

## Desarrollo de reservas probables y posibles de alto riesgo en campos maduros de gas húmedo: ventana operativa

*Jesús Guerra Abad*

*Pemex E&P, Subdirección de Producción R. Norte, APR  
Grupo Multidisciplinario Administración de Yacimientos-Área Oriental*

Artículo recibido en mayo-revisado-evaluado-correcto y aceptado en julio de 2023

### Resumen

El presente trabajo muestra el estudio y análisis multidisciplinario de geociencias-ingeniería de yacimientos-producción, realizado para identificar, evaluar y definir oportunidades de desarrollo en campos de gas con reservas probables y posibles de alto riesgo técnico y económico en yacimientos de baja permeabilidad con escasos antecedentes de producción a través de reparaciones mayores sin equipo, que permiten incrementar y mantener la producción de los campos en desarrollo, mitigar la declinación natural de los yacimientos a corto y mediano plazo, mejorar los factores de recuperación, conservar la continuidad operativa, identificar nuevas oportunidades de reparación e incorporar y/o reclasificar reservas existentes.

La metodología desarrollada es una ventana tecnológica que permite generar valor en las oportunidades de reparaciones mayores y producción aislada con la finalidad de continuar el desarrollo de los campos maduros a través del análisis y evaluación de las condiciones del sistema pozo-yacimiento y sus variables técnicas, económicas y sociales, identifica, define e incorpora reservas probables y posibles detrás de tubería, mitigando el riesgo técnico al plan de desarrollo del campo, permite cumplir e incrementar las metas de producción y reducir la incertidumbre de las reservas actuales para incluirlas en los programas operativos bajo programas rentables de extracción.

Se muestra el resultado exitoso obtenido en el pozo A-1 después de la reparación mayor y se propone un nuevo plan de explotación para el Campo A como resultado de la metodología aplicada en el pozo A-1 y en las reparaciones existentes del campo. Se plantean estrategias adicionales como re-entradas en pozos actuales con problemas mecánicos o perforación de pozos gemelos en pozos con colapsos de tubería, roturas de TL, pescados de sistemas artificiales que impiden probar yacimientos de interés, algunas veces someros, que ponen en riesgo o abandono las reservas existentes. Adicionalmente se generan nuevas propuestas de reparación mayor clasificadas como “estratégicas” que permiten incorporar nuevas reservas y/o reclasificar las ya existentes para incrementar el valor del campo y hacer rentable el plan de desarrollo.

**Palabras clave:** Campos maduros de gas, reservas, alto riesgo, multidisciplinario.

### Development of probable and possible high-risk reserves in mature wet gas fields: operating window

#### Abstract

This paper shows the multidisciplinary study and analysis of geosciences-reservoir engineering-production carried out to identify, evaluate and define development opportunities in gas fields with probable and possible reserves of high technical and economic risk in low permeability reservoirs with little production history through workovers without equipment that allow to increase and maintain the production of the fields in development, mitigate the natural decline of the reservoirs the short and medium term, improve the recovery factors, preserve operational continuity, identify new repair opportunities and incorporate and / or reclassify existing reserves.

The methodology developed is a technological window that allows generating value in the opportunities of major repairs and isolated production in order to continue the development of mature fields through the analysis and evaluation of the conditions of the well-reservoir system and its technical, economic and social variables, identifies, defines and incorporates probable and possible reserves behind pipeline mitigating the technical risk to the plan of field development, allows to meet and increase production goals and reduce the uncertainty of current reserves to include them in operational programs under profitable extraction programs.

It shows the successful result obtained in well A-1 after workover and proposes a new exploitation plan for Field A as a result of the methodology applied in well A-1 and in existing field repairs. Additional strategies are proposed such as re-entries in current wells with mechanical problems or drilling of twin wells in wells with pipe collapses, TL breaks, fish from artificial systems that prevent testing deposits of interest, sometimes shallow, that put at risk or abandonment existing reserves. Additionally, new workovers proposals classified as “strategic” are generalized that allow the incorporation of new reserves and / or reclassification of existing ones to increase the value of the field and make the development plan profitable.

**Keywords:** Mature gas fields, reserves, high risk, multidisciplinary.

## Introducción

El desarrollo productivo de los campos maduros de gas no asociado en formaciones siliciclásticas de baja permeabilidad inicia con la capitalización de reservas probadas, caracterizadas de riesgo bajo con alto grado de certidumbre sobre las propiedades del yacimiento que con el uso de la tecnología en un entorno de rentabilidad se convierten en flujo económico de ingresos; son las reservas más importantes para los gobiernos e inversionistas que sustentan los proyectos de inversión. Las reservas probadas comprenden reservas en producción (PDP) y reservas Desarrollada No Produciendo (PDNP); cuando esta reserva agota su volumen inicial, los proyectos de desarrollo empiezan a sustentar sus inversiones en la reserva probable (PRB), la cual tiene al menos un 50% de probabilidad de recuperación de forma rentable; para su evaluación se emplean métodos probabilistas, estas reservas sumadas a la reserva probada forman la reserva 2P, finalmente como último recurso económico del pozo y/o campo, se desarrollan los volúmenes de hidrocarburos con menor probabilidad de extraerse, que corresponde a la reserva posible (POS); su estimación generalmente parte de información indirecta, cuando se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables y posibles tendrán al menos una probabilidad de recuperación del 10%.

Para seleccionar y definir oportunidades de desarrollo en las reservas probables y posibles de un pozo y/o campo a través de reparaciones mayores, se identificaron tres vectores importantes: 1) técnico, 2) económico y 3) social; el primero

considera las propiedades físicas y químicas del yacimiento: heterogeneidad, compartimentalización, permeabilidad, saturación de agua, tipo de trampa estructural, propiedades de los fluidos, mecanismo de producción, condiciones de presión de yacimiento, condiciones mecánicas del pozo, colgamiento de líquidos en la tubería de producción, disponibilidad de instalaciones de producción para el transporte, distribución y explotación de los hidrocarburos, el segundo vector corresponde al análisis económico considera la condición contractual de la asignación, valor económico de los hidrocarburos entre otros; para el tercer aspecto se refiere a la ubicación geográfica, vías de acceso, zonas urbanas cercanas y/o con preservación ecológica, así como áreas de conflicto social.

## Objetivo

El trabajo presente muestra el estudio y análisis multidisciplinario realizado para identificar, evaluar y definir oportunidades de desarrollo en campos de gas húmedo, con reservas probables y posibles de alto riesgo en yacimientos de baja permeabilidad someros a través de reparaciones mayores, con la finalidad de incrementar y mantener la producción de los campos en desarrollo, mitigar la declinación natural de los yacimientos, aumentar el factor de recuperación, conservar la continuidad operativa, identificar nuevas oportunidades e incorporar y/o reclasificar reservas y hacer rentables los programas de extracción.

## Problema

Identificar, definir, desarrollar e incorporar reservas probables y posibles de alto riesgo en los campos maduros de gas húmedo, por medio de yacimientos tradicionales y someros de baja permeabilidad, asociados al entorno económico y social, al comportamiento estático y dinámico del yacimiento, a los volúmenes y tipo de fluidos producidos, al fenómeno de colgamiento de líquidos en la tubería de producción, a las condiciones mecánicas del pozo que impactan en la disminución de la producción de los campos, en la ejecución de nuevas propuestas de reparación mayor, en el aumento del factor de declinación, en el incumplimiento del plan de desarrollo del campo y de los programas operativos, así como en el abandono de reservas, reducción del factor de recuperación y baja rentabilidad del campo.

## Propuesta de solución

Generar valor en los campos maduros a través del análisis y evaluación de las condiciones del sistema pozo-yacimiento y sus variables económicas y sociales, para identificar, definir e incorporar reservas probables y posibles detrás de tubería con menor incertidumbre, en yacimientos tradicionales y someros de baja permeabilidad al plan de desarrollo del campo con la finalidad de incrementar y cumplir las metas de producción. Así mismo proponer un nuevo plan de explotación para el Campo A como resultado del análisis de reparaciones mayores y mitigar la incertidumbre de las oportunidades actuales de alto riesgo, además de generar nuevas propuestas de reparación mayor estratégicas que permitan incorporar nuevas reservas y/o reclasificar las ya existentes, para hacer rentables los planes de desarrollo.

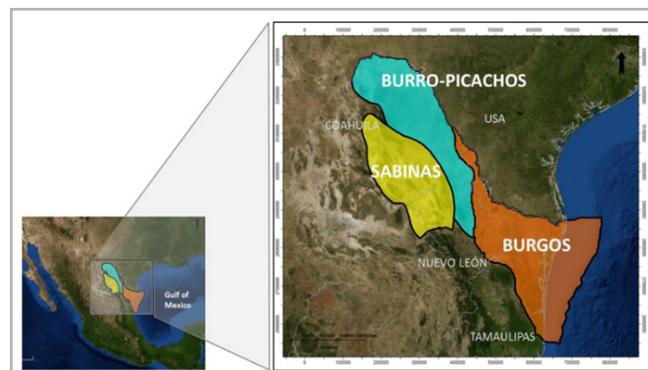
## Estrategia propuesta

Las condiciones económicas de los precios del gas en los últimos años, la actividad limitada de perforación y reparación de pozos por ajustes presupuestales y cambios organizacionales, el entorno social y la declinación pronunciada de la producción en los campos maduros de gas no asociado, dio motivo a establecer estrategias y criterios que permitieron identificar, evaluar y definir propuestas de reparaciones mayores, clasificadas en reserva probable y posible de alto riesgo técnico y económico, como una alternativa de incremento de producción de los campos de gas en yacimientos someros y con escasos antecedentes de producción.

A continuación, se muestran las estrategias de desarrollo y resultados obtenidos en la evaluación de las condiciones del sistema pozo-yacimiento, variables económicas y sociales, para la identificación, definición e incorporación de reservas probables y posibles al plan de desarrollo del campo con la menor incertidumbre en el Campo A, a través del estudio multidisciplinario de geociencias-ingeniería de yacimientos-producción.

## Caso de campo

La Cuenca de Burgos (Bernabé Martínez, 2006, Aguiluz Samuel, 2011) es la provincia petrolera más importante en la producción de gas no asociado en México; se ubica al Noreste de la República Mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León; se extiende costa afuera hacia la plataforma continental, cubriendo una superficie de 73,800 km<sup>2</sup> y 650 km de largo, desde Piedras Negras hasta la costa en el Sur (CNH, atlas geológico, 3039) como lo muestra la **Figura 1**.



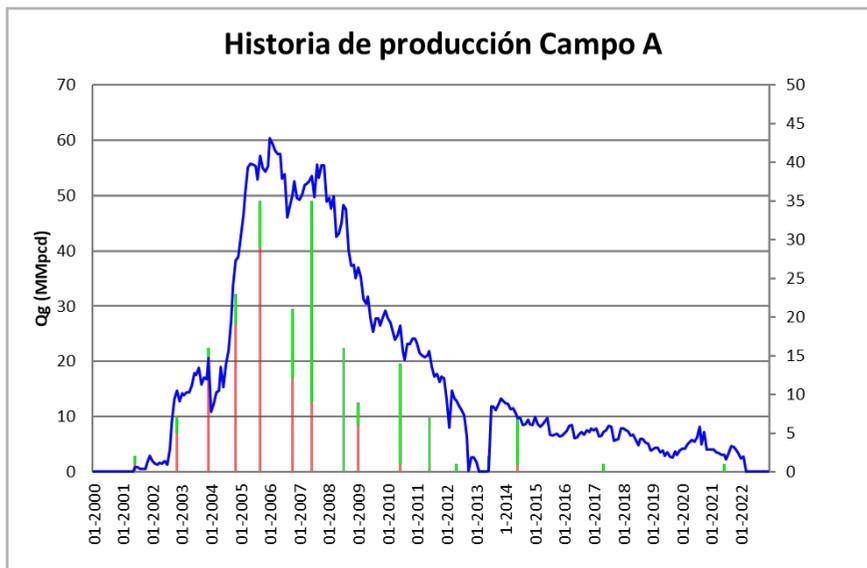
**Figura 1.** Ubicación de la Cuenca de Burgos, (contexto geológico-regional).

La producción comercial inició en 1945 con el descubrimiento del campo Misión, productor en el Play Vicksburg; se empleará como caso de análisis el campo A, el cual se localiza geológicamente en la Cuenca de Burgos, dentro de la franja del Oligoceno, constituido por yacimientos en facies deltaicas en trampas de tipo combinado.

El campo A se descubrió en 1954 con la perforación del pozo exploratorio A-1, productor de gas y condensado en la formación Oligoceno Vicksburg (OV), con un gasto y presión inicial de 1.1 MMpcd y 1930 psi respectivamente y 108° C de temperatura.

El campo se reactivó en el año 2000 con la perforación de dos pozos “exploratorios”; alcanzó la producción máxima de 60 MMpcd en 2006, con su actividad de desarrollo máxima en 2005; la **Figura 2** muestra la historia de producción del campo asociada a la actividad de física de perforación

(línea roja) y reparación (línea verde); a finales de 2021 la producción de gas es de 3.4 MMpcd y 60 bpd de condensado, 240 bpd de agua con una producción acumulada a esta fecha es de 148.4 Bcf.



**Figura 2.** Historia de producción y actividad física del campo A (Guerra Abad, 2017)

La mayor actividad física de perforación se realizó de 2003 a 2007 aproximadamente 16 pozos por año en la formación Oligoceno Vicksburg Base (OV-Base), generando la mayoría de las veces intervalos superiores con oportunidad de reparación en la misma formación o en yacimientos someros; algunas de ellas de riesgo bajo (PDNP), riesgo medio (PRB) y otras de riesgo alto (POS).

De 2006 a 2011 se realizaron en promedio 12 reparaciones mayores (RMA) por año, que contribuyeron a crecer y mitigar el factor de declinación del campo; sin embargo, la actividad de perforación disminuyó de 2010 a 2021 a una perforación en este periodo; prácticamente solo se repararon pozos sin incorporar intervalos adicionales a la reserva del campo. En orden de ejecución, las RMA en categoría PDNP son las primeras en realizarse, posteriormente las PRB y finalmente las de categoría POS, las cuales tienen mayor incertidumbre y en algunos casos requieren mayor inversión con baja rentabilidad, que podrían clasificarse como estratégicas.

De 2015 a 2021 no se realizaron terminaciones; la producción del campo se mantuvo al efectuar dos reparaciones y del trabajo en equipo de las áreas de Diseño de Explotación, Ingeniería de Productividad de Pozos y Operación de Pozos, a través del estudio multidisciplinario que logró discretizar y analizar el comportamiento presión-producción por pozo-yacimiento, reinterpretar las evaluaciones petrofísicas y las pruebas de incremento, así como el monitoreo diario y la atención inmediata a los pozos con caída de producción, la cual fue clave para restablecer la producción diferida.

En términos de reservas (CNH, Reservas Hidrocarburos, 2021), el campo A presentó un decremento en los últimos 10 años; la **Figura 3** muestra la evolución en las tres categorías: 1P, 2P y 3P; algunas razones están relacionadas a los altos costos de extracción, al bajo precio de venta del gas y a la evaluación económica de la reclasificación y certificación de reservas.

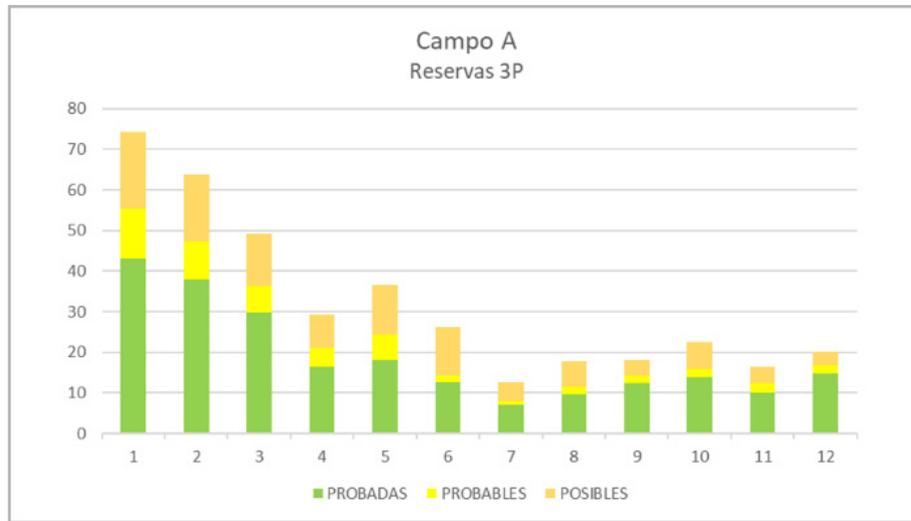


Figura 3. Evolución de reservas del Campo A.

La reserva actual (CNH, Reservas de hidrocarburos, 2021) asociada a reparaciones mayores de pozos en producción se muestra en la **Figura 4**, la mayor actividad está en la reserva

POS con siete reparaciones, cinco en la categoría PRB, la cual representa el 28 % de la reserva total del campo.

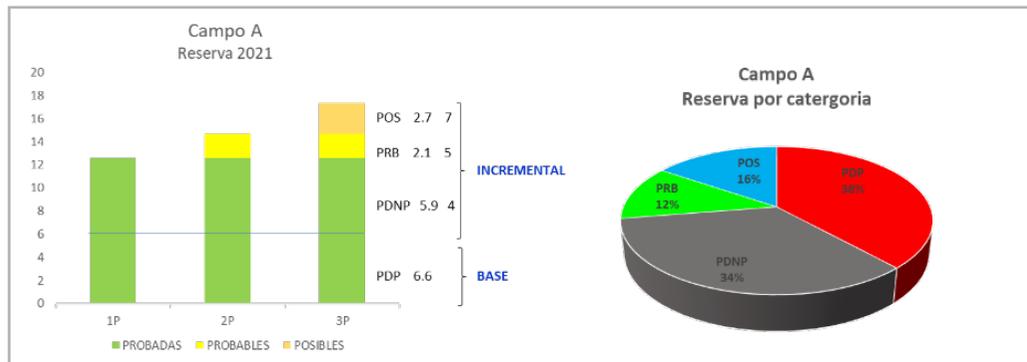


Figura 4. Reserva de los pozos en producción del Campo A.

La actividad de menor riesgo se ubica en la categoría PDNP con cuatro reparaciones, lo cual implica que una vez realizadas, el riesgo de las siguientes reparaciones aumenta y la producción del campo se ve afectada. A

continuación, se muestra en la **Figura 5** el perfil futuro del Campo A, constituido por los vectores de producción base e incremental, que aportan los pozos en producción y sus reparaciones mayores correspondientes.

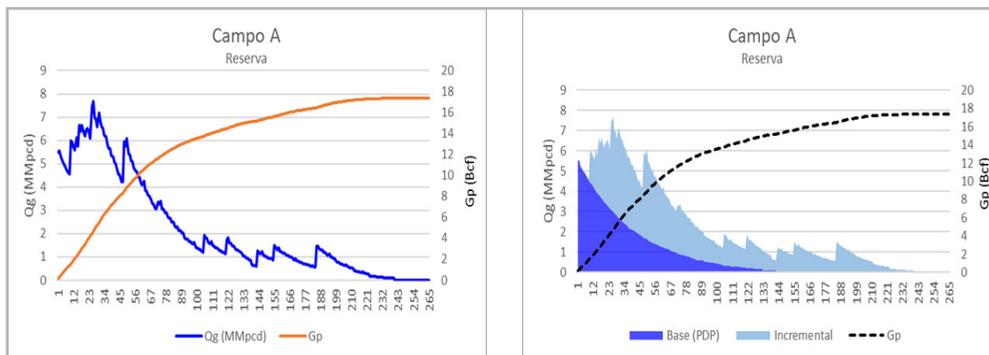


Figura 5. Perfil de producción del Campo A base e incremental.

El vector incremental de la **Figura 5** considera 16 reparaciones mayores en sus tres categorías: PDNP, PRB y POS. La aportación que tiene cada una de ellas se muestra en

la **Figura 6**, se observa que cuatro son de riesgo bajo, cinco de riesgo medio y siete de riesgo alto, la cual representa el 43.75 % de la reserva del campo.

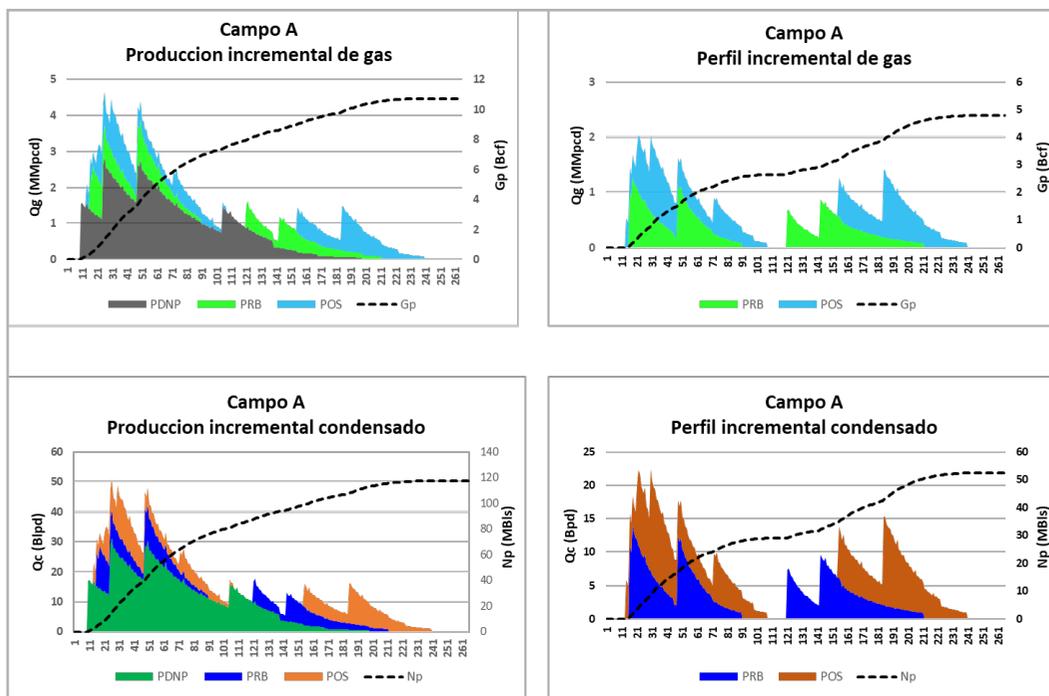


Figura 6. Perfil incremental por categoría de reservas de pozos en producción de gas y condensado.

El perfil de producción de la **Figura 6** muestra que la reserva PDNP aporta el mayor incremento de producción en los primeros años; tienen menor incertidumbre debido a que proviene de yacimientos tradicionales en el campo; prácticamente el 80 % de los pozos producen en el mismo yacimiento, cuenta con estudios multidisciplinarios de caracterización estática y dinámica; algunos pozos tienen instalado monitoreo satelital para identificar y corregir bajas de producción en tiempo real, o bien para establecer programas de mejora continua en el manejo de la producción.

Sin embargo, existen yacimientos en el mismo campo con poca información técnica, que no tienen antecedentes de producción a pesar de ser campos maduros, debido a que los yacimientos tradicionales continúan produciendo o tienen

problemas mecánicos algunos de sus pozos, como colapsos de tubería, roturas de TL, pescados de sistemas artificiales que impiden probar yacimientos someros, recurriendo a la estrategia de realizar re-entradas en los pozos actuales o perforar pozos gemelos a un costo mayor de extracción, que pone en riesgo recursos económicos, producción e incluso el abandono de la reserva.

### Metodología

A continuación, se muestra en la **Figura 7** un esquema de la estructura metodológica utilizada en la elaboración del estudio multidisciplinario para el análisis, evaluación y definición de intervalos con alto riesgo.



**Figura 7.** Estructura metodológica (Salter-Thakur, 199).

El alto riesgo de las reparaciones se puede considerar como aquella condición física del yacimiento o mecánica del pozo, que afecta negativamente la incorporación de producción; para el primer caso se refiere a condiciones propias del yacimiento como propiedades físicas y químicas de la roca almacenadora: porosidad, saturación de agua, permeabilidad, composición del fluido producido, profundidad, antecedentes de producción preferentemente de pozos vecinos, radio de drene, presión del yacimiento en la zona de interés, continuidad de la unidad hidráulica entre pozos, posición estructural del yacimiento, cambios de facie, presencia de fallas locales y regionales.

### Estrategia de desarrollo

El incremento de producción del campo por reparaciones mayores consiste en analizar, evaluar y clasificar el nivel

de riesgo de cada una, principalmente en las categorías PRB y POS, así como su reclasificación e incorporación de reparaciones adicionales al plan de explotación, incluyendo producciones aisladas por tapones o por accidentes mecánicos en los pozos, que permitan incrementar la producción y la continuidad operativa del campo.

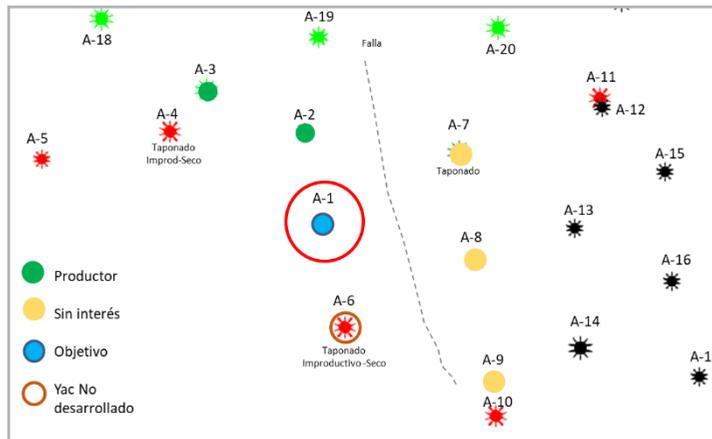
### Evaluación de oportunidades de alto riesgo

El yacimiento OV-Base (Echanove,EO., 1986) está constituido de sedimentos siliciclásticos del Oligoceno, tiene un rango de espesor neto entre 2 y 4 metros, la porosidad oscila entre 14 y 16 % y permeabilidad entre 0.6 y 1.0 md, es un yacimiento de gas húmedo con producciones iniciales de 1 a 3 MMpcd, el rango de presión varía de 2550 a 4700 psi, con producción acumulada promedio por pozo de 8.86 MMMcf.

**Caso del campo, Pozo A-1**

Las condiciones de formación OV-Base en el pozo A-1 muestran los riesgos siguientes: pozo vecino improductivo al sur, pozo con producción acumulada al norte, radio de drene cercano, disminución de espesor, baja posición estructural, mayor intercalación de arcilla y baja producción

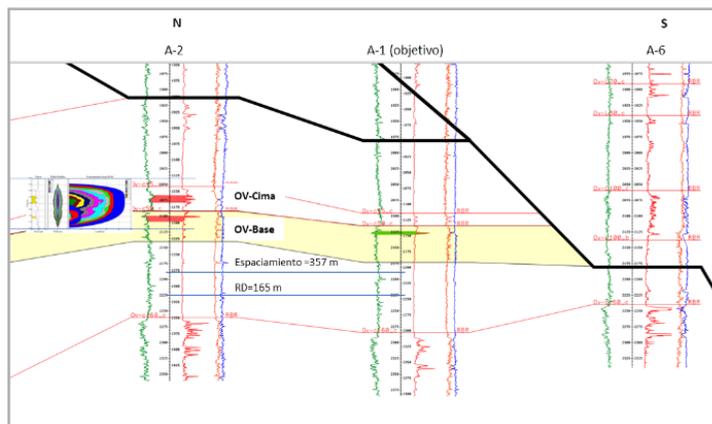
de condensado en el pozo A-2. La **Figura 8** muestra la ubicación y antecedentes de producción; inicialmente se consideró correlacionar la producción de este pozo A-1 con los pozos vecinos A-7, A-8 y A-9; sin embargo, después de realizar el análisis por unidad hidráulica, se observa que estos pozos se encuentran en otro bloque separado por una falla regional.



**Figura 8.** Pozo A-1 ubicación y antecedentes de producción.

La sección estructural N-S a nivel de la formación OV-Base, **Figura 9**, muestra que el pozo A-1 tiene el intervalo de interés con menor espesor; el pozo vecino A-2 tiene dos formaciones productoras, sin embargo solo se desarrolla la arena inferior hacia el pozo A-1, con menor espesor en la dirección norte - sur, con el análisis se identificó que hay degradación de la arena hacia el sur por la presencia de la

falla regional, es probable que durante la formación de la falla, haya erosionado la formación OV-Base; por esta razón no está presente en esa dirección; es complicado definir el detalle hasta donde el yacimiento conserva condiciones favorables de acumulación de hidrocarburos, por lo que se incrementa el riesgo volumétrico.

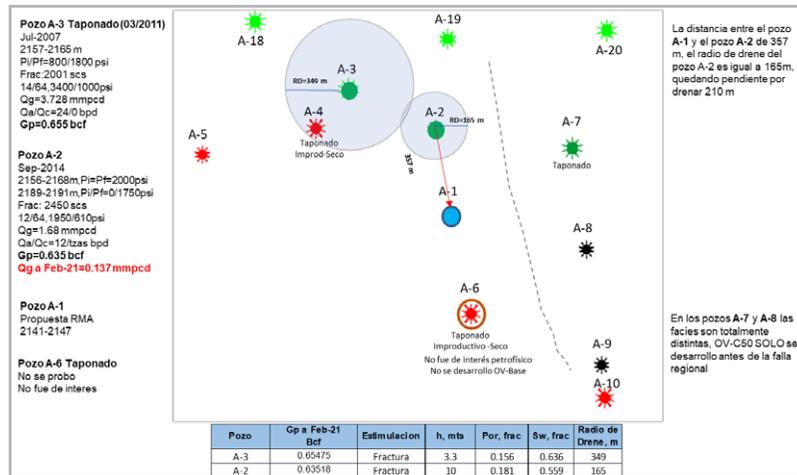


**Figura 9.** Sección estructural N-S en el yacimiento OV-Base.

### Radio de drene

La **Figura 10** muestra el riesgo de drene que tiene el pozo A-1, debido a que se dispararon y fracturaron dos intervalos en el pozo A-2 en las formaciones OV-Cima y OV-Base, de los cuales solo OV-Base muestra extensión hasta el pozo A-1, la producción actual de gas en el pozo A-2 es de 0.14 MMpcd, con Gp=0.627 Bcf, sin embargo, en la formación OV-Cima no

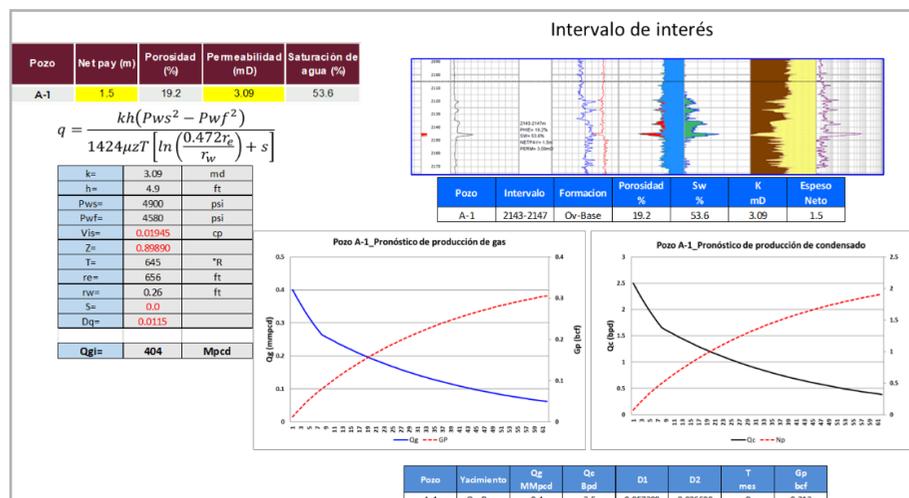
presenta buenas características en el pozo A-1, se observa desarrollo nulo, por lo que se considera que la formación OV-Base en el pozo A-2 continúa aportando producción, incrementando el riesgo para su reparación en el pozo A-1; la distancia entre los pozos A-1 y A-2 es de 357 m y el radio de drene calculado en el pozo A-2 a partir de la producción acumulada, de las propiedades petrofísicas de la formación y las propiedades de los fluidos es de 165 m.



**Figura 10.** Radio de drene en el yacimiento de interés.

Con base en el análisis petrofísico y al comportamiento presión-producción del yacimiento en pozos productores del campo, se calculó la presión y factores de declinación

característicos; la **Figura 11** muestra el gasto inicial y pronóstico calculados a partir de las consideraciones preliminares.



**Figura 11.** Gasto inicial (Economides, et. al, 1994) y pronóstico de producción.

Con la finalidad de cuantificar el riesgo de las diferentes condiciones que mitigan el éxito de la reparación, se formuló una matriz de ponderación del riesgo que consiste en evaluar y asignar de acuerdo al grado de incertidumbre, una valor numérico en la escala de 1 a 4 a cada condición o variable del proceso que afecta el resultado de la operación,

considerando que el valor 1 representa la condición de bajo riesgo, 2 de riesgo medio, 3 al riesgo alto y finalmente 4 a la condición de muy alto riesgo. La **Figura 12** muestra algunas condiciones de riesgo (Kasriel-Wood, et al.2018), evaluadas desde la disciplina de yacimientos; sin embargo, no son condiciones limitativas en el proceso de ponderación:



**Figura 12.** Condiciones de riesgo.

Otras situaciones que incrementan el riesgo de la operación son condiciones sociales asociadas a la ubicación geográfica del pozo, el acceso y vialidad, zonas urbanas o de preservación ecológica, conflictos sociales que ponen en riesgo el desarrollo de la reparación.

## Resultados

La reparación del pozo A-1 en la formación OV-Base se realizó con éxito; previo a la intervención se retiró sarta de velocidad, se tomó el registro de integridad mecánica para identificar zonas con erosión y corrosión del TL del pozo, así como la condición geométrica por colapsos posibles debido a los esfuerzos presentes en el subsuelo, se obtuvo el registro

CBL-BLD en la zona de interés para evaluar condiciones del cemento, se colocó anillo de cemento y tapón de arena para aislar el intervalo inferior.

El pozo al disparo manifestó presión de 0 a 1620 psi, fluyó por estrangulador 10/64",  $Q_g=0.641$  MMpcd,  $Q_a=Q_c=0$  bpd, se estimuló con fractura hidráulica, incrementando el gasto de gas a 1.12 MMpcd,  $Q_a=38$  bpd,  $Q_c=0$  bpd por el mismo estrangulador; la **Figura 13** muestra la prueba de potencial del pozo y el análisis nodal correspondiente para definir el escenario óptimo de explotación; se entregó a producción por 12/64",  $P_c/P_I=2300/200$  psi,  $Q_g=1.6$  MMpcd,  $Q_a=Q_c=18$  bpd, la línea negra representa la presión en cabeza y la línea roja el gasto de gas en MMpcd.

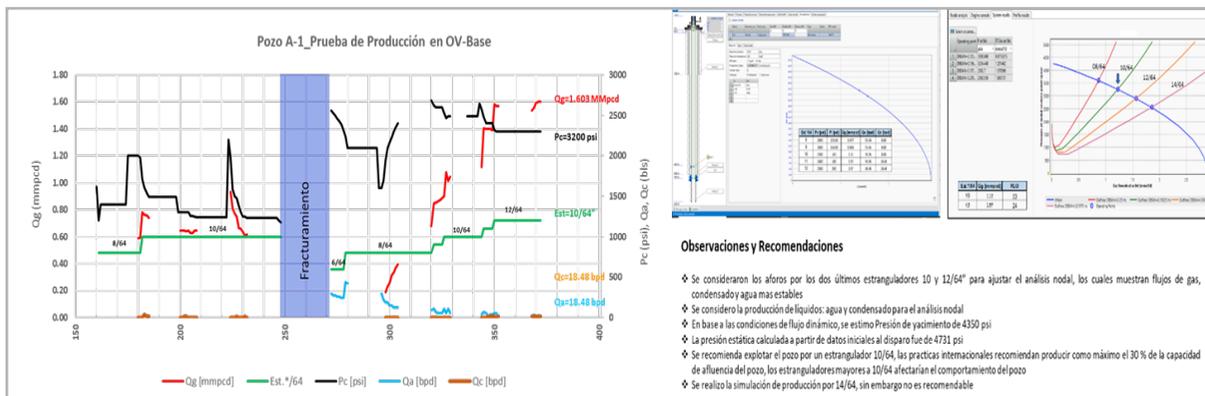


Figura 13. Prueba de producción en OV-Base y análisis nodal, (PIPESIM 2020.1).

El comportamiento presión-producción posterior a la reparación se muestra en la **Figura 14**, se observa que la producción real del pozo (línea verde) medida por

telemetría supera el gasto de gas pronosticado (línea roja); actualmente produce 0.6 MMppcd y tiene una producción acumulada de 0.23 Bcf en 250 días.

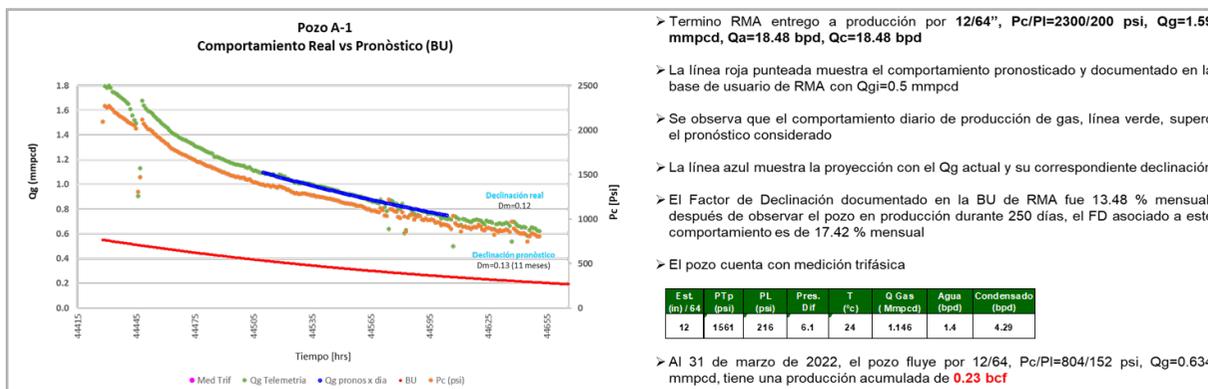


Figura 14. Comportamiento de producción post RMA.

La evaluación económica del pozo A-1 con 22 meses de producción se muestra en la **Figura 15**. Se observa rentabilidad positiva desde el planteamiento de la reparación, a junio de 2023 el proyecto continúa siendo rentable, de acuerdo al comportamiento de producción, la inversión del proyecto se recuperó en un mes.

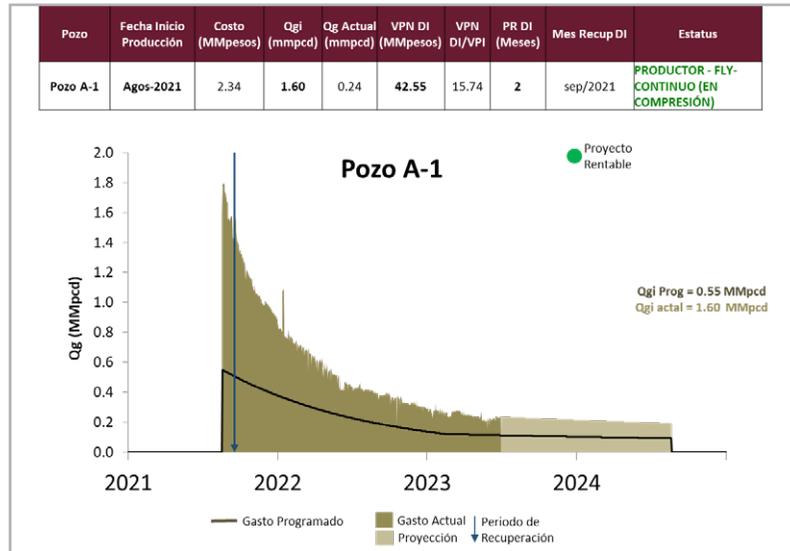


Figura 15. Evaluación de rentabilidad del pozo A-1 a 22 meses de producción, (Correa Vera, 2023)

De los resultados obtenidos del estudio, se propuso un nuevo plan de desarrollo (Kasriel-Wood, et al.2018), que consiste en realizar las reparaciones de menor riesgo (PDNP) en los primeros meses, posteriormente las de categoría PRB

y POS con el riesgo ponderado; la **Figura 16** muestra el perfil de producción original y el propuesto, observándose un incremento de producción en el plan propuesto.

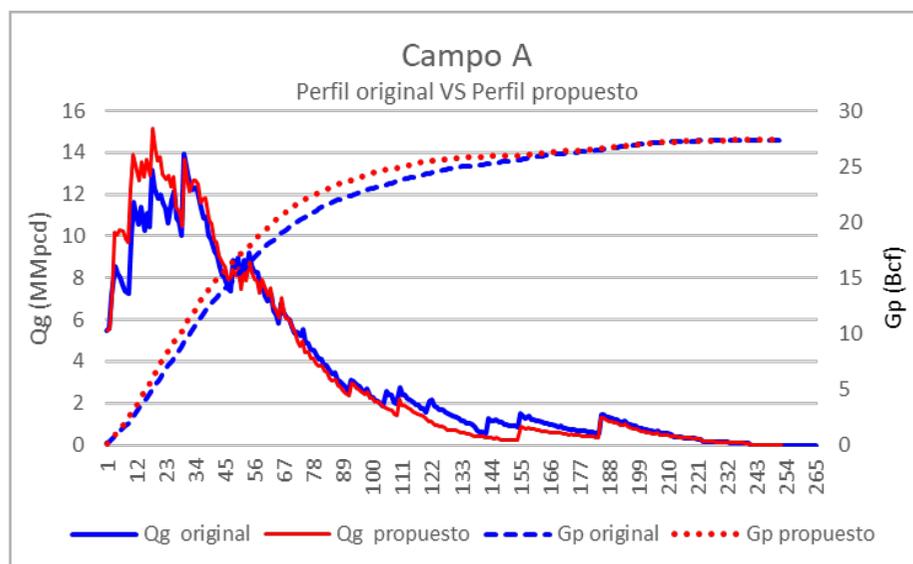


Figura 16. Perfil de producción original vs perfil de producción propuesto.

La evaluación económica de plan de desarrollo original y propuesto se muestra en la **Figura 17**, el cual resalta que el proyecto incrementa sus beneficios después de

impuestos en un 11.66% y 1.85 Mmusd a valor presente con la aceleración de las inversiones y la producción bajo las premisas establecidas (Alan Contreras, 2023).

Premisas	Valor
Periodo de evaluación	20 años
Tasa de descuento	10%
Precio Promedio Gas (usd/mpc)	4.00
Precio Promedio Condensado (usd/b)	60.00
Regímen Fiscal	Asignación
Capex (MMusd)	34.48
Opex (usd/bpce)	4.50
Factor de conversión (mpc/bpce)	5.00
Volúmen de Gas (MMMpc)	27.37
Volúmen de Condensado (Mb)	299.44

**Precios (4 usd/mpc y 60 usd/b)**  
 Cifras a Valor Presente: Tasa de descuento de 10%  
 Cifras en MMusd 11.66%

Concepto	Original	Propuesto	Diferencial
Ingresos	90.09	94.21	4.11
Egresos	48.04	49.11	1.07
VPN AI	42.05	45.10	3.04
Imp y D.	26.18	27.38	1.20
<b>VPN DI</b>	<b>15.87</b>	<b>17.72</b>	<b>1.85</b>

**Figura 17.** Evaluación económica del plan de desarrollo original vs propuesto.

### Conclusiones

- 1.- La integración de las especialidades de geociencias e ingeniería de yacimientos permitió incrementar la producción del campo, mitigar el riesgo técnico y económico, genera valor para el campo, reducir la incertidumbre entre las oportunidades incrementales de producción, dar continuidad operativa y generará oportunidades adicionales estratégicas que incrementan y reclasifican reservas en beneficio del campo, dando como resultado proyectos rentables
- 2.- La incorporación de producción por reserva detrás de tubería en pozos con categoría PRD y POS a través del análisis multidisciplinario, permitió evaluar y definir los diferentes factores de riesgo para establecer una “VENTANA DE CONTINUIDAD OPERATIVA” en campos maduros de gas no asociado, al mitigar la incertidumbre por el tipo de categoría de reservas
- 3.- El análisis multidisciplinario permite definir propuestas adicionales de producción por reparaciones mayores estratégicas, incorporar reservas y/o reclasificar las ya existentes.
- 4.- La generación de valor en estos estudios logró mitigar la incertidumbre de la reserva en categoría POS que inicialmente tenía el yacimiento OV-Base en el pozo A-1, a categoría PDP por la definición y ejecución de la reparación del nuevo intervalo de forma exitosa.
- 5.- Se visualizó un nuevo plan de desarrollo para el Campo A como resultado del análisis de las reparaciones.

### Nomenclatura

Bcf	Billón de pie cúbico
bpd	Barriles por día

bls	Barriles
CBL-VDL	Cement Bond Log - Variable Density Log
°C	Grados centígrados
K	Permeabilidad md, mili Darcy
MMpcd	Millones de pies cúbicos
MMMpcd	Miles de Millones de pies cúbicos
Mmusd	Millones de dólares
OV	Formación Oligoceno Vicksburg
OV-Base	Formación Oligoceno Vicksburg Base
P	Presión psia
PDP	Reserva Probada Desarrollada Produciendo
PND	Reserva Probada No Desarrollada
PRB	Reserva Probable
POS	Reserva Posible
Pc	Presión de cabeza psi
PI	Presión de línea psi
Pwf	Presión de fondo fluyendo. psi
Qg	Gasto de gas MMpcd
Qc	Gasto de condensado bpd
Qa	Gasto de agua bpd
RMA	Reparación Mayor sin Equipo
T	Temperatura °C
TL	Tubing Less
RD	Radio de drene m

## Referencias

- 1.- Aguiluz de Antuñano, S. 2011. Sinopsis Geológica de la Cuenca de Burgos, Noreste de México: Producción y Recursos Petroleros. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* **63** (2): 323-332.
- 2.- Bernabé Martínez, M. G. 2006. *Análisis Estratigráfico-Sedimentológico y Calidad de Yacimiento en la Formación Frío, Campo Francisco Cano, Cuenca de Burgos*. Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, División de Estudios de Posgrado, México, D. F.
- 3.- Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2010. Reservas de Hidrocarburos. <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/> (Fecha de acceso 5 de marzo de 2022).
- 4.- Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2012. Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos al 1 de enero de 2021. [https://hidrocarburos.gob.mx/media/4300/reporte\\_reservas\\_recursos2021.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/4300/reporte_reservas_recursos2021.pdf) (Fecha de acceso 5 de marzo de 2022).
- 5.- Comisión Nacional de Hidrocarburos, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. 2018. *Atlas Geológico Cuencas Sabinas Burgos*. Ciudad de México: CNH. [https://hidrocarburos.gob.mx/media/3093/atlas\\_geologico\\_cuencas\\_sabinas-burgos\\_v3.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/3093/atlas_geologico_cuencas_sabinas-burgos_v3.pdf) (Fecha de acceso 5 de marzo de 2022).
- 6.- Echánove, E. O. 1986, Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte 1: Consideraciones Geológico-Petroleras. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geología Petrolera* **38** (1): 3-39.
- 7.- Economides, M. J., Hill, A. D. y Ehlig-Economides, C. 1994. *Petroleum Production Systems*. Englewood Cliffs, New Jersey: PTR Prentice Hall.
- 8.- Guerra Abad, J. 2017. Identificación de Zonal de Alta Producción de Hidrocarburos Líquidos en Campos Maduros de Gas: Una Iniciativa de Reactivación. Congreso Mexicano de Petróleo 2017, Puebla, Pue., junio 7-10.
- 9.- Kasriel, K. y Wood, D. 2013. *Upstream Petroleum, Fiscal and Valuation Modeling in Excel: A Worked Examples Approach*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
- 10.- Satter, A. y Thakur, G. C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- 11.- Schlumberger. 2020. PIPESIM 2020.1.

## Semblanza del autor

### Jesús Guerra Abad

Ingeniero Químico Petrolero egresado en 1993 del Instituto Politécnico Nacional; realizó estudios de Maestría de Ingeniería Petrolera en la UNAM, de 1998 a 2000. En 2016 cursó la carrera de Ingeniero Petrolero en la Universidad Autónoma de Tamaulipas, en Reynosa, Tamps.

Trabajó como Ingeniero de Perforación en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Mexicali, BCN; laboró en el IMP en Caracterización Dinámica, Región Sur. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 2005 al Departamento de Operación de Pozos; de 2011 a la fecha labora en el Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos del Activo de Producción Reynosa, es miembro del CIPM.