

Metodología para identificar oportunidades de producción en campos maduros

*Jorge Enrique Paredes Enciso
Yuri de Antuñano Muñoz
Rafael Pérez Herrera
Luis Manuel Perera Pérez
Pemex*

Artículo recibido en enero de 2019 y aceptado en febrero de 2019

Resumen

Una de las dificultades principales que se suscitan al analizar campos maduros es el alto volumen de pozos que presentan. Analizar la información de cientos o miles de pozos para identificar oportunidades en optimizar la producción de pozos operando o reactivar pozos cerrados, puede llegar a ser prácticamente imposible por las horas hombre que se requerirían.

Este trabajo presenta una nueva metodología para identificar, seleccionar y jerarquizar oportunidades de producción a corto plazo, para optimizar los pozos operando y reactivar pozos cerrados a través de un análisis práctico con diferentes gráficas de diagnóstico. El objetivo principal para desarrollar esta metodología es estabilizar la producción de aceite de un YNF con la incorporación de actividades con rentabilidad, que pudieran implementarse en el corto plazo, (3-6 meses).

La metodología propuesta se enfoca en dos tipos de análisis:

- *Pozos operando*: para identificar oportunidades de producción
- *Pozos cerrados*: para identificar oportunidades en su reactivación

Esta metodología (MIOP) es el primer paso antes de que se realice un análisis multidisciplinario de pozos. Esta metodología es un “screening criteria” o criterios de selección con la información disponible de pozos y su aplicación es muy práctica y simple. La aplicación del MIOP es recomendable cuando existe una gran cantidad de pozos para analizar (>20) y cuenta con la flexibilidad de adaptarse a las necesidades del campo en estudio.

Palabras clave: Metodología, campos maduros, oportunidades de producción a corto plazo, análisis práctico, producción de aceite de un YNF.

Methodology to identify short term production opportunities in mature fields

Abstract

One of the main difficulties that arise when analyzing mature fields is high volume wells presenting. Analyze the information of hundreds or thousands of wells to identify opportunities to optimize the production of wells operating or reactivate closed wells can become virtually impossible for man hours that they would require.

This paper presents a new methodology for identifying, selecting and ranking short term production opportunities, to optimize operating wells and reactivate closed wells through a practical analysis of different diagnostics plots. The main objective to develop this methodology was to stabilize oil production decline of a mature NFR by incorporating profitable activities that can be implemented in a short term (less than 6 months).

The methodology can focus on two analyses:

- *Operating wells*: Identify opportunities for optimization
- *Closed wells*: Identify opportunities to reactivate wells

This methodology (MIPO) is the first step before any multidisciplinary analysis is implemented. This methodology is a kind of screening criteria with available well data and its application is very practical and simple. MIPO application is recommended when there is a considerable number of wells (>20) and has the flexibility to meet the needs of the field under study.

Keywords: Methodology, mature fields, short term production opportunities, practical analysis, oil production of a NFR.

Introducción

En la actualidad gran parte de los campos petroleros en el mundo se han catalogado como campos maduros, debido a los bajos niveles de producción y energía que presentan sus yacimientos¹. Los problemas económicos que vive la industria petrolera, no permiten revitalizar estos campos, ya que implicaría fuertes inversiones para implementar procesos de recuperación adicional o nueva tecnología, impactando negativamente en su rentabilidad. Ante esta situación es importante identificar oportunidades que permitan mantener o incrementar la producción de estos campos de manera rentable sin la necesidad de inversiones costosas. Dentro de estas actividades se pueden listar: limpiezas, estimulaciones, optimización de los sistemas artificiales y reparaciones mayores.

La mayoría de los campos maduros presentan un gran número de pozos (operando y cerrados), los cuales pueden llegar a escala de cientos o miles de pozos, complicando el análisis para identificar los pozos candidatos a alguna intervención para optimizar o reactivar su producción. La revisión pozo a pozo requiere de muchas horas hombre, lo que la hace prácticamente imposible e ineficiente. Es necesario recurrir a alguna metodología que permita identificar oportunidades de producción con la información disponible de los pozos, y jerarquizar los grupos de pozos para enfocar el análisis a los mejores candidatos.

La información o parámetros que prácticamente existen en todos los pozos son: producción de aceite (Q_o), gas (Q_g) y agua (Q_w), flujo fraccional de agua (F_w), relación gas aceite (RGA), producciones acumuladas de aceite (N_p), gas (G_p) y agua (W_p) y reservas asociadas a los pozos. Con esta información fue posible desarrollar una metodología que permite identificar y jerarquizar pozos en campos maduros, seleccionado aquellos con mejores oportunidades de optimización o reactivación.

Mediante diversos gráficos “cross-plots” fue posible generar cuadrantes que ayudan a seleccionar qué pozos presentan una mejor oportunidad, adicionalmente se definieron índices con los cuales es posible realizar una jerarquización de los pozos. Los parámetros que se mostrarán durante el desarrollo de la metodología no son limitantes, ya que dependiendo de la información disponible o de la condición del yacimiento, se pueden modificar o agregar parámetros a la metodología. Esto hace que la metodología propuesta en este trabajo sea flexible y se adapte a las necesidades de cada campo.

La metodología desarrollada en este trabajo se basó en la información disponible de un campo maduro del sur de México con 161 pozos. Se logró incrementar en 4.5 Mbd en un periodo menor a tres meses la producción de este campo como resultado de implementar la metodología propuesta en este trabajo.

Características del campo seleccionado para el desarrollo de la metodología

El campo en estudio se localiza al sur de México y se compone de cinco yacimientos que cubren un área de 49 acres. La profundidad media es 14,750 pies y estos yacimientos están conectados hidráulicamente por un sistema natural de fracturas. Este campo es productor de aceite ligero y comenzó su producción en 1973 en formaciones Cretáceas y Jurásicas de 30° API.

Después de 43 años de explotación ininterrumpida, presenta un factor de recuperación del 35 % para el aceite y del 42 % para el gas.

La producción máxima se obtuvo en 1979 con 693 Mbd y 745 MMpcd, la producción actual de aceite es de aproximadamente 35 Mbd y 180 MMpcd de gas. La presión original del yacimiento era 7,580 psi y estaba por encima de la presión de punto de burbuja de 4,522 psi a 13,800 pies. La temperatura del yacimiento es alrededor de 250 °F. Un casquete de gas secundario comenzó su formación después de cinco años de producción cuando se alcanzó la presión de burbuja².

Un proceso de recuperación secundaria comenzó en 1977 a través de la inyección periférica del campo; éste fue el único proceso de mantenimiento de presión hasta 2006, cuando una prueba piloto de inyección de gas contaminado se ejecutó. El proyecto principal de mantenimiento se inició en 2008 con la inyección de 190 MMpcd de nitrógeno inmiscible en la cima del casquete gas secundario del yacimiento «O». Los objetivos más importantes para la inyección de nitrógeno inmiscible fueron mantener la presión del yacimiento y aumentar el factor de recuperación en un 2-3 % del volumen original³.

Desarrollo de la metodología

El campo seleccionado para el estudio tenía como objetivo a corto plazo en su plan de explotación la reincorporación a producción de 67 pozos cerrados, e identificar oportunidades de optimización en los 94 pozos activos. Esta necesidad fue la que conllevó al desarrollo de la metodología presentada en este trabajo, en la cual, y las únicas consideraciones fueron excluir intervenciones que requirieran inversiones fuertes (intervenciones con equipo) y enfocarse en actividades a corto plazo (<6 meses).

La metodología para identificar oportunidades de producción (MIOP) se enfocó en dos tipos de análisis:

1. Pozos operando. Identificar oportunidades de optimización.
2. Pozos cerrados con posibilidades: Jerarquizar oportunidades para reactivar los pozos cerrados con posibilidades e identificar la problemática que ocasionó el cierre.

Los pozos cerrados sin posibilidades no se incluyen en la metodología propuesta, debido a que se busca encontrar oportunidades a corto plazo. Al momento de desarrollar la metodología, en el campo en estudio operaban 94 pozos de los cuales 26 son fluyentes, 57 producen con bombeo neumático (BN) y 11 con bombeo electrocentrifugo (BEC). A continuación se describe a detalle el desarrollo de la metodología para pozos operando y pozos cerrados con oportunidades:

MIOP aplicado a pozos operando

La metodología desarrollada para los pozos operando se puede apreciar esquemáticamente en la **Figura 1**. El primer paso y más importante consiste en identificar las “variables de diagnóstico” que pueden ser utilizadas para la aplicación de la metodología. La información debe cumplir las premisas siguientes:

1. Todos los pozos deben contar la misma información
2. La información debe ser de fácil adquisición y disponibilidad

Las “variables diagnóstico” seleccionadas deben de estar asociadas a la problemática del campo; para este caso de estudio al tratarse de un yacimiento saturado con problemas de producción de agua y gas, las variables seleccionadas fueron la relación gas aceite (GOR) y el flujo fraccional de agua (F_w). Después de identificar las variables se debe realizar una base de datos con la siguiente información:

- Gasto de aceite (Q_o)
- Relación gas-aceite (GOR)
- Flujo fraccional de agua (F_w)
- Reserva remanente de aceite (PDP, proved developed producing)

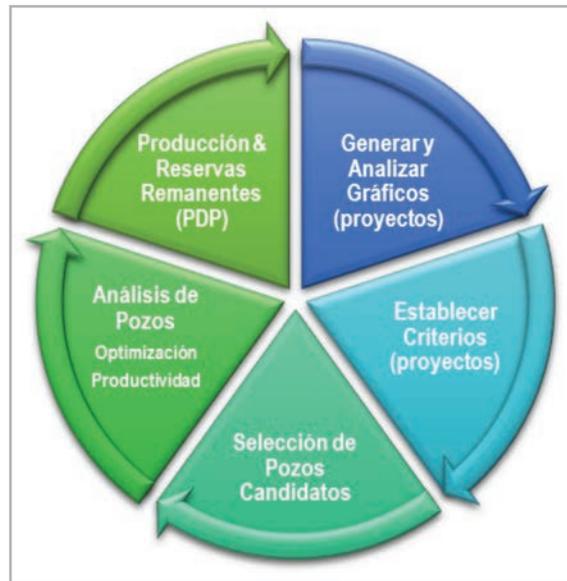


Figura 1. Flujo de trabajo para identificar oportunidades en pozos operando.

Los parámetros Q_o y PDP son variables que siempre se utilizarán, las únicas que varían de acuerdo a la condición y necesidad del yacimiento en donde se aplique la metodología serán las variables de diagnóstico (por ejemplo, RGA y F_w). Es importante mencionar que cuando se trate de

un yacimiento de gas las variables a utilizar serán Q_g y gas PDP. La **Tabla 1** muestra un ejemplo de la construcción de la base de datos requerida con 10 pozos de los 94 pozos operando del campo en estudio.

Pozo	Q_g	RGA	F_w	RR _o (PDP)
	bd	m ³ /m ³	%	MMb
C-1	164	1,835	18.8	0.091
C-1011	610	1,648	15.7	4.228
C-1023	516	1,203	26.8	0.168
C-10-A	472	348	50.0	0.390
C-11	138	11,043	15.4	1.784
C-12-A	138	1,114	18.3	0.224
C-18-A	195	1,016	11.4	0.308
C-21	491	1,334	1.3	2.432
C-30-A	94	1,945	51.6	0.148
C-41	138	228	47.6	0.171

Tabla 1. Ejemplo de la base de datos requerida, (mostrando 10 de los 94 pozos produciendo).

Con la base de datos completa incluyendo los 94 pozos operando, se procede a realizar una serie de gráficas que permitirán identificar de forma práctica los pozos con

un área de oportunidad posible en la optimización de su producción; a continuación, se detallan los gráficos utilizados en esta metodología:

1. Q_g vs PDP

La gráfica propuesta se realiza con la finalidad de identificar los pozos con un bajo gasto de producción y que presenta valores altos de reserva probada desarrollada produciendo

(PDP), es decir la reserva asociada a su comportamiento de declinación. Los datos graficados en un inicio, no necesariamente permitirán identificar áreas de oportunidad de forma directa, **Figura 2**.

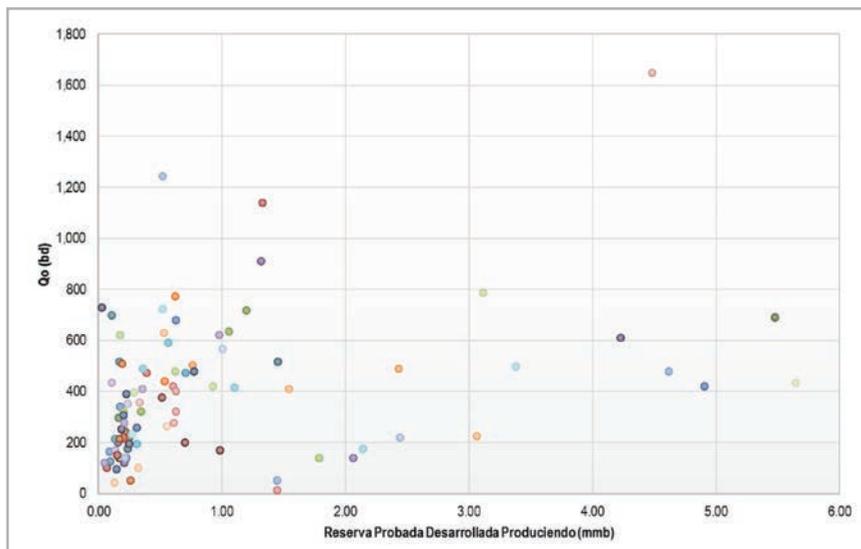


Figura 2. Gráfica del Q_g actual vs reserva PDP de los 98 pozos operando.

El paso siguiente consiste en establecer rangos o criterios para generar los cuadrantes de análisis dentro del gráfico propuesto. En este punto es indispensable la participación de los ingenieros de yacimientos y productividad de pozos

del campo a ser analizado, ya que son los que conocen el comportamiento de los pozos. Para este ejercicio se estableció para el gasto de aceite un rango de 0 a 1,000 bd y para las reservas PDP un rango de 0 a 1.5 MMb, **Figura 3**.

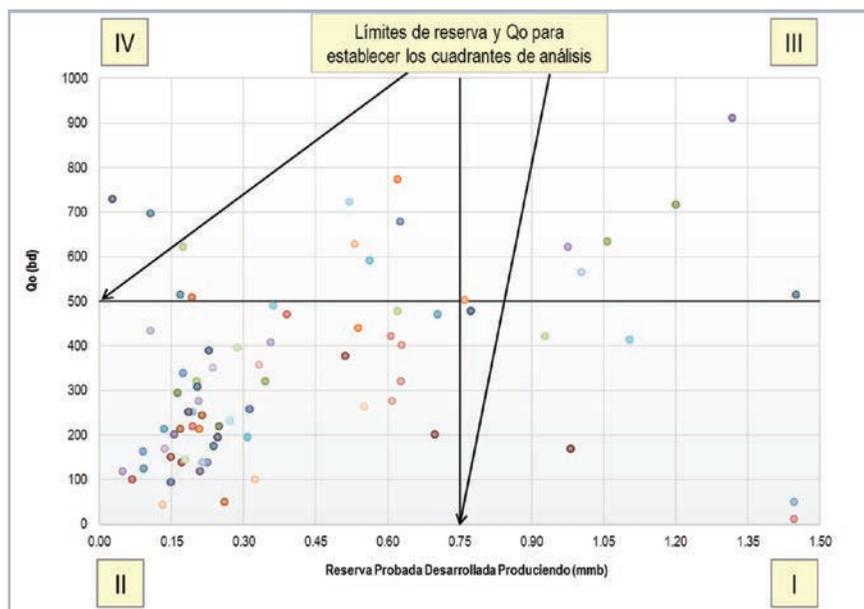


Figura 3. Gráfico del Q_g actual vs reserva PDP acotado a los criterios establecidos.

Con la finalidad de establecer los cuadrantes para el análisis, es importante definir los valores “medios” o límites del gasto de aceite y reservas. Para el caso de estudio se estableció un valor de 500 bd de aceite y 0.75 MMB de reserva de aceite. Los cuadrantes así establecidos permitirán identificar los pozos con un bajo gasto y con buena reserva remanente, los cuales quedan establecidos en el Cuadrante I de la **Figura 4**. Los cuadrantes establecidos

(I-IV) buscan jerarquizar los grupos de pozos con potencial de optimización de producción a un corto plazo y con el menor riesgo posible. Lo anterior reduce los esfuerzos de analizar un universo de pozos y priorizar los esfuerzos en un conjunto de pozos con posible potencial. El resultado de este primer análisis se puede observar en la **Tabla 2**.

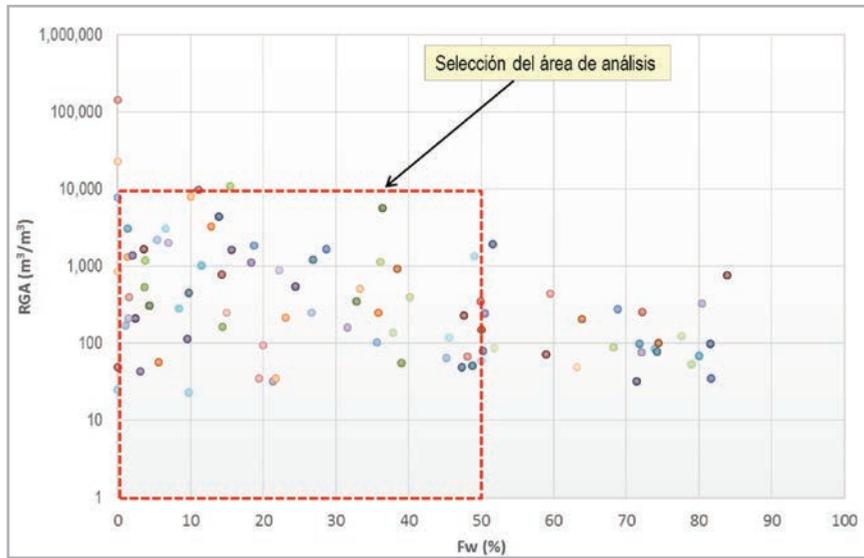


Figura 4. Gráfico de la RGA vs F_w mostrando el área de análisis.

Pozos descartados		17
Pozos a jerarquizar		77
Grupo I	$Q_o \downarrow - PDP \uparrow$	6
Grupo II	$Q_o \downarrow - PDP \downarrow$	54
Grupo III	$Q_o \uparrow - PDP \uparrow$	7
Grupo IV	$Q_o \uparrow - PDP \downarrow$	10

Tabla 2. Resultados del primer filtro de pozos.

Los pozos “descartados” son los pozos que quedaron fuera del rango establecido inicialmente, esto no implica que no se analizarán, sin embargo, son los pozos que en teoría no presentan problemas, ya que presentan altos gastos de producción y altas reservas remanentes y generalmente son identificados de forma inmediata.

2. RGA vs F_w (variable de diagnóstico 1 vs variable de diagnóstico 2)

En este punto es importante contar con las variables que puedan ser un indicativo de la problemática posible del yacimiento. Es importante mencionar que la información a utilizar debe ser de fácil adquisición y debe estar disponible para todos los pozos a analizar. Para el caso de estudio se seleccionaron la RGA y F_w debido a que se trata de un yacimiento saturado que ha sido sometido a diversos procesos de inyección de agua y gas, por lo que la problemática principal de los pozos es la irrupción de agua o de gas.

Siguiendo el mismo esquema que el gráfico anterior se toma la información de los pozos operando y se grafica sus RGA y F_w , Figura 4. Los gráficos son susceptibles a modificaciones para establecer los rangos o cuadrantes de análisis. En este caso al existir una gran dispersión de valores de RGA, debido a que el yacimiento produce en condiciones de saturación y se ha sometido a procesos de recuperación secundaria, fue necesario establecer una escala logarítmica en el eje de las ordenadas donde se grafica la RGA.

El cuadro rojo de la Figura 4 se estableció considerando que los pozos con un corte de agua mayor al 50% y pozos con una RGA mayor a $10,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ reduce las posibilidades de efectuar una optimización exitosa. De esta forma el análisis se enfocó para los pozos que se encuentran por debajo de estos límites establecidos. La **Figura 5** muestra la gráfica con los rangos establecidos para la RGA y el corte de agua. Para establecer el cuadrante de análisis se definió un valor de F_w de 25 % y para el RGA un valor de $350 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

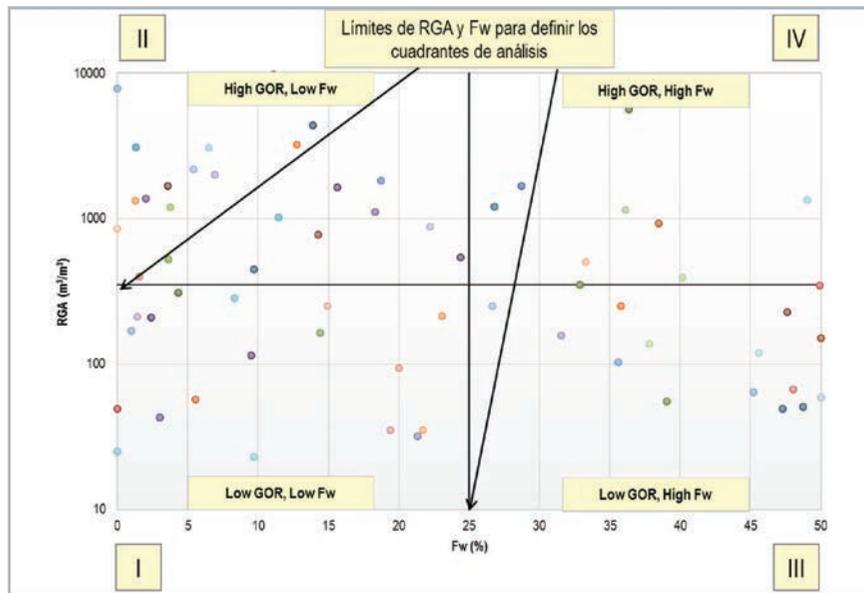


Figura 5. Gráfico de la RGA vs F_w acotado a los criterios establecidos.

Los resultados de esta gráfica pueden servir como guía para identificar áreas de oportunidad para la optimización, de acuerdo al cuadrante en donde se ubica el pozo:

Baja RGA & Bajo F_w (I).

- Mejores pozos del proyecto (poca producción de fluidos invasivos)
- Evaluar posibles ampliaciones al estrangulador
- Evaluar inversiones de flujo
- Evaluar posibles estimulaciones o limpiezas

Alta RGA & Bajo F_w (II).

- Pozos estructuralmente más altos
- Producción cercana a un contacto gas aceite (CGA)
- Evaluar cierre de pozos con alta relación gas aceite (HGOR)
- Evaluar posibles controles de gas
- Evaluar posibles profundizaciones

Baja RGA & Alto F_w (III).

- Pozos estructuralmente más bajos
- Producción cercana al contacto agua aceite (CAA)

- Revisar integridad del pozo por alguna posible canalización
- Evaluar posibles controles de agua
- Revisar reservas remanentes para una posible RMA

Alta GOR & Alto F_w (IV).

- Posible ventana de aceite reducida
- Revisar integridad del pozo por alguna posible canalización
- Evaluar posibles controles de gas
- Evaluar posibles controles de agua

El gráfico propuesto en este análisis puede ajustarse a las condiciones del yacimiento, por ejemplo, un yacimiento bajo saturado no presentará problemas de irrupción de gas y una RGA tan dispersa por lo que utilizar RGA no permitirá detectar oportunidades durante el análisis. Para este caso y dependiendo del proceso de recuperación al que se está sometiendo el yacimiento (primaria, secundaria y/o mejorada), se pueden incluir parámetros como: salinidad del agua de formación, % mol de N_2 , patrones iónicos (Cl, Na), gravedad API, % de resinas asfálticas, presión y temperatura de fondo y superficie, como variables de diagnóstico.

3. Jerarquizar pozos operando

Una vez seleccionadas las variables de diagnósticos y establecidos los cuadrantes de diagnóstico, es necesario jerarquizar los pozos de acuerdo a los parámetros que se están analizando. Para el proceso de jerarquización se estableció un índice para pozos operando o relación reserva-producción (RPR), el cual se estima mediante la relación:

$$RPR = \frac{PDP}{Q_o} \frac{(MMb)}{(bd)} \quad \dots(1.1)$$

Esta expresión se propone para contar con un indicador que permita jerarquizar los pozos en función a su reserva remanente asociada su producción actual (PDP). Los cuadrantes establecidos en la gráfica 1 (Q_o vs PDP) permiten tener una jerarquización por grupos de pozos en un mismo campo, sin embargo, con la aplicación del RPR a cada uno de los pozos en un mismo cuadrante se logra su jerarquización

individual. La segunda gráfica (RGA vs F_w) servirá como un complemento del análisis, ya que dependiendo del cuadrante en donde se localicen los pozos indicará su posible problemática. La **Tabla 3** muestran los resultados de la jerarquización de los pozos basados en la RPR del cuadrante I del gráfico Q_o vs PDP.

Pozo	RPR	Jerarquía	Posible problemática
	(MMb/bd)		
I-146-D	0.1150	1	Gas
I-146	0.0287	2	Gas
O-42	0.0058	3	Gas
S-7121	0.0027	4	Flujo
S-105-A	0.0022	5	Agua
S-62-A	0.0016	6	Agua

Tabla 3. Jerarquización de pozos de acuerdo al cuadrante 1.

Estos resultados nos indican que el primer pozo de los 94 pozos productores que pudiera optimizarse de acuerdo a su producción actual y a sus reservas es el I-146D.

MIOP aplicado a pozos cerrados

El alcance de esta metodología para los pozos cerrados con posibilidades es identificar los pozos con mayor potencial para reincorporarse a producción a corto plazo, con el menor riesgo asociado. La metodología desarrollada para los pozos cerrados con posibilidades se puede apreciar esquemáticamente en la **Figura 6**.

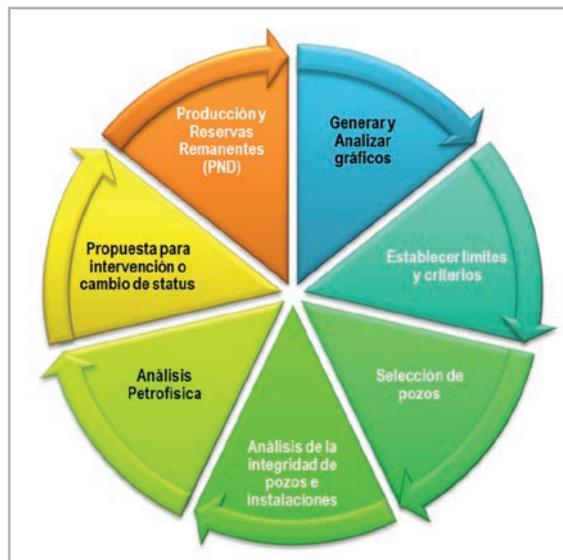


Figura 6. Flujo de trabajo para identificar oportunidades en pozos cerrados.

De forma similar que con el MIOP de pozos operando se genera una base de datos, **Tabla 4**, con la información siguiente:

- Producción acumulada de aceite (N_p) y gas (G_p)
- Relación gas-aceite (RGA) previo al cierre del pozo
- Corte de agua (F_w) previo al cierre del pozo
- Reserva remanente (PDNP, probada desarrollada no produciendo o PND, probada no desarrollada)
- Días transcurridos desde su cierre

La participación de los ingenieros de yacimientos y productividad de los proyectos es indispensable durante la aplicación del MIPO a pozos cerrados, debido a que son los que conocen las áreas de oportunidad de los pozos y campos. Esto reduce tiempos de análisis e impacta directamente en la jerarquización de los pozos.

Para el caso de los pozos cerrados se destacan tres áreas importantes dentro del análisis: reservas, causa de cierre y tiempo que lleva cerrado el pozo. Los gráficos que se presentan a continuación deben ser construidos con información confiable para que los resultados presenten menor grado de incertidumbre:

Pozo	N_p	G_p	Al cierre del pozo		RRo	RRg	Días cerrado
	MMb	MMMpc	GOR (m^3/m^3)	F_w (%)	MMb	MMMpc	
S-62-A	25.69	34.86	236	73.1	0.089	0.053	228
S-63	13.10	12.79	524	74.6	0.264	0.422	4,945
S-82RE	37.40	49.37	2,763	60.6	0.200	0.316	1,538
S-86-A	0.11	0.31	936	63.8	0.151	0.217	319
S-89	4.48	6.95	175	63.0	0.258	0.386	411
S-101	57.18	75.26	47	13.6	0.020	0.009	258
S-109	29.96	24.44	148	66.7	0.263	0.654	2,449
S-124	0.72	1.16	706	52.3	0.000	0.000	442
S-163	5.64	4.57	2,722	30.3	0.183	0.117	10,120
S-1075	0.87	0.66	289	75.2	0.108	0.191	442

Tabla 4. Ejemplo de la base de datos requerida, (mostrando 10 de 67 pozos cerrados).

1. N_p vs reserva remanente, (PDNP o PND)

La producción acumulada de un pozo depende de varios factores como son el gasto de producción, el factor de declinación y el periodo de explotación al que fue sometido, sin embargo, se puede considerar que es una variable implícita del tiempo de explotación de un pozo principalmente. Esta consideración permite que se pueda utilizar la variable N_p como un indicador del tiempo de vida de un pozo y jerarquizar los pozos a analizar. Esta jerarquización garantiza que la búsqueda de oportunidades sea a corto plazo y en pozos con menos posibilidades de problemas mecánicos. Se asume que pozos con un mayor N_p presentarían más problemas a la hora de su posible reactivación.

En el caso de las reservas remanentes de los pozos cerrados con posibilidades, están asociados generalmente a una oportunidad de reentrada (PND) y/o a una RMA o RME (PDNP). Tomando en cuenta las dos variables descritas anteriormente, se propone la gráfica de N_p vs RRo. La gráfica utiliza la información de la primera oportunidad de reserva que tenga el pozo y no la reserva remanente total del pozo para evaluar sólo las incorporaciones a corto plazo.

Similar a los otros gráficos propuestos en esta metodología, debe ser dividido en cuadrantes y los rangos establecidos para cada cuadrante deben ser definidos por los especialistas del campo, aunque se sugiere como primer paso descartar pozos que se salgan del comportamiento “normal” del resto de los pozos, **Figura 7**. En caso de desconocer los límites

que pudieran establecerse se sugiere utilizar el promedio de cada variable como límite.

Para este ejercicio se descartaron cuatro pozos de los 67 pozos cerrados: tres pozos sin reservas remanentes y un

pozo sin información de producción. Los pozos identificados de forma directa (dentro del recuadro azul) deben analizarse independientemente para evaluar estas variaciones, el resto de los pozos (recuadro rojo) continúan con el análisis para su jerarquización.

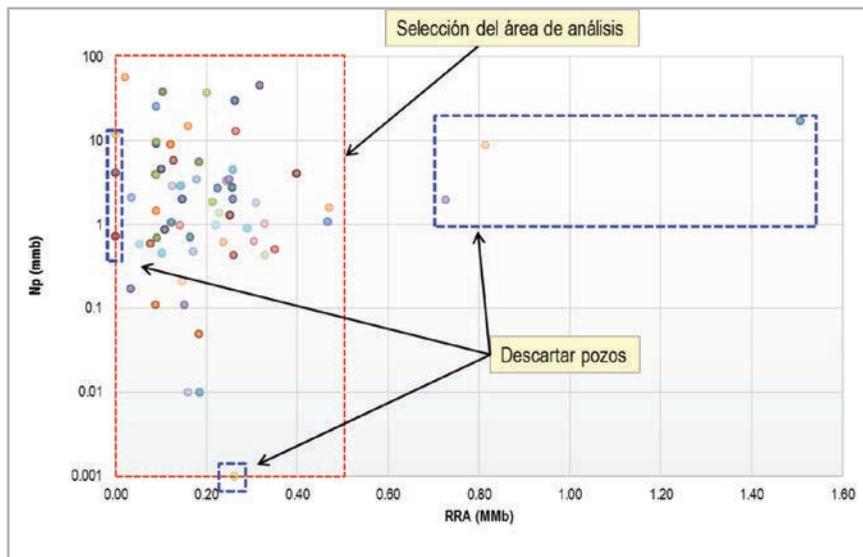


Figura 7. Gráfica de N_p vs RRo mostrando el área de análisis y los pozos descartados.

Los rangos en este ejercicio se definieron de 0 – 100 MMb para la producción acumulada de aceite y de 0.0 a 0.5 MMb para las reservas remanentes, **Figura 8**. Los cuadrantes se establecieron con un valor medio de 5 MMb y 0.25 MMb para la N_p y RRo respectivamente.

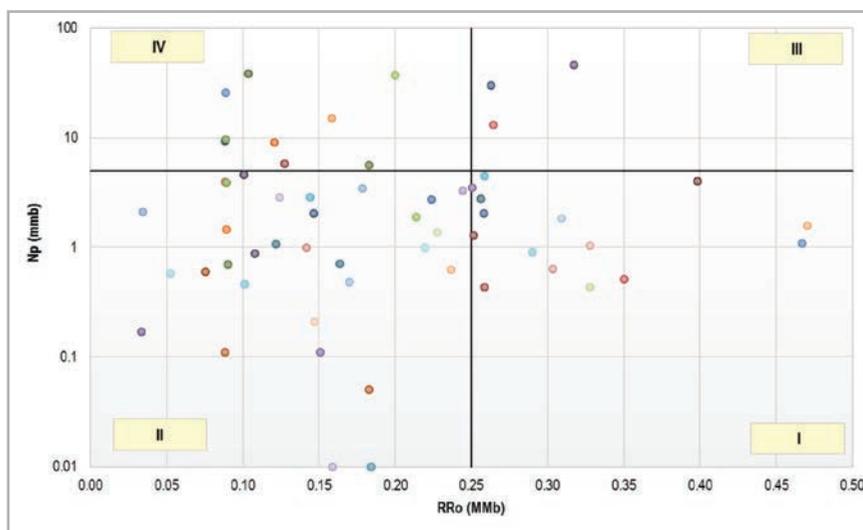


Figura 8. Gráfico de N_p vs RRo acotado a los criterios establecidos.

Los límites definidos permiten clasificar los pozos en cuatro grupos:

- **Grupo I.** Los pozos de este cuadrante (15) serán los primeros en jerarquizarse por ser los que presentan las mayores reservas remanentes y la menor producción acumulada. La producción acumulada implícitamente incluye el tiempo de producción del pozo, por lo que a mayor N_p probablemente vayan disminuyendo sus oportunidades para una reparación, por ejemplo.
- **Grupo II.** 29 pozos pertenecen a este cuadrante en el caso en estudio. En este cuadrante se ubican los pozos con baja producción acumulada y la reserva remanente por debajo del valor medio; son pozos donde existe una gran área de oportunidad de reincorporarse a corto plazo, sin embargo, las reservas remanentes del Grupo I pudieran ser las más atractivas.
- **Grupo III.** Este cuadrante agrupa a los pozos (3) que presentan producciones acumuladas y reservas remanentes superiores al valor medio. Siguiendo el criterio del Grupo I, al ser la producción acumulada mayor al valor medio, se puede asumir que aumenta la probabilidad de que el pozo presente problemas

mecánicos por su tiempo de operación. Por ejemplo, para un pozo con 46.2 MMB de producción acumulada de aceite se pudiera estimar que a un gasto promedio de 5,000 bd tardaría más de 25 años en acumular este valor.

- **Grupo IV.** El último grupo lo conforman los pozos (10) con altas producciones acumuladas y bajos valores de reservas remanentes. De acuerdo a los criterios para clasificar los grupos, estos pozos serán los últimos en analizarse.

El proceso de MIOP para pozos cerrados con posibilidades comienza con la identificación de los cuatro cuadrantes de análisis. Los pozos se analizarán de acuerdo a su jerarquía grupal, es decir, se comenzarán con los pozos del Grupo I, Grupo II, Grupo III y Grupo IV respectivamente.

2. RGA vs F_w

El siguiente paso es identificar cuál fue la causa probable del cierre del pozo. Para esto se construyó un gráfico del último valor de relación gas-aceite contra el último valor de corte de agua para identificar de forma práctica cuál fue la probable causa del cierre del pozo, **Figura 9**.

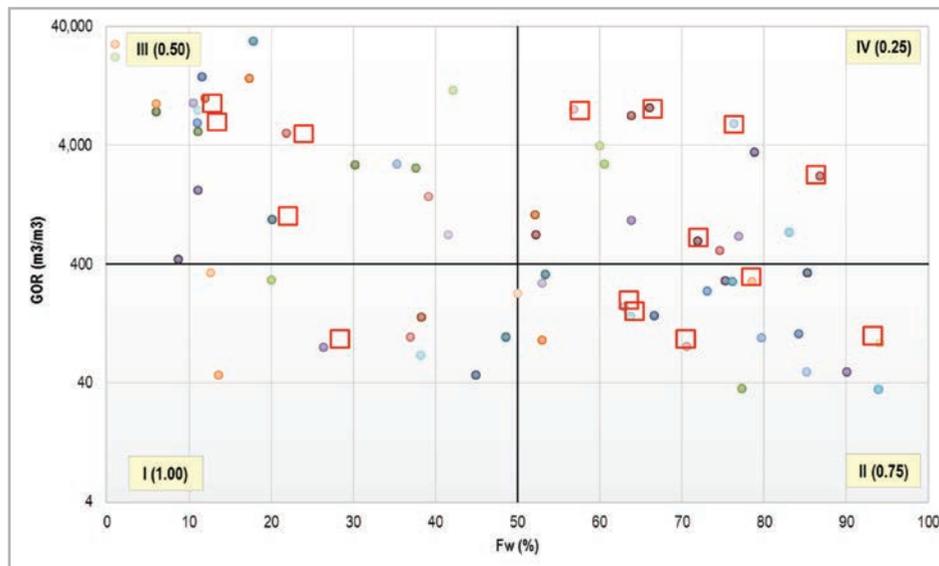


Figura 9. Gráfico de RGA vs F_w resaltando los 15 pozos del cuadrante I de la Figura 8.

En este punto es indispensable la participación de los especialistas del campo para definir los valores medios y poder clasificar adecuadamente los pozos y su problemática asociada. La metodología cuenta con la flexibilidad de cambiar las variables de esta gráfica de acuerdo a la condición y necesidad del yacimiento en estudio. En el gráfico propuesto se pueden identificar en rojo, donde se localizan los 15 pozos de acuerdo al cuadrante de análisis establecido para la causa probable del cierre del pozo. Los cuadrantes fueron clasificados de la siguiente forma:

Baja RGA & Bajo F_w (I)

Los pozos de este cuadrante posiblemente se cerraron por una causa diferente a la irrupción gas o agua en los pozos. Las posibles causas pudieran estar asociadas a pozos en espera de un sistema de levantamiento artificial; posible cierre de fracturas; intervalo productor con características petrofísicas malas; pozos intermitentes, entre otras. Los pozos de este cuadrante pudieran ser los más rápidos de intervenir.

Baja RGA & Alto F_w (II)

Es evidente que los pozos de este cuadrante presentan una problemática asociada a la irrupción de agua de formación. La baja RGA confirma la presencia o influencia del acuífero en este grupo de pozos. Las reservas asociadas a estos pozos muy probablemente estarán enfocadas en algún tratamiento de control de agua y/o el abandono del intervalo que produjo, para anexar uno nuevo (RMA sin equipo), o a la incorporación de un equipo BEC para manejar altos F_w .

Alta RGA & Bajo F_w (III)

Los pozos de este cuadrante presentan una problemática asociada a la producción de gas. Probablemente sean los pozos que se invadieron por el avance del CGA o una canalización posible del gas por una mala cementación. Las actividades para drenar las reservas de estos pozos probablemente sean profundizaciones, o tratamientos para controlar el gas producido.

Alta RGA & Alto F_w (IV)

Este cuadrante representa los pozos que probablemente presentaron problemas de irrupción de agua y gas de manera simultánea. Posiblemente los pozos se encuentran en una zona con una ventana reducida de producción. Las actividades asociadas a la reactivación de estos pozos probablemente estén enfocadas a una reentrada o a contrarrestar la problemática de los fluidos invasivos, no obstante estas actividades presentan mayor riesgo que el resto de los cuadrantes y aparentemente se requeriría equipo para su ejecución.

El caso particular del campo en estudio se trata de un yacimiento saturado, por lo que las variables que pudieron afectar el cierre del pozo se centraron en la irrupción de agua y/o gas; sin embargo, como se mencionó anteriormente en MIOP de pozos operando este tipo de gráfica puede reemplazarse por otra que involucre variables que afectan la productividad de los pozos. Un ejemplo de este caso pudiera ser para pozos que están siendo sometidos a inyección de vapor en donde la temperatura afecta directamente la productividad del pozo; en este caso esta variable pudiera incluirse.

3. Días cerrado vs RR_o (PDNP o PND)

Las dos gráficas utilizadas anteriormente están enfocados principalmente en la producción, reservas y problemática asociada. Otros parámetros que deben ser incluidos cuando se analizan pozos cerrados son las instalaciones superficiales, la integridad mecánica del pozo y las afectaciones sociales. Un parámetro indicador de estos problemas puede ser el tiempo que lleva cerrado el pozo. Adicionalmente el valor del tiempo de cierre implícitamente es un indicativo del riesgo asociado a la reactivación de un pozo. Mientras mayores sean los tiempos que lleva cerrado un pozo se incrementa la probabilidad de que ese pozo presente problemas mecánicos, existan daños permanentes a la formación y que las instalaciones de superficie hayan sido reutilizadas o desmanteladas.

Derivado de lo anterior se propone un gráfico del tiempo de cierre en días con respecto a las reservas remanentes para cada uno de los pozos cerrados, **Figura 10**. Los cuadrantes de análisis se establecieron por los límites de las reservas definidos en el gráfico N_p vs RR_o y los pozos fueron agrupados (I-IV) por sus reservas remanentes.

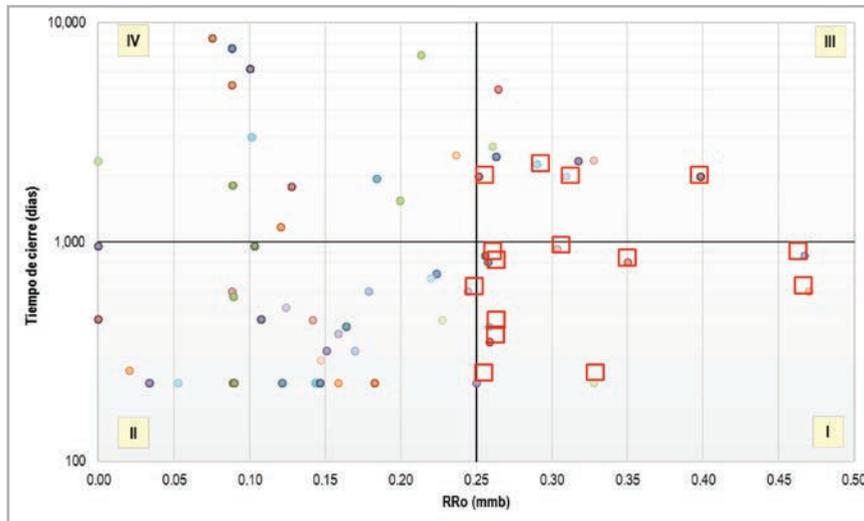


Figura 10. Gráfico de días cerrado vs RR_o resaltando los 15 pozos del Cuadrante I de la Figura 8.

4. Jerarquización de pozos cerrados, (Índice MIOP)

Los gráficos anteriormente analizados pueden ser una herramienta práctica para identificar oportunidades por grupo de pozos. No obstante, es necesaria la jerarquización de cada uno de los pozos a través de un valor numérico o índice, de manera que cualquier análisis se enfoque en los pozos con mayores posibilidades de éxito inicialmente.

Al igual que el proceso de MIOP para pozos operando, se generó un índice de jerarquización para pozos cerrados. Se tomó como base el análisis de las gráficas descritas anteriormente y se obtuvo un indicador numérico (Índice MIOP), que permitiera jerarquizar los pozos cerrados con posibilidades y que involucrara integralmente: reservas remanentes, producciones acumuladas, causa del cierre del pozo y tiempo de cierre.

A continuación, se describe el procedimiento para estimar el índice MIOP basado en los tres gráficos analizados en el apartado anterior:

1. Definir los grupos de análisis mediante la gráfica N_p vs RR_o, **Figura 8**.
2. Identificar los pozos correspondientes al Grupo I, para este caso fueron 15 pozos.

3. Estimar para cada uno de los pozos el RPI, utilizando la fórmula siguiente:

$$RPI = \frac{RR_o}{N_p} \frac{(MMb)}{(MMb)} \quad \dots (1.2)$$

Después de estimar el RPI se debe identificar el pozo con el máximo valor de RPI para que a partir de este valor se estime la desviación del resto de los pozos.

4. Ubicar en la gráfica de RGA vs F_w en donde se localizan los 15 pozos en estudio, **Figura 9**, para obtener el indicador de la causa del cierre (CCI).

En este punto se definieron valores de acuerdo al cuadrante en el que se encuentran los pozos: Cuadrante I (1.00), Cuadrante II (0.75), Cuadrante III (0.50) y Cuadrante IV (0.25). Estos valores se definieron de acuerdo al grado de riesgo que pudiera estar asociado a la intervención del pozo.

- Calcular el indicador reservas-tiempo de cierre (RTI) mediante la información de la gráfica del tiempo de cierre vs RR_o.

$$RTI = \frac{RRo}{Tiempo\ cerrado\ (días)} \frac{(MMb)}{\times 1000} \quad \dots (1.3)$$

Después de estimar el RTI se debe identificar el pozo con el máximo RTI para que a partir de este valor se estime la desviación del resto de los pozos.

- Establecer los pesos ponderados para las tres variables analizadas.

Los pesos establecidos en este ejercicio fueron: Reservas 40% (RPI), Problemática 30% (Valor del cuadrante RGA vs F_w) e Instalaciones 30% (RTI). Los pesos ponderados deben sumar 100%.

- Estimar el índice MIOP por pozo.

$$\acute{I}ndice\ MIOP = RPI (0.40) + CCI (0.30) + RTI (0.3) \quad \dots (1.4)$$

- Jerarquizar los pozos de acuerdo al índice MIOP.

Este procedimiento debe aplicarse a los pozos del Grupo II, III y IV para poder obtener los pozos jerarquizados para cada uno, no obstante es posible jerarquizar todos los pozos basados sólo en un grupo de análisis. Es importante mencionar que con esta jerarquización, los

pozos con mayor reserva no necesariamente serán los que presenten la oportunidad a corto plazo. Los resultados de la jerarquización de pozos correspondientes al Grupo I se pueden apreciar en la **Tabla 5**.

Pozo	RPI	CCI	RTI	Índice MIOP	Resultados del Grupo I		
					Jerarquización	Pozo	Índice MIOP
C-1027	0.19	0.23	0.03	0.439	1	S-7022	0.925
C-5013	0.04	0.15	0.09	0.279	2	S-3129	0.580
C-55	0.05	0.15	0.06	0.265	3	S-6117	0.573
I-1163	0.07	0.15	0.07	0.291	4	I-130	0.571
I-130	0.04	0.30	0.23	0.571	5	S-2119	0.564
I-2124	0.10	0.08	0.03	0.206	6	O-21	0.512
I-2146	0.19	0.08	0.03	0.290	7	O-41	0.493
I-4126	0.11	0.08	0.03	0.215	8	C-1027	0.439
O-21	0.25	0.15	0.11	0.512	9	S-89	0.389
O-41	0.20	0.15	0.14	0.493	10	I-1163	0.291
S-2119	0.17	0.23	0.17	0.564	11	I-2146	0.290
S-3129	0.35	0.08	0.15	0.580	12	C-5013	0.279
S-6117	0.28	0.23	0.07	0.573	13	C-55	0.265
S-7022	0.40	0.23	0.30	0.925	14	I-4126	0.215
S-89	0.03	0.23	0.13	0.389	15	I-2124	0.206

Tabla 5. Jerarquización de pozos cerrados para el grupo I.

La metodología actualmente se está escalando a 35 campos; para esto fue necesario desarrollar una herramienta automatizada que disminuyera el tiempo de aplicación de la metodología, **Figura 11**.



Figura 11. Interfaz de la herramienta automatizada creada para aplicar la metodología MIOP.

Conclusiones

La metodología propuesta puede aplicarse en cualquier campo y tiene la flexibilidad de adaptarse a las necesidades del yacimiento en estudio. MIOP es una herramienta complementaria para identificar y priorizar oportunidades en campos con una cantidad grande de pozos.

La metodología MIOP se enfoca en dos tipos de análisis: *pozos operando* para identificar oportunidades de optimización y *pozos cerrados* para identificar oportunidades de reactivación de pozos.

Esta metodología se aplicó exitosamente en un YNF de México con 161 pozos. Como resultado de la metodología se encontraron 24 oportunidades en pozos operando y ocho en pozos cerrados. Después de implementarse las actividades, se incrementó la producción en +/- 4,500 bd.

Se desarrolló una herramienta automatizada para ayudar a los ingenieros a adaptar la metodología para cualquier campo.

Nomenclatura

- °F Grados Fahrenheit
- API Gravedad API
- bd Barriles diarios
- BEC Bombeo electrocentrífugo
- BN Bombeo neumático
- CAA Contacto agua aceite
- CCI Índice causa de cierre
- CGA Contacto gas aceite
- Cl Cloro
- F_w Flujo fraccional de agua
- GOR Relación gas-aceite
- G_p Producción acumulada de gas
- HGOR Alta relación gas-aceite
- m³ Metro cúbico
- Mbd Miles de barriles diarios

MIOP	Metodología para Identificar Oportunidades de Producción
MMB	Millones de barriles
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
NFCR	Naturally Fractured Carbonate Reservoirs
N ₂	Nitrógeno
Na	Sodio
N _p	Producción Acumulada de aceite
PDNP	Probada desarrollada no produciendo
PDP	Proved developed producing (Reservas probadas desarrolladas produciendo)
PND	Probada no desarrollada
psi	Libras sobre pulgada cuadrada
Q _g	Gasto de gas
Q _o	Gasto de aceite
Q _w	Gasto de agua
RGA	RGA
RMA	Reparación mayor
RME	Reparación menor
RPI	Índice reserva producción
RPR	Relación reserva-producción
RRo	Reservas remanentes de aceite
RTI	Índice reserva tiempo
Wp	Producción acumulada de agua
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado

Agradecimientos

Los autores agradecen al equipo de Excelencia Técnica en especial a los ingenieros de yacimientos que participaron durante la Iniciativa de la Dirección de PEP: "Excelencia en la Creación de Valor".

Referencias

1. Munisteri, I. y Kotenev, M. 2013. Mature Oil Fields: Preventing Decline. *The Way Ahead Magazine* 9 (3): 9-17. SPE-0313-009-TWA. <https://doi.org/10.2118/0313-009-TWA>.
2. Arteaga-Cardona, M., Molina, J., Hernández, R. et al. 2008. A Successful Gas Injection Pilot Test in a Mature and Complex Fractured Carbonate Reservoir, Oxiacaque Field, Southern Mexico. Artículo presentado en SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 20-23. SPE-114010-MS. <https://doi.org/10.2118/114010-MS>.
3. Vázquez, A. J., Guerrero, R., Ancona, M. A. et al. 2014. Immiscible Nitrogen Injection: A Challenging Experience on Depleted Naturally Fractured Reservoir. Artículo presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dabi, EAU, noviembre 10-13. SPE-171816-MS. <https://doi.org/10.2118/171816-MS>.
4. Golovatskiy, Y., Petrashov, O., Syrtlanov, V. et al. 2015. Huge Mature Fields Rejuvenation. Artículo presentado en SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, Bakú, Azerbaiyán, noviembre 4-6. SPE-177334-MS. <https://doi.org/10.2118/177334-MS>.
5. Ahmed, T. H. 2016. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
6. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG. https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf (descargado el 15 de marzo de 2019).
7. Handayani, N. y Simamora J. H. 2012. Challenge in Mature Field. Artículo presentado en North Africa Technical Conference and Exhibition, El Cairo, Egipto, febrero 20-22. SPE-149853-MS. <https://doi.org/10.2118/149853-MS>.

Semblanza de los autores

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 Ingeniero de yacimientos y simulación para el proyecto Bellota Chinchorro del Activo Integral de Producción Bloque S03. Ha publicado 30 trabajos técnicos 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. Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de Yacimientos en PEP. 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 Chairperson de la SPE Sección México.

Yuri de Antuñano Muñoz

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, con Mención Honorífica. Cuenta con los Diplomados en Administración de Negocios de Servicios y en Dirección y Administración de proyectos, impartidos por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. Ha presentado y publicado más de 60 artículos técnicos a nivel Nacional e Internacional. Es Líder de la Red de Especialistas de Productividad de Pozos en PEP y miembro de la SPE y del CIPM. Actualmente colabora en la implementación de la perforación de pozos no convencionales, en el desarrollo de mejores prácticas y guías técnicas en ingeniería de producción.

Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional en 1987. Ingresó a Petróleos Mexicanos el 23 de febrero de 1988 y hasta 2003, trabajó como ingeniero de yacimientos, en la Región Sur. De 2004 a 2014, laboró como Líder del Proyecto Delta del Grijalva y Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo de Producción Samaria Luna.

Ha participado en el desarrollo de más de 40 artículos técnicos presentados en congresos nacionales e internacionales. En abril de 2014, recibió el reconocimiento como Experto Tecnológico Nivel II de Pemex Exploración y Producción, entregado por la Dirección General de Petróleos Mexicanos. Recibió el Premio Estatal de Ingeniería 2015, en julio de 2015, otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería y Asociaciones del Estado de Tabasco, por trayectoria y destacada labor profesional en la rama de la Ingeniería Petrolera, entregado por el Gobernador Constitucional del Estado de Tabasco.

Es miembro de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers. A partir de junio de 2014, ocupa el cargo de Administrador del Activo Integral de Producción Bloque S03, en la Subdirección de Producción Bloques Sur.

Luis Manuel Perera Pérez

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el Área de Yacimientos del año 2002 al 2004 en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA, en el año de 1997 y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la ciudad de Tokio Japón. Es coautor y autor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en las jornadas técnicas y congresos de la AIPM. Se ha desempeñado como Líder del Área de Ingeniería de Yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder del Proyecto San Manuel del Activo Integral Muspac, Líder del Proyecto Integral Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna de la Región Sur, Líder del Proyecto de Explotación Jujo-Tecominoacán y actualmente tiene el cargo de Líder del Proyecto de Explotación Bellota-Chinchorro del Activo de Producción Bellota-Jujo.