
Metodología para la identificación de “sweet spots” y jerarquización de oportunidades de explotación en yacimientos maduros de baja permeabilidad

Humberto Iván Santiago Reyes
Enrique Paredes Enciso
Oscar Osorio Peralta
Juan Manuel Ham Macosay
Pemex

Artículo recibido en junio de 2021-revisado-evaluado-corrregido y aceptado en abril de 2022

Resumen

Los “*sweet spots*” son áreas no drenadas de un yacimiento con oportunidades para incorporar producción mediante la terminación o reparación de pozos intermedios, y generalmente se encuentran asociados a zonas con buenas propiedades petrofísicas; en el caso de carbonatos, dichas zonas se asocian a redes de fracturas naturales.

Generalmente, los campos maduros cuentan con suficiente información de producción que comúnmente no es aprovechada al máximo para identificar bancos de aceite o zonas no drenadas por avance de los contactos o inyección de fluidos. Esta metodología se basa en el cálculo de la **producción acumulada normalizada respecto al tiempo por pozo** y su posterior mapeo para evaluar zonas prospectivas en función del comportamiento de producción de los pozos (zonas de potencial dinámico). Además, las propiedades petrofísicas del yacimiento son consideradas mediante el **Índice de Calidad de Roca (RQI)**, el cual contiene implícitamente los valores de permeabilidad y porosidad asociadas a un modelo geoestadístico.

Al contar con un modelo de simulación numérica representativo, las características dinámicas de los “sweet spots” se obtienen del cálculo del **Índice de Oportunidad del Yacimiento (ROI)** a partir de los datos de presión y saturación de aceite residual.

Para asignar un valor cuantitativo a las oportunidades de explotación se creó el **indicador (I_{op})**, que está en función de los parámetros mencionados anteriormente (producción acumulada normalizada respecto al tiempo, RQI, y ROI). Con este indicador es posible identificar y jerarquizar posibles localizaciones y diseñar un programa de ejecución para desarrollar las áreas de oportunidad de mayor valor desde el punto de vista técnico.

Cabe destacar que la metodología propuesta está diseñada para funcionar con **diferentes niveles de información**, pudiéndose aplicar utilizando únicamente datos de producción o en su defecto, se puede llevar a un mayor nivel de detalle si se cuentan con los modelos geoestadísticos y dinámicos, comprobándose su efectividad con resultados.

Palabras clave: Sweet spots, áreas no drenadas, calidad de roca, producción normalizada, oportunidad, índice, jerarquización, ROI.



Methodology to identify “sweet spots” and a ranking procedure for infill oil well locations in low permeability brownfields

Abstract

Sweet spots are reservoir’s non drained areas that represents opportunities to incorporate production using infill oil wells or workovers and generally associated to areas with good petrophysical properties; for carbonates, sweet spots are associated with natural fracture networks.

Brownfields usually have enough production history that is not used adequately to identify sweet spots. In this paper we introduce a methodology to calculate, and map **normalized cumulative production** to evaluate opportunities for oil well locations (dynamic potential zones). If a geological model is available, the methodology incorporates reservoir’s petrophysical properties by using the **Rock Quality Index (RQI)**.

When we have a numerical simulation model, the dynamic performance is evaluated using the **Reservoir Opportunity Index (ROI)** that implicitly contains mobility, pressure, and saturation properties.

The opportunity index (I_{op}) was created to assign a quantitative value to the development opportunities, which is based in the previous parameters (normalized cumulative production, RQI and ROI). By using the I_{op} it is possible to identify and rank infill well locations on a technical basis.

It should be emphasized that the proposed methodology is **adaptable to work with the available information**, in the more basic case we can use only production history, and if we have more resources, the results of a geological or numerical simulation model can be incorporated to the methodology.

Keywords: Sweet spots, rock quality index, normalized cumulative production, opportunity ranking, ROI.

Introducción

Los “**sweet spots**” son áreas no drenadas de un yacimiento con oportunidades para incorporar producción mediante la terminación o reparación de pozos intermedios, y generalmente se encuentran asociados a zonas con buenas propiedades petrofísicas; en el caso de carbonatos, dichas zonas se asocian a redes de fracturas naturales.

La mayor parte de las reservas del país se encuentran asociadas a campos maduros, por lo que es indispensable contar con metodologías que permitan identificar oportunidades para continuar el desarrollo en dichos campos y maximizar su factor de recuperación.

Generalmente, los campos maduros cuentan con suficiente información de producción, que comúnmente no se aprovecha al máximo para identificar bancos de aceite o zonas no drenadas, por avance de los contactos o inyección de fluidos. El presente trabajo propone una metodología para identificar “sweet spots” y jerarquizar

las localizaciones de pozos en función de la cantidad y calidad de información disponible.

La metodología propuesta contempla tres índices principales:

1. **Cálculo de producción normalizada respecto al tiempo por pozo (ZP):** Capturando de esta forma las zonas de mayor productividad y asociándolas con características del yacimiento deseables para futuras localizaciones. En este trabajo se les llamará zonas de potencial dinámico (ZP).
2. **Cálculo del índice de calidad de roca (RQI):** Este índice es un reflejo de las características petrofísicas del medio poroso que involucra principalmente los valores de permeabilidad y la porosidad. Con el conocimiento de este índice, es posible identificar el impacto de las características geológicas en el comportamiento de producción de los pozos y ponderarlo en el algoritmo de la metodología de este trabajo.

3. Cálculo del índice de oportunidad del yacimiento (ROI): Si el yacimiento cuenta con un modelo de simulación numérica es posible calcular el ROI, el cual contempla la saturación y propiedades de los fluidos, movilidad de los hidrocarburos y presiones de las áreas de interés. Contar con un modelo de simulación representativo es un gran apoyo para la identificación de áreas no drenadas y por lo tanto, para la generación de propuestas de desarrollo complementario.

Para asignar un valor cuantitativo a las oportunidades de explotación se creó el **indicador (I_{op})**, que está en función de los parámetros mencionados anteriormente (producción acumulada normalizada respecto al tiempo, RQI, y ROI). Con este indicador es posible identificar y jerarquizar posibles localizaciones y diseñar un programa de ejecución para desarrollar las áreas de oportunidad de mayor valor desde el punto de vista técnico.

Si bien, es deseable para la implementación de la metodología el cálculo de los tres índices mencionados,

la realidad es que muchos de los proyectos petroleros no cuentan con modelos de yacimientos, principalmente modelos de simulación debido a diferentes factores, dentro de los cuales destacan la complejidad de su elaboración y la disponibilidad de personal especializado para la generación del modelo. Considerando lo mencionado anteriormente, se diseñó la metodología para funcionar con diferentes niveles de información, pudiéndose aplicar en su nivel más básico únicamente con datos de producción o en su defecto, se puede llevar a un mayor nivel de detalle si se disponen de los modelos geoestadísticos y dinámicos.

La metodología presentada en este trabajo se elaboró para jerarquizar la actividad física de un campo que produce aceite negro, **Tabla 1**, en formaciones del Cretácico y Jurásico, ambas con permeabilidades bajas, **Tabla 2**, sometidas durante un largo tiempo a inyección de agua como proceso de recuperación secundaria, **Figura 1**. Del análisis del comportamiento de presión estática, se han identificado variaciones importantes de forma areal, atribuidas al proceso de inyección de agua, **Figura 2**.

Datos PVT representativo	
Tipo de fluido	Aceite negro
°API	17
R_s (m^3/m^3)	59.7
B_{oi} (m^3/m^3)	1.19
μ_o (cP) @ P_b	5.2
N_2 / CO_2 / H_2S (%mol)	0.42 / -- / --

Tabla 1. PVT representativo.

Formación	
Litología	Calizas
Área 2P (km^2) / espesor neto (m)	49.65 / 39
Profundidad media (mvbnm)	2128
Porosidad / saturación de agua (%)	13.1 / 23.3
Permeabilidad (md)	0.2-5

Tabla 2. Propiedades del medio poroso.

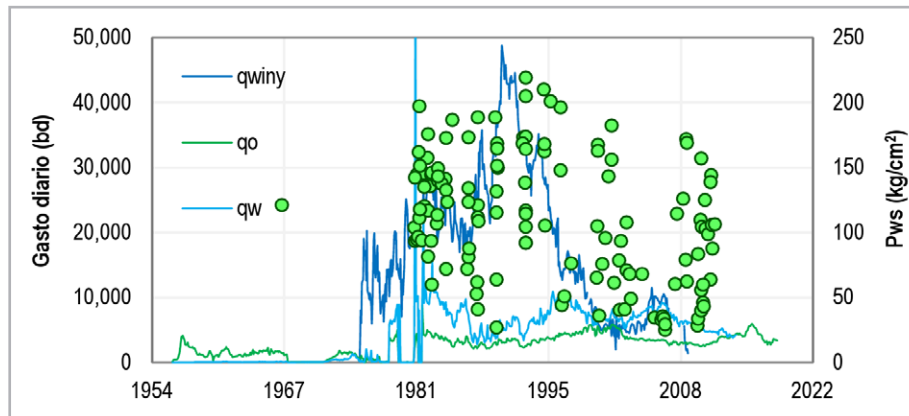


Figura 1. Comportamiento de producción-inyección y variación de la presión.

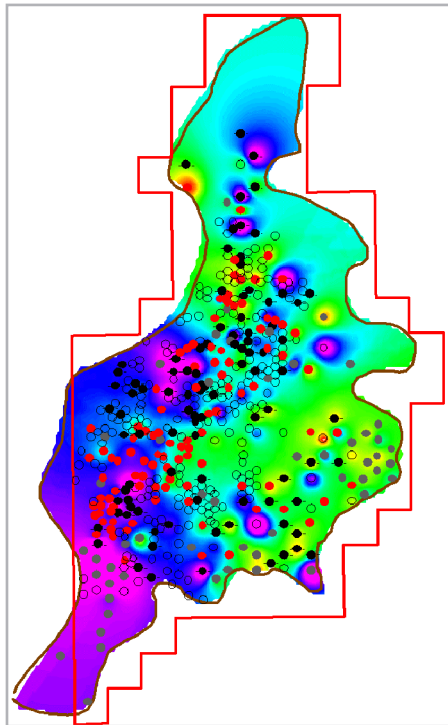


Figura 2. Mapa de isopresión del yacimiento.

El campo se ha explotado desde los años 50's, **Figura 3**, y cuenta con información de producción de cientos de pozos, información que resultó muy importante para el entendimiento del campo y planteamiento de las estrategias de explotación, ya que las localizaciones propuestas son pozos intermedios.

Dadas las condiciones actuales del campo, fue necesario realizar un estudio multidisciplinario para reducir el riesgo asociado a las localizaciones y brindar soporte técnico a las actividades de un campo donde el abatimiento de presión de los yacimientos, las zonas barridas por inyección de agua y las propiedades petrofísicas reducidas del medio poroso presentan un reto importante para continuar su desarrollo.

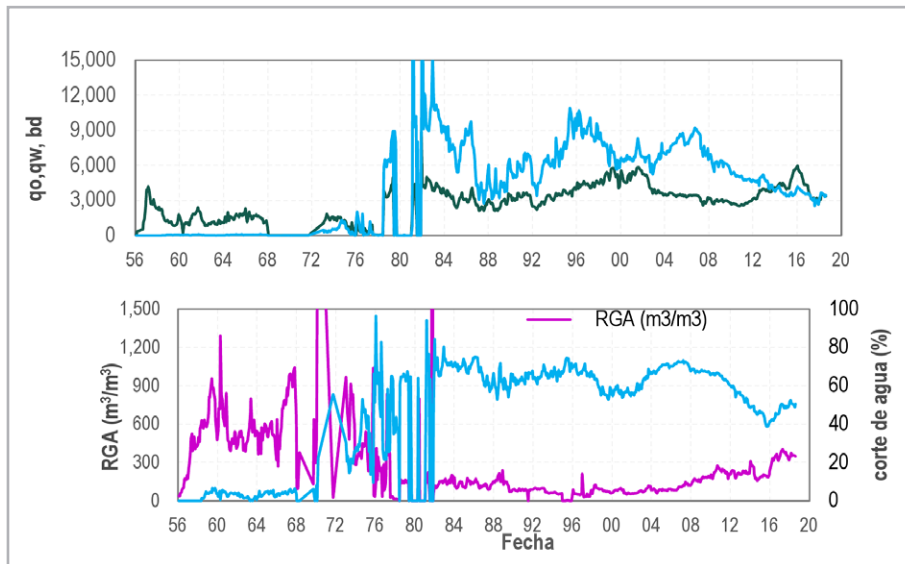


Figura 3. Historia de producción del yacimiento.

Metodología

Este trabajo presenta un enfoque multidisciplinario que tiene dos objetivos principales:

- Identificación de áreas no drenadas en campos maduros
- Jerarquización de intervenciones a pozos fundamentados en análisis técnicos.

Para cumplir con estos objetivos es importante obtener el provecho máximo de la información disponible y usar las herramientas de ingeniería con un enfoque práctico, asumiendo las incertidumbres presentes en todo el análisis técnico. Una vez establecido lo anterior, se presentan los puntos principales de la metodología propuesta, **Figura 4**.

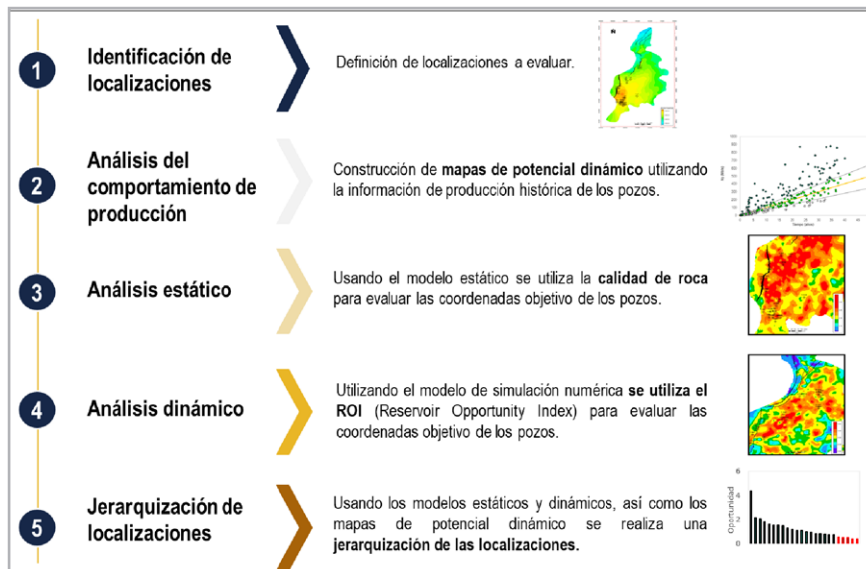


Figura 4. Metodología para la identificación de “sweet spots” y jerarquización de oportunidades de explotación en yacimientos maduros de baja permeabilidad.

1. **Identificación de localizaciones:** Generalmente los proyectos petroleros cuentan con un planteamiento de desarrollo inicial, que debe evaluarse para identificar áreas de mejora. Para el caso documentado en este trabajo se contaba con un conjunto propuesto de localizaciones, las cuales fueron ubicadas en un mapa

estructural para su evaluación posterior, **Figura 5**. Cabe destacar que este punto no es aplicable en todos los casos, ya que en ocasiones no se cuenta con un plan de desarrollo, o simplemente se plantea un desarrollo con un enfoque diferente.

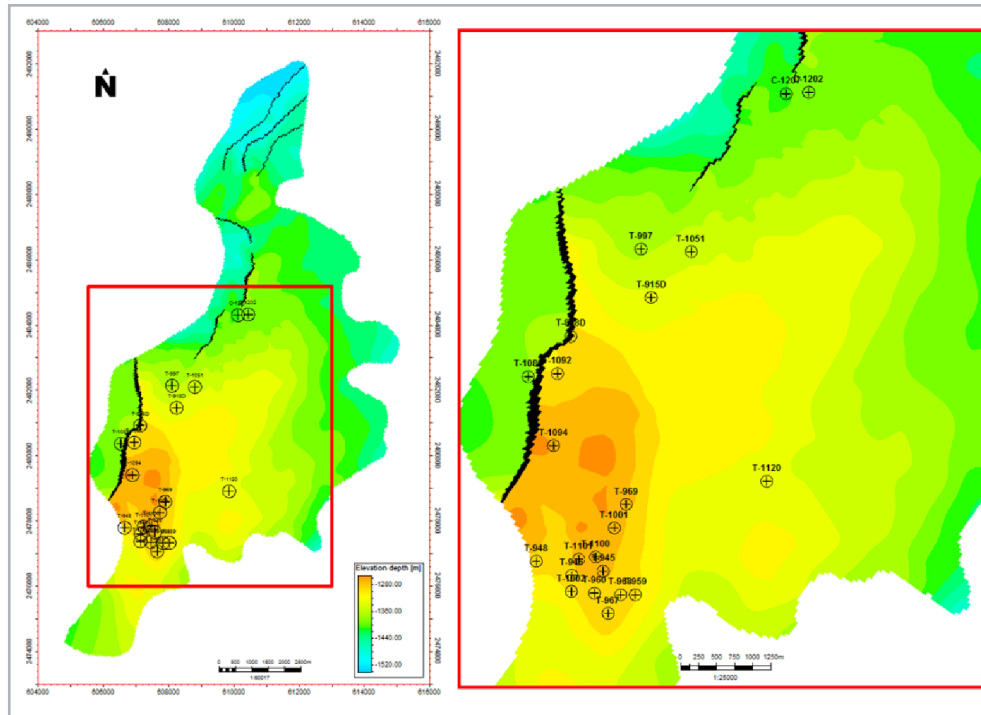


Figura 5. Mapeo de localizaciones.

2. **Análisis del comportamiento de producción:** Como se mencionó en la primera parte de este trabajo, la información de producción en un campo maduro es muy valiosa; sin embargo, en muchas ocasiones no se le da el tratamiento adecuado, o no se utiliza con fines de identificación de sweet spots. Empleando herramientas especializadas de ingeniería de yacimientos se mapeó la producción acumulada de los pozos del yacimiento, para poder observar tendencias generales en su

productividad areal, **Figura 6**. La producción acumulada es una variable dependiente del tiempo, por lo que no se recomienda su uso de forma directa para identificar áreas de oportunidad, ya que puede enmascarar áreas del yacimiento de buen potencial cuando los pozos tienen poco tiempo de haber entrado a producción. Para resolver este problema se mapeó la variable de producción acumulada normalizada respecto al tiempo, **Figura 7**, (N_p norm), la cual se define como:

$$Np_{norm} = \frac{Np}{\text{años produciendo}} \dots \dots (1)$$

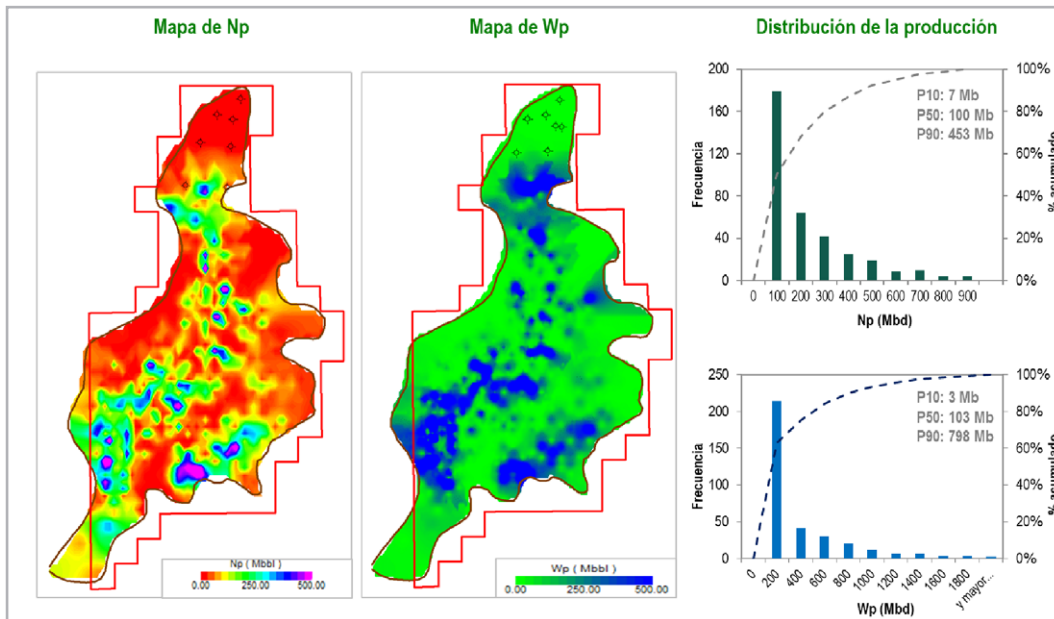


Figura 6. Comportamiento de producción acumulada de los pozos.

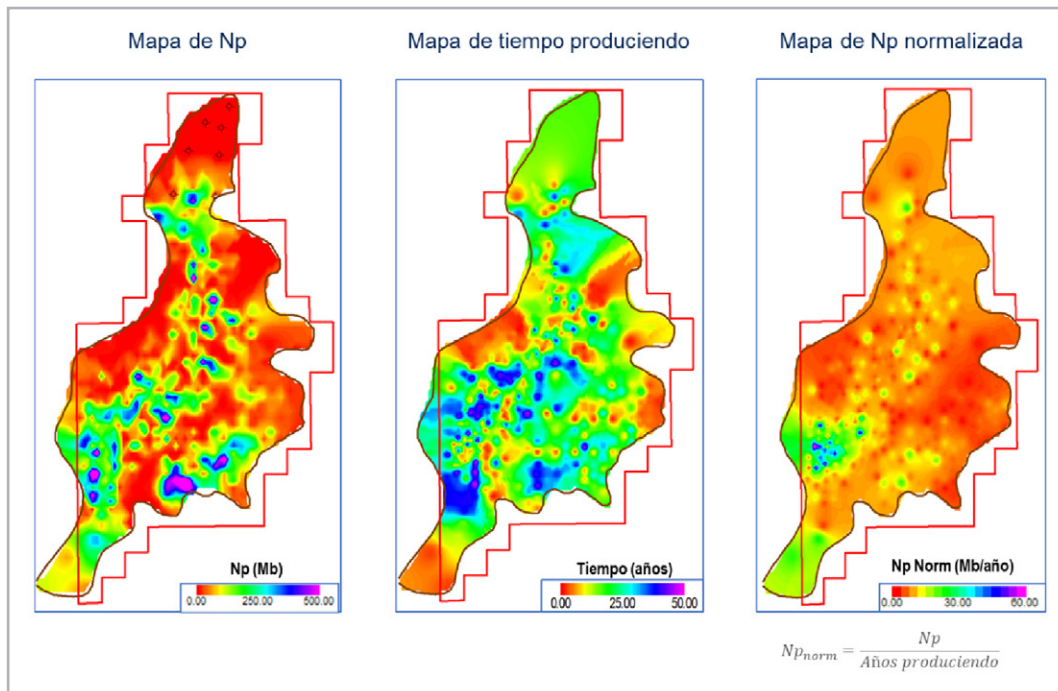


Figura 7. Mapeo de producción normalizada.

Visualizando la N_p norm se identificaron claramente las áreas con mayor potencial del yacimiento, que representan las áreas de interés para perforar pozos, o repararlos. Posteriormente, se sectorizó el yacimiento de acuerdo con la productividad de los pozos en función de parámetros estadísticos. Se calculó el valor P50 de N_p norm de todo el conjunto de pozos, clasificándolos en tres

grupos, a los cuales se les denominó zonas de potencial dinámico (ZP), como se puede observar en la **Figura 8**. Las zonas de potencial dinámico tienen valores que van del 1 al 3, donde las zonas con mayor potencial reciben un valor de 3. Finalmente, se introduce el concepto de zona de potencial normalizada (ZP_{norm}), la cual se define por medio de la Ec. 2:

$$Zp_{norm} = \frac{ZP}{3} \dots \dots (2)$$

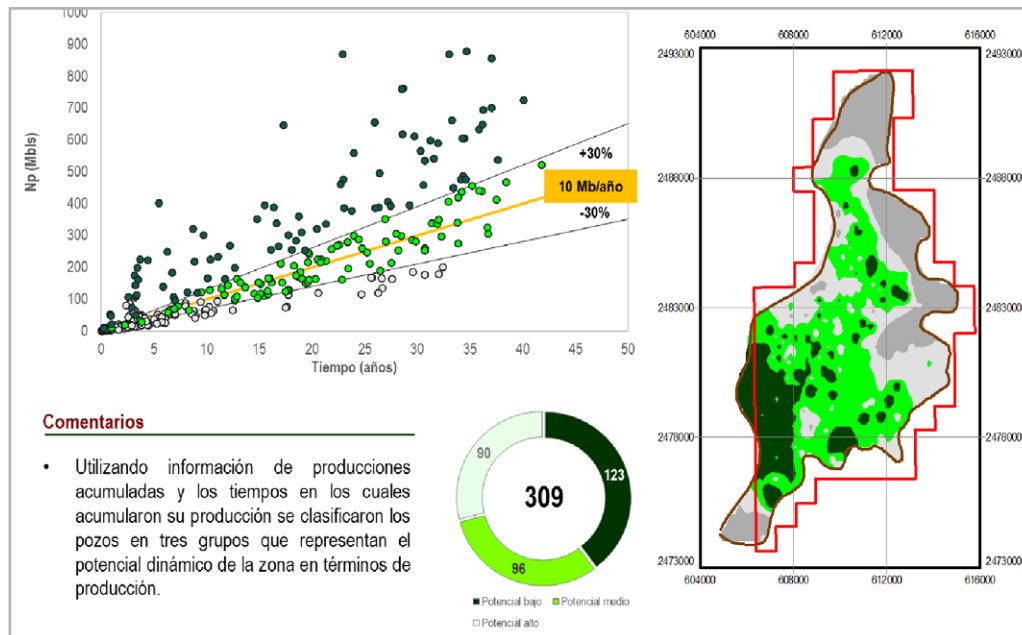


Figura 8. Zonas de potencial dinámico.

3. Análisis estático: Se construyeron dos modelos estáticos de las formaciones productoras del campo (Cretácico y Jurásico), los cuales cuentan con 9,775,875 celdas y 13,606,272 celdas respectivamente. Los modelos se encuentran actualizados con la información de los últimos pozos perforados. El modelo estructural está basado en las marcas estratigráficas de 874 pozos y la correlación de pozos para la interpretación de las fallas presentes en el campo; la distribución de propiedades

se efectuó con las evaluaciones petrofísicas de cada uno de los pozos. En el Jurásico se realizó un análisis de facies, el cual sirvió como guía para la distribución de las propiedades petrofísicas. Con base en lo anterior, se han estimado los volúmenes originales de hidrocarburos para cada formación, **Figura 9** y se identificaron las zonas de buena calidad de roca para la ubicación de localizaciones futuras. La calidad de roca (RQI) se define como:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots \dots \quad (3)$$

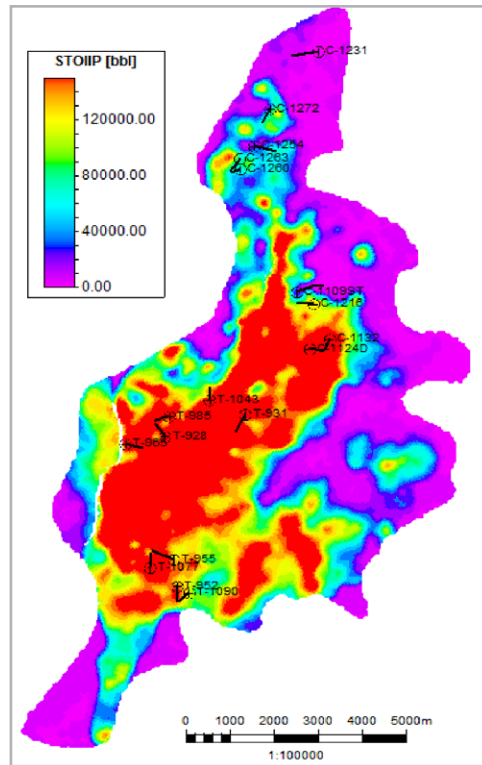


Figura 9. Volumen original del yacimiento.

Para fines prácticos se introduce la variable de calidad de roca normalizada, cuya expresión es la siguiente:

$$RQI_{NORM} = \frac{RQI}{RQI_{max}} \dots \dots \quad (4)$$

Actualizando el modelo estático se mapeó la calidad de roca normalizada, **Figura 10**, para mostrar las zonas con mejores propiedades petrofísicas e identificar las localizaciones con mayor riesgo a nivel geológico.

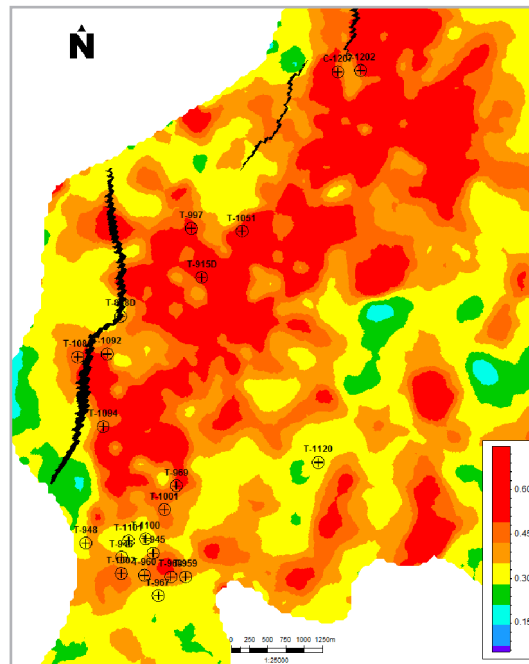


Figura 10. Mapa de calidad de roca normalizada.

4. **Análisis dinámico:** Sobre la base de los dos modelos estáticos que representan el campo, se construyeron los modelos de simulación numérica. Se manejan como mallas de simulación el mismo número de celdas totales de los modelos estáticos, con dimensiones de las celdas de 50m x 50m x 3m en promedio de cada una. Son modelos de una sola porosidad, representados con cuatro tipos de roca, composicionales de cinco componentes. Manejan funciones de saturación con curvas de drene e imbibición para cada uno de los tipos de roca. El modelo del Cretácico tiene 460 pozos, el modelo del Jurásico tiene 553 pozos (todos entre productores e inyectores). Los pozos consideran fracturas ácidas e hidráulicas, representadas con las dimensiones y la conductividad de cada una.

Utilizando el modelo de simulación numérica se calcula el índice de oportunidad del yacimiento (ROI), para identificar zonas que tengan características dinámicas favorables para continuar la extracción de hidrocarburos, **Figura 11**.

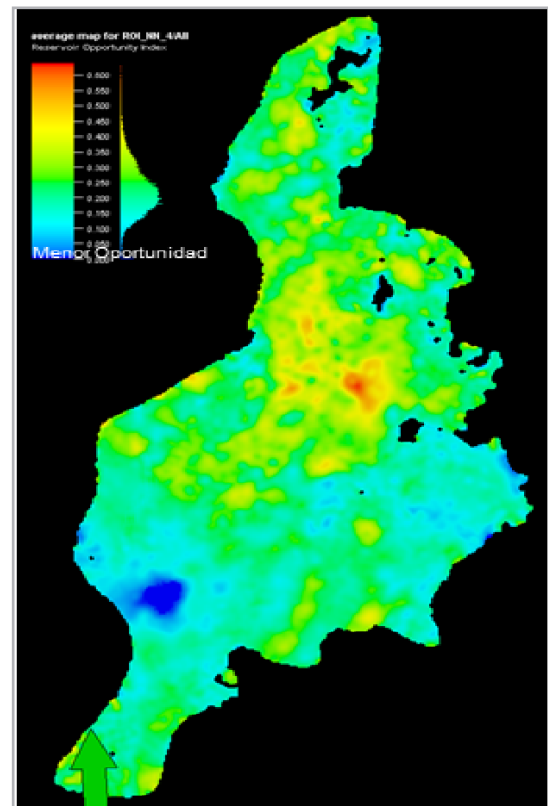


Figura 11. Mapa del ROI.

El ROI se calcula con la expresión siguiente:

$$ROI = \sqrt[3]{MOI * OFI * PPI} \dots \dots \quad (5)$$

donde:

$$MOI = \frac{S_o - S_{or}}{S_{or}} \frac{h}{h_{avg}} * \varphi * NTG$$

$$OFI = \frac{k * k_{ro}}{k_{avg}} \frac{\mu_w}{\mu_o}$$

$$PPI = \frac{P - P_{abn}}{P_{abn}}$$

Con el cálculo de este parámetro es posible incorporar aspectos dinámicos importantes del flujo de hidrocarburos como la saturación de aceite remanente, la movilidad del fluido y la presión estática. Para usar esta variable en la metodología se introduce la variable ROI normalizada.

$$ROI_{NORM} = \frac{ROI}{ROI_{max}} \dots \dots \quad (6)$$

5. Jerarquización de localizaciones: Usualmente la jerarquización de las localizaciones de pozos carece de un fundamento técnico estandarizado, recurriendo en muchos casos a la experiencia del analista, o a disciplinas individuales como puede ser la caracterización estática

o dinámica. En este trabajo se introduce el índice de oportunidad (I_{op}) que es una variable calculada que integra las zonas de potencial dinámico, la calidad de roca y el índice de oportunidad del yacimiento. El índice de oportunidad se define como:

$$I_{OP} = 10 * ZP_{NORM} * RQI_{NORM} * ROI_{NORM} \dots \dots \quad (7)$$

De esta forma es posible tener una calificación de referencia de las zonas a evaluar del yacimiento con un enfoque multidisciplinario, identificando los riesgos asociados de acuerdo con la estadística, la caracterización estática y dinámica. Una vez conocido el índice de oportunidad de las diferentes localizaciones, se ordenan de mayor a menor para visualizar las actividades con mayor probabilidad de éxito

volumétrico y por tanto, las más atractivas para continuar el desarrollo del campo.

En algunos proyectos no se cuentan con modelos geológicos o modelos de simulación numérica, por lo que es posible prescindir de algunos componentes del índice de oportunidad como se muestran en los siguientes ejemplos:

- Únicamente se cuenta con información de producción:

$$I_{OP} = 10 * ZP_{NORM}$$

- Se cuenta con información de producción y modelo geológico:

$$I_{OP} = 10 * ZP_{NORM} * RQI_{NORM}$$

- Se busca dar peso únicamente al modelo geológico y numérico:

$$I_{OP} = 10 * RQI_{NORM} * ROI_{NORM}$$

Resultados

En esta sección del trabajo se muestra un caso de aplicación de la metodología para la identificación de “sweet spots” y la jerarquización de oportunidades de explotación en yacimientos maduros de baja permeabilidad. Como primera parte del proceso, se identificaron y mapearon 22 de las

localizaciones que estaban programadas para el año en curso en el momento en el que se realizó este análisis.

Utilizando los modelos estáticos, dinámicos e historia de producción, se mapearon las zonas de potencial dinámico, calidad de roca e índice de oportunidad de yacimientos, como se muestra en la **Figura 12**.

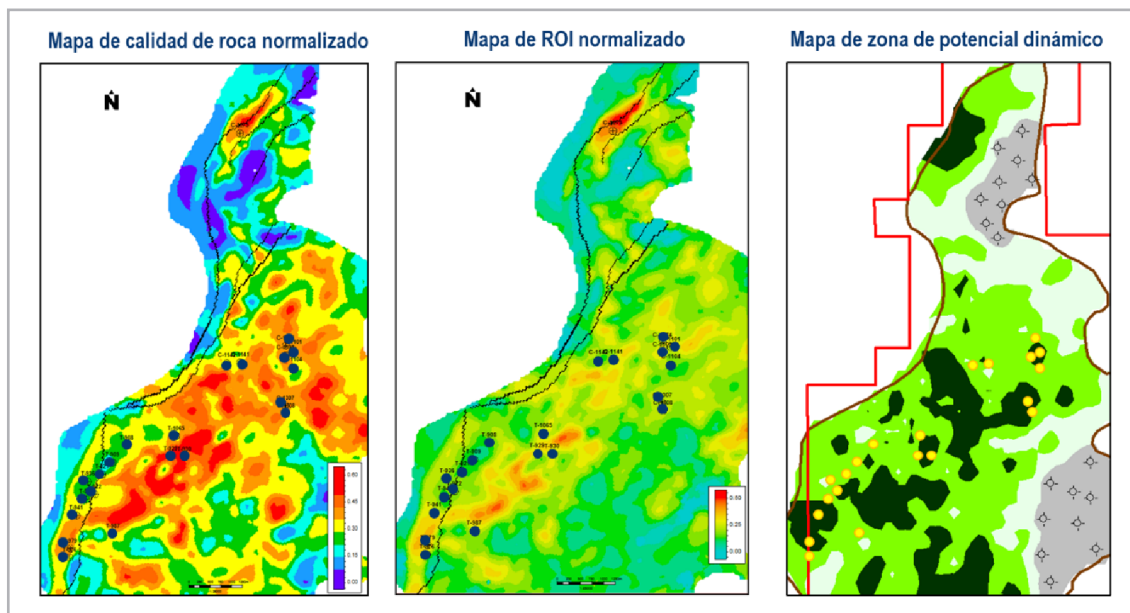


Figura 12. Mapas de potencial dinámico, calidad de roca y ROI.

Para cada localización se registran los valores de zona de potencial normalizado, calidad de roca normalizada y ROI normalizada. Para facilitar la manipulación de la información se convierten las propiedades RQI y ROI (obtenidos de los modelos estático y dinámico respectivamente), a puntos

para analizarse en un programa creado en Visual Basic, **Figura 13**, el cual de forma automática reconoce los valores correspondientes a las celdas donde se encuentra cada localización.

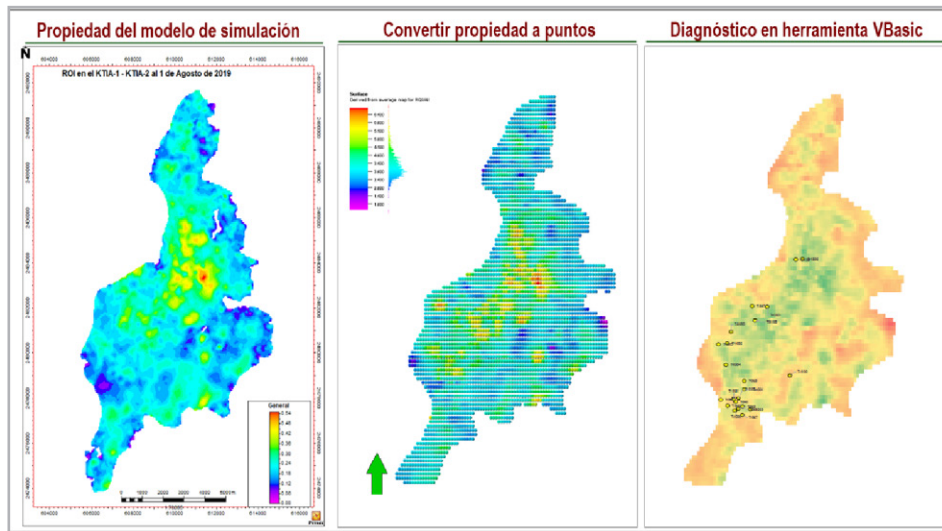


Figura 13. Construcción de herramienta en VBA para automatización del proceso.

Una vez conocidos los valores se aplica la ecuación para calcular el índice de oportunidad, con base en el cual se

jerarquizan las localizaciones desde el punto de vista técnico. Los resultados de cada índice se muestran en la **Figura 14**.

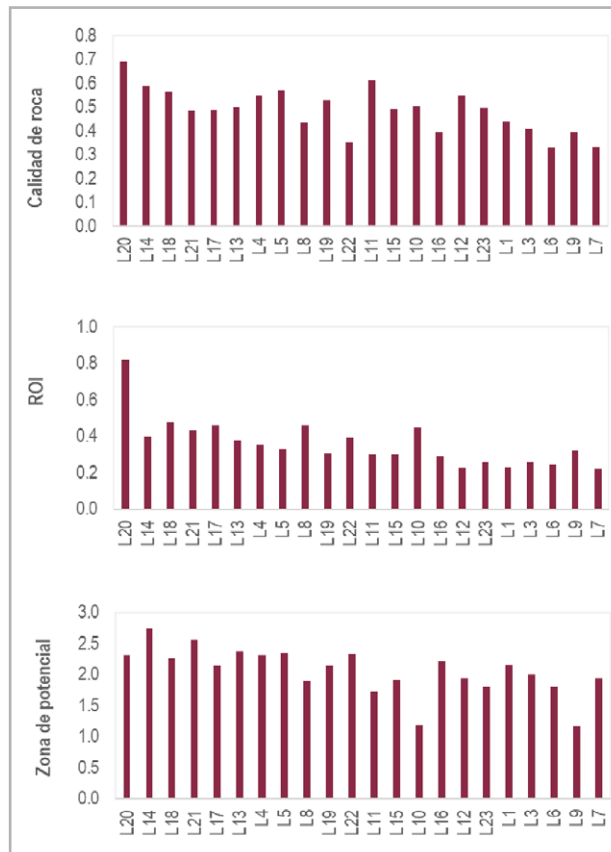


Figura 14. Valores de ZP, RQI y ROI para cada localización.

Se aplica la ecuación de índice de oportunidad y se ordenan las localizaciones de mayor a menor, de acuerdo con el índice calculado, **Figura 15**. Del análisis de la gráfica mostrada,

se observan ocho localizaciones con un bajo índice de oportunidad, haciéndolas candidatas para modificar su objetivo, buscando áreas de mayor potencial.

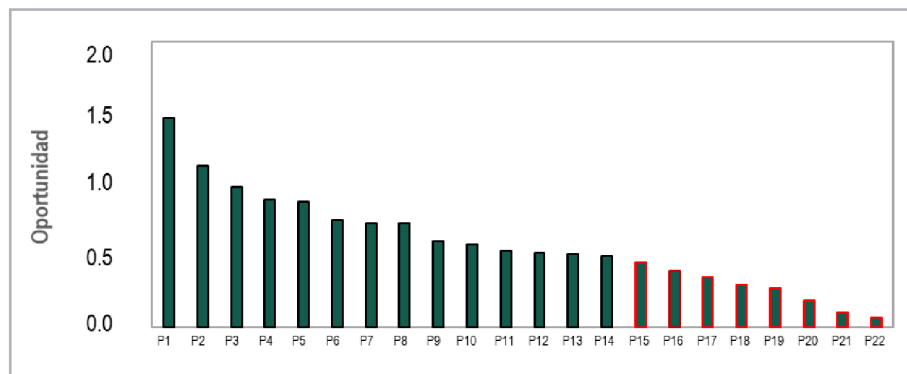


Figura 15. Localizaciones jerarquizadas de acuerdo con su índice de oportunidad.

Finalmente, aplicando esta metodología se jerarquizó toda la cartera de oportunidades del campo, para contar con opciones para sustituir las localizaciones que se identificaron con riesgo técnico, **Figura 16**.

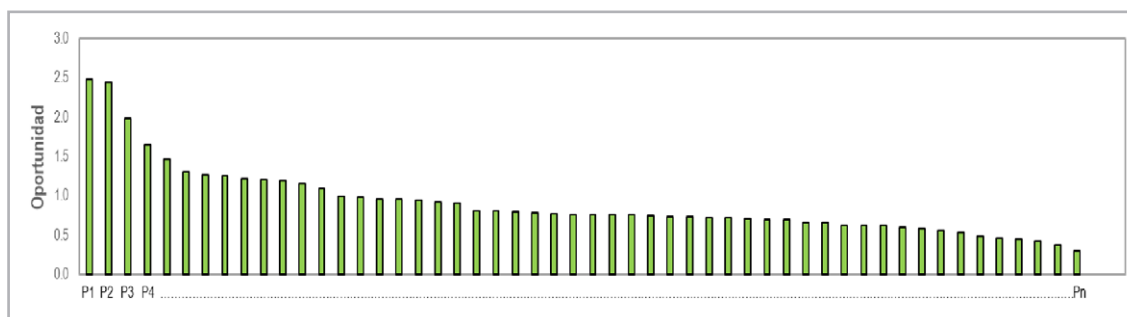


Figura 16. Jerarquización de la cartera de localizaciones del proyecto.

En el presente trabajo solo se considera el riesgo técnico de las localizaciones para la jerarquización de oportunidades, sin embargo, es recomendable hacer la evaluación económica de cada pozo para ver el impacto en cuestión de valor presente neto.

Conclusiones

- El trabajo presente propone una metodología para identificar áreas de oportunidad para continuar el

desarrollo en campos maduros, con un fundamento técnico aplicable a diferentes niveles, según la cantidad y calidad de información disponible.

- Con esta metodología es posible estandarizar la jerarquización de la actividad física propuesta en función del riesgo estático, dinámico y estadístico, basada únicamente en maximizar la probabilidad de éxito de las intervenciones, sin tomar en cuenta parámetros del tipo logístico o económico.

- Esta metodología tiene la flexibilidad de prescindir de algunos elementos en función de la información disponible, con lo cual es aplicable prácticamente para todos los yacimientos maduros.
- Aunque el presente trabajo puede aplicarse únicamente con información de producción de pozos, es recomendable contar con estudios multidisciplinarios de yacimientos que permitan dar mayor soporte a la toma de decisiones, para reducir así el riesgo técnico.

Nomenclatura

Boi:	Factor volumétrico de aceite inicial
h:	Espesor
h_{avg} :	Espesor promedio
lop:	Indicador de oportunidad
k:	Permeabilidad absoluta
k_{avg} :	Permeabilidad promedio
kro:	Permeabilidad relativa al aceite
Np:	Producción acumulada de aceite
NTG:	Relación entre espesor neto y espesor total
p:	Presión
p_{abn} :	Presión de abandono

ROI:	Índice de oportunidad de yacimientos
Rs:	Relación de solubilidad
So:	Saturación de aceite
Sor:	Saturación de aceite residual
RQI:	Índice de calidad de roca
ZP:	Zona de potencial dinámico
Φ :	Porosidad
μ_o :	Viscosidad del aceite
μ_w :	Viscosidad del agua

Agradecimientos

Los autores agradecen a Petróleos Mexicanos por proporcionar todas las facilidades para la publicación de este trabajo. Un agradecimiento especial a todo el equipo de trabajo que ha colaborado en este proyecto.

Referencias

1. Pérez Velázquez, O. 2019. *Implementación Optimizada de Índice de Oportunidad del Yacimiento (ROI) en Campos Maduros*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, Cd. Mx.

Semblanza de los autores

Humberto Iván Santiago Reyes

Originario de Poza Rica, Veracruz, es egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Petrolero, obteniendo Mención Honorífica.

Durante su carrera en la industria privada se ha desempeñado como Field Engineer trainee en el segmento ALS de la compañía Schlumberger, y analista de productividad de pozos de la compañía COPISA en el AIPRA.

Dentro de PEP se ha desempeñado como Ingeniero de Diseño de Perforación y reparación de pozos del Activo Integral Macuspana-Muspac, ingeniero de yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap y actualmente como ingeniero de yacimiento del grupo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación.

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en PEMEX como Gerente de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción. Ha participado en el desarrollo de 67 publicaciones técnicas en congresos nacionales e internacionales acerca de Caracterización de Fluidos, Ingeniería de Yacimientos y Simulación Numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL (Software para la validación de estudios PVT) con Certificado de derechos de autor No. 03-2014-060310231500-01 y PVTTools (en proceso de Certificado de Derechos de Autor). Miembro activo de la SPE (Society of petroleum Engineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). Actualmente funge como YP (Young Professional) Mentor Chairperson de la SPE sección México.

Oscar Osorio Peralta

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, con especialidad en Simulación de Yacimientos. Para Pemex, ha participado en varios estudios de modelado de YNF y arenas; en modelado de pozos no convencionales; y en proyectos de recuperación secundaria y mejorada. Ha sido Soporte en Sitio, Gerente de Desarrollo de Negocios en el Área de Ingeniería de Yacimientos y Gerente de Operaciones en la compañía Schlumberger Information Solutions en México. Como académico ha sido por 12 años profesor en la Facultad de Ingeniería de la UNAM e instructor de diversos cursos de modelado de yacimientos.

Juan Manuel Ham Macosay

Ingeniero en petróleo y gas natural egresado en el año 2009 de la Universidad Olmeca.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 2010 en el área de enlace operativo del grupo multidisciplinario de diseño de proyectos del Activo Integral de Producción Bellota-Jujo.

Se ha desempeñado como ingeniero de productividad de pozos y de yacimientos en Pemex Exploración y Producción. Actualmente se desempeña como ingeniero de yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción.

Miembro activo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), y de la Society Petroleum Engineers (SPE) sección México.