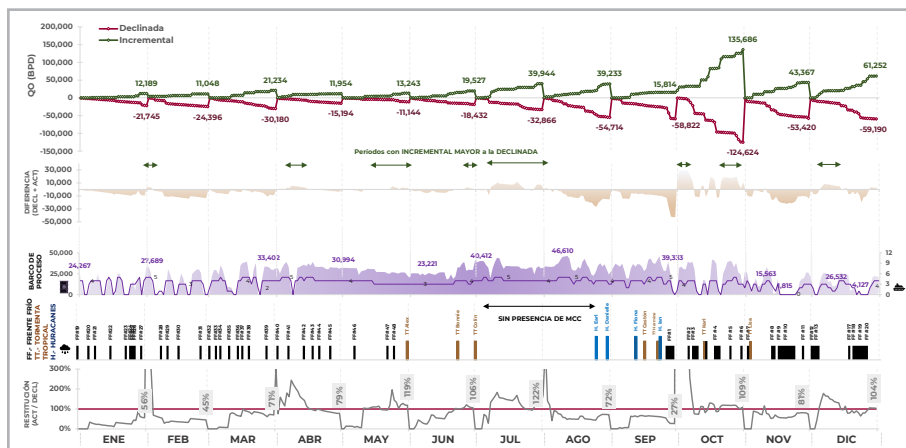


Figura 18. Extensión del análisis de variaciones al desempeño anual.

De igual forma se puede visualizar qué rubros afectaron en mayor y menor proporción durante el año, **Figura 19**, resultando evidente, de acuerdo con lo comentado a lo largo del estudio, que la afectación por efectos de contrapresión en yacimientos del Terciario, es la más

importante, disminuida por la mitigación que se realiza vía baterías flotantes, ya que al depender su continuidad de las condiciones climatológicas provocan impactos importantes a la producción.

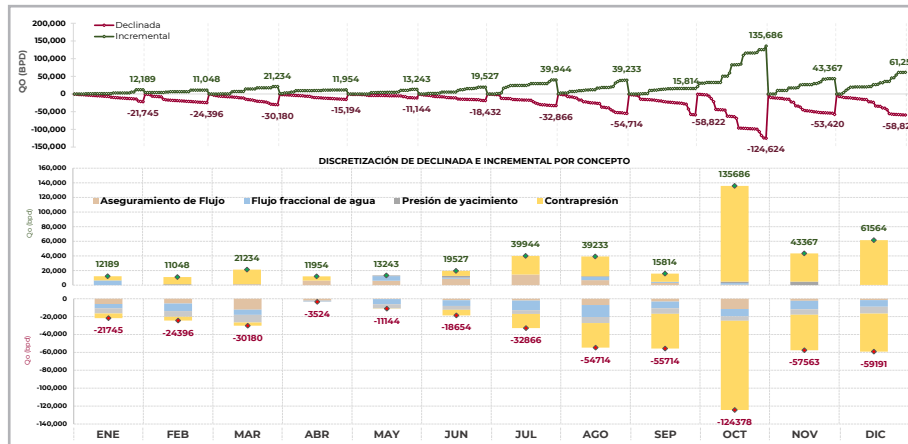


Figura 19. Análisis de las variaciones anuales con rubros de mayor impacto a la producción.

Aplicación de la metodología de segunda fase

Finalmente, se muestra en la **Figura 20** la aplicación de la metodología denominada de segunda fase en la sección 2.2. Ésta considera todas las actividades de mantenimiento a la base ejecutadas durante el 2022.

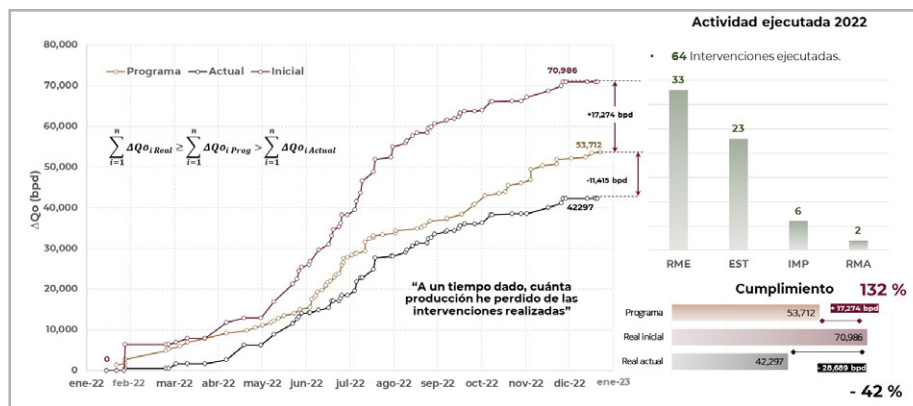


Figura 20. Eficiencia de la producción en actividades a la producción base y declinación.

Nótese que como cumplimiento a un programa de producción es bastante atractivo, con un cumplimiento de 132% (equivalente a 17,274 bpd respecto a lo esperado por programa). Se ha llevado a cabo un trabajo significativo relacionado con pozos de alto potencial en el periodo mayo

– agosto, un cambio de pendiente de agosto – noviembre por actividades programadas a pozos de menor potencial y efectos de las malas condiciones climatológicas, y para el mes de diciembre la actividad es nula manteniendo una pendiente recta.

Adicionalmente, se observa que el gasto actual al final del año de las actividades realizadas está fuertemente afectado por la declinación; las pendientes de ascenso se hacen más suaves, aunque si bien el periodo mayo – agosto aún conserva un ascenso prominente, derivado de que los pozos intervenidos en este periodo corresponden a yacimientos de alta capacidad de flujo, con un empuje hidráulico fuerte. No obstante, se determina que hay una pérdida de 28,689 bpd por efecto de declinación correspondiente a los diagnósticos y análisis realizados en las secciones anteriores.

Conclusiones

El estudio mostrado presenta elementos de diagnóstico que fortalecen aspectos importantes de la declinación de la producción y el comportamiento de los campos, dos de ellos documentados y presentados recientemente y dos adicionales también desarrollados en años recientes, pero documentados por primera vez en este trabajo.

La metodología presentada ha resultado exitosa en el seguimiento al comportamiento de la producción, así mismo, la base de análisis parte tanto de conceptos novedosos como de uso común con cambio de enfoque. La flexibilidad de la metodología en su concepto base, permite incluir o eliminar conceptos de discretización, lo que es útil para su adaptación a cualquier problemática adicional de acuerdo con el tipo de campo, fluido, etc.; o bien, acotar el horizonte de tiempo a analizar.

Se ha fortalecido de manera proactiva la interrelación operación-yacimientos-productividad, en el seguimiento de la metodología presentada, con resultados excelentes. Así mismo, el seguimiento continuo de la metodología es la base para la generación de estadísticas que evalúen y discreticen los eventos que afectan el comportamiento de la producción.

Nomenclatura

P_i -	Presión inicial (kg/cm ²)
P -	Presión actual (kg/cm ²)
P_{ab} -	Presión de abatimiento (kg/cm ²)

N_p -	Producción acumulada (mmb)
N -	Volumen original de aceite (mmb)
ROA -	Reserva original de aceite (mmb)
TBM -	Tiempo de balance de materia (día)
F_d -	Factor de declinación (%)
Q_o -	Gasto de aceite (bpd)
Q_{o máx} -	Gasto máximo alcanzado de aceite (bpd)
Q_{o inc} -	Gasto incremental aceite desde un punto base (bpd)
ΔQ_{o base} -	Gasto máximo alcanzado de aceite (bpd)
F_{rs} -	Factor de restitución (%)
Q_{o_D} -	Gasto de aceite declinado (bpd)
Q_{o_{DT}} -	Gasto de aceite decremental total (bpd)
Q_{oi_{OP}} -	Gasto de aceite que se pierde por movimiento operativo (bpd)
Q_{o_{T desv}} -	Gasto de aceite que se pierde por desviaciones a la declinación natural (bpd)
Q_{o_{T comp}} -	Gasto de aceite complemento (bpd)
Q_{o_{DT fw}} -	Gasto de aceite total que se pierde por flujo fraccional de agua (bpd)
Q_{oi_{desv fw}} -	Gasto de aceite perdido por desviaciones a la declinación por flujo fraccional (bpd)
Q_{o_{DT Af}} -	Gasto de aceite total que se pierde por aseguramiento de flujo (bpd)
Q_{oi_{desv Af}} -	Gasto perdido por desviaciones a la declinación por aseguramiento de flujo (bpd)
Q_{o_{DT Pyac}} -	Gasto de aceite total que se pierde por presión de yacimiento (bpd)
Q_{oi_{desv Pyac}} -	Gasto de aceite perdido por desviaciones en presión de yacimiento (bpd)
Q_{o_{T inc}} -	Gasto de aceite total incremental (bpd)
ΔQ_{o Real} -	Beneficio de producción obtenido por intervención realizada (bpd)
ΔQ_{o Prog} -	Beneficio de producción programado a una intervención realizada (bpd)
ΔQ_{o Actual} -	Beneficio de producción actual a un periodo de evaluación (bpd)

Referencias

1. Paredes Enciso, J. E., Pérez Herrera, R., Perera Pérez, L. M. et al. 2019. Metodología de Análisis para Determinar la Etapa de Explotación de un Yacimiento. Caso de Estudio Yacimientos de México Costa Afuera. Congreso Mexicano del Petróleo, León, Gto., México, junio 19-22.
2. Petríz Munguía, J. M., Paredes Enciso, J. E. y Flamenco López, F. 2019. Gráfico de Diagnóstico para Predecir el Comportamiento de Producción en YNF con Fuerte Irrupción de Agua. Congreso Mexicano del Petróleo, León, Gto., México, junio 19-22.

Semblanza de los autores

José María Petríz Munguía

Ingeniero Petrolero del Instituto Politécnico Nacional (2004), y Maestro en Ingeniería por el IMP (2007). Ha ejercido diversos puestos, desde especialista técnico en productividad y yacimientos, hasta Superintendente de Productividad de Pozos, Caracterización Dinámica, Enlace Técnico de Alianzas y Asociaciones, Coordinador de Diseño e Ingeniería de Proyectos, Líder Regional de Oportunidades de Producción, Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos del Activo de Producción Litoral de Tabasco y actualmente Asesor de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción. Ha publicado diversos artículos técnicos en foros nacionales e internacionales, fue miembro de la Red de Expertos de Caracterización Integral de YNF, es Autoridad Técnica Nivel 2 de Caracterización Dinámica, miembro del CIPM Sección Dos Bocas y de la SPE Sección México.

Adán García Quirino

Ingeniero Petrolero del Instituto Politécnico Nacional en 2001; Maestría por la UNAM, (2010). Ha ejercido diversos puestos como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica, Líder de proyecto Integral Yaxche Xanab, Superintendente de Caracterización Estática y Dinámica. Actualmente Encargado de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos del Activo de Producción Litoral de Tabasco. Ha colaborado en diversos artículos técnicos en foros nacionales, es Autoridad Técnica Nivel 2 en la especialidad de Yacimientos y miembro del CIPM Sección Dos Bocas.

Uriel Cedillo Trejo

Ingeniero Petrolero, (2005) y Maestro en Ingeniería Petrolera, (2007), egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. Desde su ingreso a Petróleos Mexicanos en 2009, se ha desempeñado como Ingeniero de yacimientos, participando en el análisis y diagnóstico del comportamiento presión-producción de yacimientos, elaboración de pronóstico de la producción de hidrocarburos y estimación de reservas, así como la construcción de modelos de balance de materia para la estimación del volumen original y de estrategias de producción con simulación numérica para diversos escenarios de producción.

Ha participado en proyectos de inyección de agua de los campos May y Bolontiku; actualmente se desempeña como encargado de la Superintendencia de Caracterización Estática y Dinámica en el Activo de Producción Litoral de Tabasco.

Sandra Aramis Ramírez Vallejo

Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2012. Ingresó a Petróleos Mexicanos en el 2012 laborando para el Activo de Producción Litoral de Tabasco. Se ha desempeñado nueve años en Diseño de Explotación, de los cuales, ocho ha estado adscrita en el área de Productividad de Pozos. Formó parte del grupo de trabajo de la iniciativa “Nuevas oportunidades de Producción de la SPRMSO”, en el periodo de 2019-2020.

Actualmente se desempeña como especialista de Productividad de Pozos y es soporte técnico de la Coordinación de Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos. Autora y coautora de tres publicaciones técnicas, miembro del CIPM Sección Dos Bocas y certificada en Ingeniería Petrolera 2017 por el CIPM.