



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Aplicación de una metodología para  
la identificación de pozos con  
oportunidades en campos maduros  
basada en análisis de producción**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Luis Ernesto de los Mares Vanoye Ochoa

**ASESOR DE INFORME**

Ing. Brian Leopoldo López Chavarría



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

<b>Agradecimientos</b> .....	3
<b>Introducción</b> .....	4
<b>Objetivos</b> .....	5
<b>1. Descripción de la empresa</b> .....	5
<b>2. Metodología para la identificación de oportunidades</b> .....	6
<b>2.1 Auditoría de la información</b> .....	7
<b>2.2 Antecedentes del campo y pozos</b> .....	7
<b>2.3 Identificación de pozos y zonas con oportunidad</b> .....	9
<b>2.4 Análisis multidisciplinario</b> .....	11
<b>2.4.1 Análisis petrofísico</b> .....	11
2.4.1.1 Valores de Corte ( <i>Cutoffs</i> ) .....	12
2.4.1.2 Interpretación de registros .....	12
2.4.1.3 Correlación petrofísica .....	16
2.4.1.4 Intervalos con potencial .....	17
<b>2.4.2 Análisis de producción</b> .....	17
2.4.2.1 Análisis de datos de producción .....	17
2.4.2.2 Análisis de fluidos .....	19
2.4.2.3 Declinación por pozo y formación .....	22
2.4.2.4 Modelo analítico .....	24
<b>2.4.3 Análisis de operaciones</b> .....	25
2.4.3.1 Condiciones y estado actual del pozo .....	26
2.4.3.2 Estado mecánico de pozos .....	27
2.4.3.3 Evaluación y factibilidad de la intervención .....	29
<b>2.5 Pronósticos de producción</b> .....	31
<b>2.6 Evaluación económica</b> .....	33
<b>2.7 Jerarquización de pozos y propuestas</b> .....	38
<b>3. Resultados y ejemplos</b> .....	39
<b>4. Conclusiones y recomendaciones</b> .....	45
<b>Bibliografía</b> .....	47
<b>ANEXO I</b> .....	49
<b>Evaluación técnica del Pozo Zafiro – 45</b> .....	50
<b>Evaluación técnica del Pozo Zafiro – 33</b> .....	65

## **Agradecimientos**

**A mis padres**, por todo su amor, su entrega y esfuerzo al hacerme lo que hoy soy. Gracias infinitas, este logro es de los tres, los amo mucho. Siempre estarán presentes en mi vida, han sido los mejores maestros que he tenido.

**A esas grandes personas** que tienen un significado especial en mi vida, mi inmenso amor y respeto por ser seres maravillosos, llegaron a iluminar mi vida y dar fortaleza en todo momento.

**A mi familia**, tías y tíos, primas, primos y hermanos, todas sus palabras y consejos los tengo presentes en mi corazón y mente. Su cariño me ha guiado para alcanzar mis metas.

**A mis amigas y amigos**, los que siempre han creído en mí y me han animado a continuar y ser mejor persona cada día, gracias por todos los buenos momentos.

**Al equipo de Jaguar E&P**, por permitirme crecer profesionalmente y tener confianza en mi esfuerzo y trabajo.

**A la Universidad Nacional Autónoma de México y profesores**, por abrir mi mente, por permitirme explorar el mundo y darme las herramientas para ser un mejor mexicano, es un honor y gran responsabilidad ser miembro de esta gran Universidad.

## Introducción

Actualmente, México cuenta con 200 campos petroleros en producción, de los cuales, 186 corresponden a campos maduros de donde proviene el 80% de la producción nacional, la producción de estos campos disminuye notablemente con el tiempo debido a su declinación de producción y falta de presión, por ello, es necesario identificar oportunidades a corto y mediano plazo que permitan desarrollar, restituir e incrementar la producción y reservas de hidrocarburos de los campos maduros.

Muchos de los campos maduros, se encuentran produciendo debajo de su verdadero potencial, con pozos inactivos y con diversos problemas operacionales. Una de las estrategias para aumentar la producción en campos maduros es a través de las intervenciones de los pozos existentes con las mejores oportunidades de optimización de producción.

Este trabajo está enfocado en la aplicación de una metodología para la identificación de pozos con oportunidades y una propuesta para la jerarquización de intervención de pozos que permita incrementar la producción, a través de la apertura de pozos cerrados y la realización de reparaciones mayores, dicha identificación de oportunidades se realiza mediante un análisis multidisciplinario que permite desarrollar e incorporar producción y reservas de manera técnica y económica para la empresa y el Estado.

En el Capítulo 1 se describe la empresa en la que se desarrolló y aplico la metodología, Jaguar Exploración y Producción, que a través de licitaciones petroleras se ha adjudicado 11 áreas contractuales terrestres, las cuales contienen un componente de exploración y uno de producción; en el componente de producción, estas áreas contractuales contienen campos maduros con y sin producción que fueron operados por Petroleros Mexicanos.

El Capítulo 2 describe la metodología para identificar pozos con oportunidades, así como el análisis multidisciplinario y los puntos de interés y estudios que se requieren realizar en cada etapa. Esta sección profundiza en los análisis de producción, por lo que se describe las características y métodos para realizar pronósticos de producción. Adicionalmente, se muestran criterios para realizar una secuencia y jerarquización de intervención.

El Capítulo 3 muestra la aplicación del procedimiento en el capítulo 2 enfocado al campo Zafiro, en el cual se describen el campo, sus generalidades, historia de pozos y perfiles de producción. Adicionalmente, se muestran los resultados basados en la evaluación petrofísica, de producción y yacimientos, operaciones y económica a través de una propuesta de intervención que permita obtener los mejores resultados.

## Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es aplicar una metodología que permita la identificación de pozos con oportunidades de apertura, reparaciones e intervención para incrementar la producción a corto y mediano plazo, mediante un flujo de trabajo multidisciplinario aplicado a campos maduros.

### Objetivos

- Aplicación de una metodología que permita visualizar la identificación de oportunidades en un campo maduro con múltiples yacimientos de areniscas a través de la apertura y reparación de pozos.
- Identificación de intervalos con potencial de explotación en pozos, para realizar reparaciones menores y mayores, basada en una caracterización de producción por pozo, yacimiento y campo.
- Jerarquización de una secuencia de intervenciones con la mayor recuperación final estimada, análisis operacional en campo y rentabilidad económica.

## 1. Descripción de la empresa

Jaguar Exploración & Producción, es una empresa mexicana de exploración y producción de hidrocarburos, enfocada en campos terrestres, creada para aprovechar las oportunidades derivadas de la Reforma Energética.

Jaguar se adjudicó 11 áreas contractuales terrestres, a través del mecanismo de licitaciones, de las cuales 6 áreas fueron adjudicadas en la Ronda 2.2 y 5 áreas en la Ronda 2.3. Las 11 áreas en conjunto constituyen una superficie de 3,356 km<sup>2</sup> con más de 400 pozos perforados.

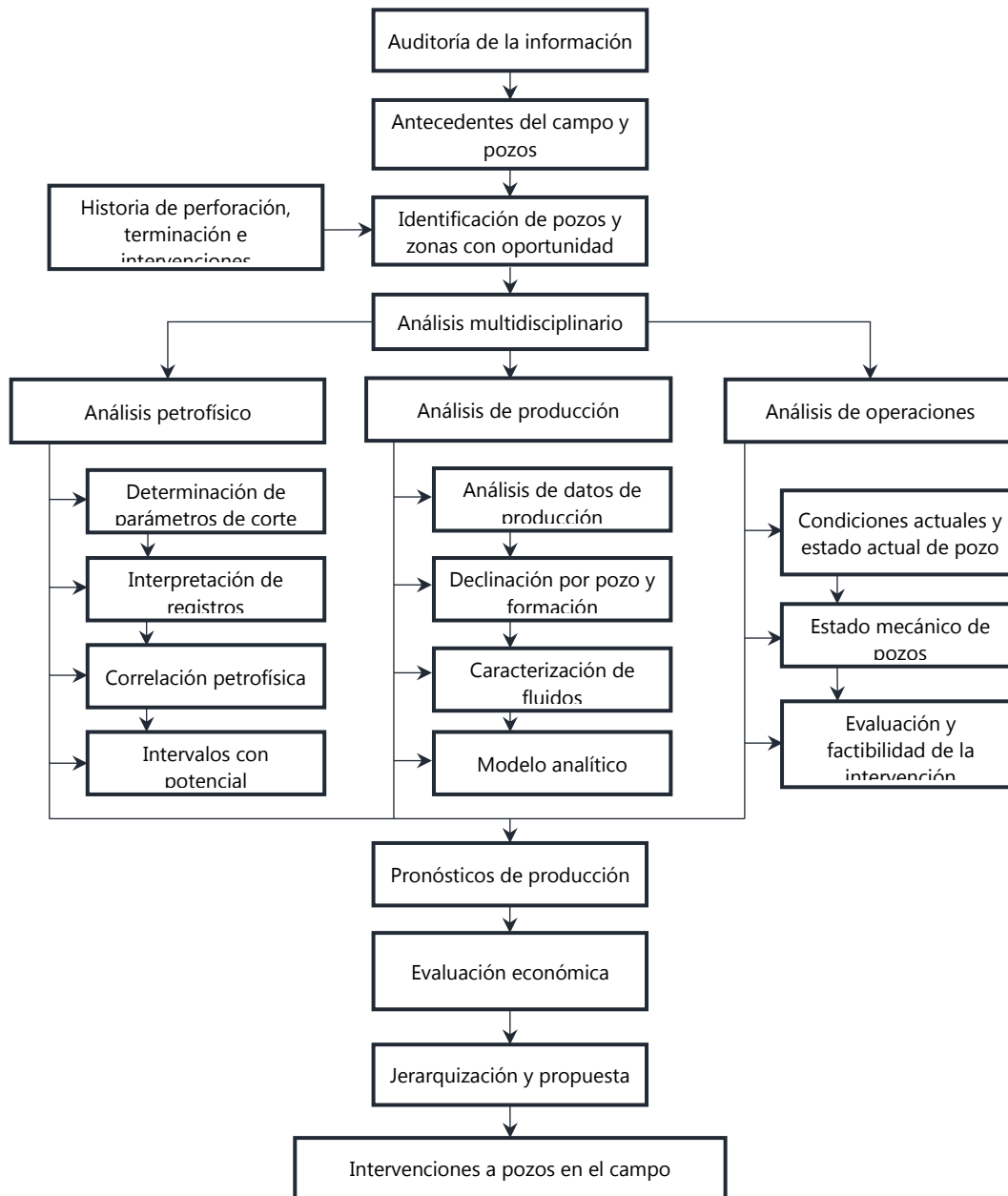
Actualmente, me he desempeñado por 1 año en Jaguar Exploración & Producción en el departamento de Yacimientos y Producción, evaluando las áreas en el Sureste de México. La metodología aplicada en este trabajo fue desarrollada durante la estancia profesional llevada a cabo, por lo que las actividades desarrolladas dentro de esta empresa, en conjunto con la metodología que se expone, se enlistan a continuación:

1. Análisis de información de producción, registros geofísicos, estados mecánicos, historias de perforación, entre otros.
2. Caracterización dinámica: análisis de presión, caracterización del fluido y del sistema roca-fluido, análisis y pronósticos de producción.
3. Identificación de oportunidades (aperturas, reparaciones mayores y menores) en pozos.
4. Escenarios de explotación.
5. Evaluación económica.
6. Reservas: Estimación y escenarios de incorporación.

En el presente trabajo se enfatizan las actividades relacionadas con el área de yacimientos y producción enfocadas a un campo maduro administrado por un operador anterior.

## 2. Metodología para la identificación de oportunidades

La metodología propuesta se lleva a cabo mediante un análisis multidisciplinario que tiene como finalidad la identificación de pozos con oportunidades de apertura, reparaciones e intervenciones para incrementar a corto y mediano plazo la producción de hidrocarburos. En la **Figura 2.1** se muestra el flujo general de trabajo del análisis.



**Figura 2.1 Metodología de trabajo para identificar pozos con oportunidades (Diagrama de autoría propia).**

## **2.1 Auditoría de la información**

El primer paso para aplicar esta metodología, consiste en entender la calidad y cantidad de la información disponible. Esta información proviene de los registros del operador anterior, por lo que es posible migrarla a formatos compatibles con las plataformas tecnológicas del actual administrador u operador, para que facilite su análisis e interpretación, con el fin de extraer su máximo potencial.

El alcance de analizar esta información será efectuar un entendimiento técnico profundo del campo a través de la clasificación, evaluación y diagnóstico de la información para crear una base de datos preliminar. Es importante identificar y evaluar cualitativamente el comportamiento de los datos, debido a que la información disponible puede contener datos poco comunes o no válidos, es decir, con esta auditoría será fácil identificar los beneficios y deficiencias de la información, donde se podrá planificar con certeza la propuesta final de intervenciones de cada pozo.

## **2.2 Antecedentes del campo y pozos**

### **Descripción del campo**

El objetivo general de la descripción geológica, geofísica y petrofísica del campo es reducir la subjetividad y la variabilidad del entendimiento del campo durante la investigación, diseño y la construcción del proyecto. Existen diversas líneas de investigación en el área de Geociencias relacionadas con el estudio de un campo, dependientes y entrelazadas, en las que destacan: la estratigrafía, configuración estructural, calidad de las rocas, propiedades petrofísicas, sistema petrolero, entre otras, que concluyen en un modelo conceptual o estático de el o los yacimientos.

La administración de campos por un nuevo operador, involucra la construcción de nuevos modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos en estudio. La descripción geológica, geofísica y petrofísica establece la descripción de las litologías presentes, su nivel estructural y profundidad, ambiente sedimentario y las propiedades de las rocas.

Para diseñar una estrategia de explotación de un campo, es fundamental entender de qué manera está constituido y cuáles son los factores clave para cada tipo de campo. Debido a que esta metodología está enfocada en campos maduros, se cuenta con información geológica y petrofísica de los pozos ya perforados, esto es, información de núcleos, registros petrofísicos, entre otros que permiten alcanzar el entendimiento integral del campo.

### **Descripción general de pozos**

De igual forma que se estudian los campos ya descubiertos, se estudian los pozos perforados asociados a estos. El estudio de los pozos se lleva a cabo mediante la realización de fichas técnicas que tienen como propósito, entender la historia completa de perforación e intervenciones, el tipo y orden de actividades realizadas. Esta ficha técnica sintetiza los datos más importantes que se enlistan a continuación.

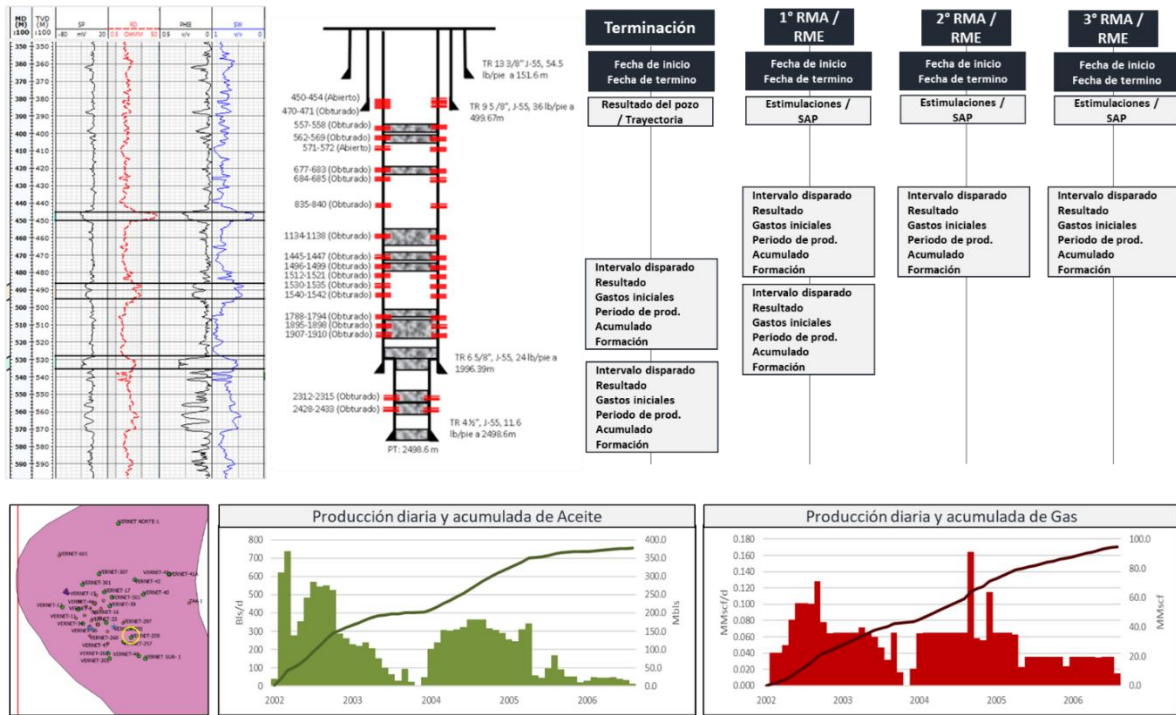
- Nombre del pozo.
- Resultado del pozo.
- Estado actual según registros disponibles.
- Fechas de perforación y terminación.
- Tipo de terminación.
- Trayectoria del pozo.
- Reparaciones mayores (RMA) y menores (RME): fecha y actividades (estimulaciones, SAP, redisparos, cambios de aparejo).
- Estado mecánico actual o recreado a través de los registros de perforación/intervenciones disponibles, que incluya aparejos de producción, tapones de cemento, retenedores mecánicos y/o pescados en el fondo del pozo.
- Histórico de producción y principales fluidos.
- Intervalos disparados que incluyan pruebas de producción, resultado del intervalo, periodo de producción, acumulado por intervalo, estado (abierto, obturado, aislado) y formación o unidad estratigráfica.
- Ubicación del pozo en el campo.

Con esta información, se facilita notablemente la identificación de las operaciones e intervención con los picos de producción, así como los resultados de cada operación efectuada. Asimismo, se pueden identificar las prácticas exitosas y operaciones más comunes que han funcionado en cada campo para aumentar la producción.

Adicionalmente, se visualiza el estado actual de los pozos y sus intervalos abiertos, esta información proviene de las bitácoras diarias de perforación y reparaciones, programas e informes finales de perforación, estados mecánicos actuales y registros de producción, sin embargo, es necesario comprobar el estado actual y localización de los pozos con el personal de operaciones en campo.

En la **Figura 2.2** se muestra una ficha técnica tipo de la historia del pozo.





**Figura 2.2 Ficha técnica propuesta: Historia de intervenciones de un pozo.**

### 2.3 Identificación de pozos y zonas con oportunidad

El primer filtro para seleccionar pozos, se lleva a cabo de acuerdo al estado mecánico y situación actual, de los cuales resultan candidatos a ser analizados profundamente, los pozos cerrados o produciendo, los cuales tienen la capacidad de incrementar la producción del campo.

En los pozos que se encuentran cerrados, se requiere conocer el estado actual, ya que podrían contar con instalaciones superficiales completas (líneas de descarga, árbol de válvula, conexiones superficiales) o estar incompletas. Adicionalmente, se analiza la capacidad de aporte de fluidos de los intervalos abiertos mediante su apertura y el potencial de los intervalos nuevos.

En el caso de los pozos productores, se requiere conocer el potencial de los intervalos nuevos o propuestos y conocer la producción actual en los intervalos abiertos y su posible tiempo de agotamiento.

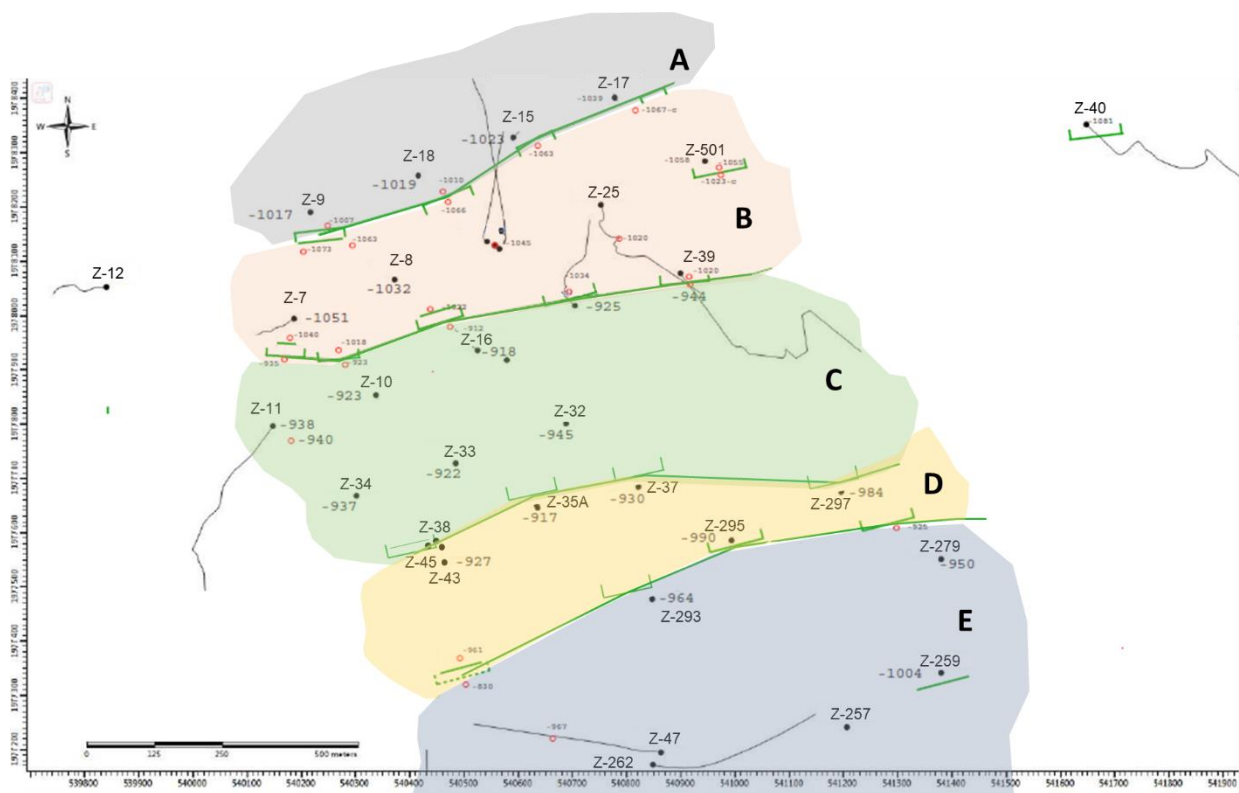
Este trabajo considera dos actividades o intervenciones a los pozos:

- 1) Apertura de pozos cerrados en sus últimos intervalos abiertos.
- 2) Reparaciones mayores que consisten en disparar intervalos nuevos.

Para ambos casos, se plantea el análisis de producción, petrofísica, de operaciones y evaluación económica para conocer el potencial de cada intervención.

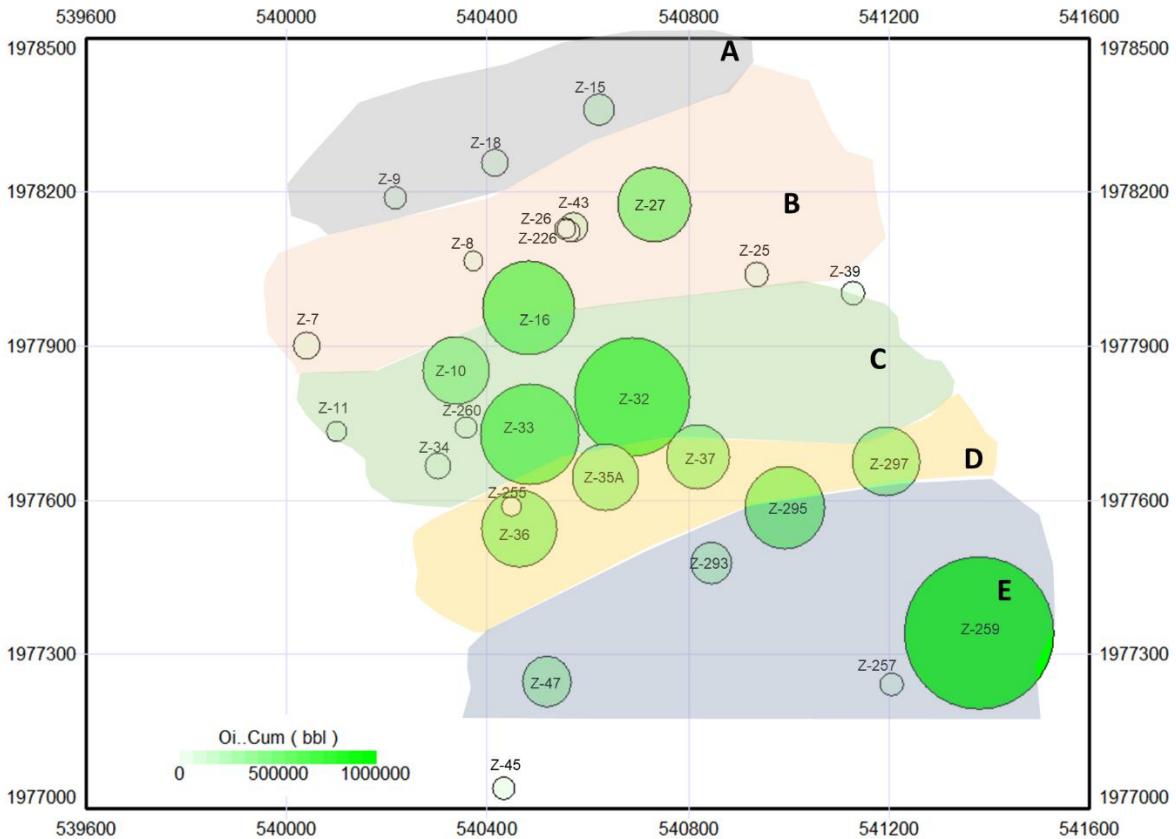
Esta metodología está enfocada en un campo con una compleja distribución estratigráfica, la cual está compuesta por múltiples fallas. Es importante, destacar e identificar las zonas con oportunidades en cada yacimiento, ya que es posible que cada área se encuentre separada por fallas sellantes. En estos casos, la geología estructural tiene un rol importante para visualizar el paso de la falla a diferentes niveles de profundidad.

En la **Figura 2.3** se muestra un mapa estructural sin curvas de contorno para una sola formación en el área geográfica del desarrollo principal de un campo. En este mapa, se puede apreciar la cima de la formación observada en los registros de pozo y la localización y dirección de las fallas en la cima formacional. Asimismo, se identifican las zonas o bloques dentro del mismo campo que están limitadas por fallas.



**Figura 2.3** Mapa estructural del campo estudiado.

A través de la información de producción, se puede realizar un mapa con volúmenes acumulados de hidrocarburos por pozo. En la **Figura 2.4** se muestra un ejemplo de estos mapas, en el cual se grafica la producción acumulada de aceite para el campo de interés. Estos mapas permiten identificar las zonas o bloques que menos han sido drenados por los pozos perforados e identificar el grupo de pozos o bloque con mayor producción acumulada que, en este caso corresponde al bloque C.



**Figura 2.4 Mapa de producción acumulada de aceite.**

## 2.4 Análisis multidisciplinario

El análisis multidisciplinario consiste en la evaluación petrofísica, de producción, operaciones y análisis económico pozo por pozo con la finalidad de efectuar una evaluación integral que permita la jerarquización y orden de intervención, basada en el máximo nivel de producción, volumen acumulado de hidrocarburos por pozo, factibilidad de intervención, movimiento de equipos y rentabilidad del proyecto.

### 2.4.1 Análisis petrofísico

Con los pozos candidatos, se procede a interpretar y analizar los registros geofísicos que se tengan de los pozos seleccionados. Este análisis consiste en identificar los intervalos con potencial de explotación dentro de la columna del pozo, ya sea que hayan sido probados o no.

#### **2.4.1.1 Valores de Corte (Cutoffs)**

Los valores de corte, o mínimos, en registros geofísicos se utilizan para establecer un criterio que permita identificar arenas con potencial de almacenamiento de hidrocarburos. Mediante la determinación de estos parámetros como la resistividad, porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla a partir de la información de producción registrada.

Los modelos petrofísicos utilizados, deben ser ajustados con las pruebas de producción o formación, resultando en buenos valores petrofísicos en intervalos con producción y valores de malos a medios en intervalos sin o bajo aporte de producción (improductivos).

Estos parámetros son ajustados en función de las formaciones, ya que cada formación tiene una secuencia estratigráfica característica que afecta notablemente las respuestas de los registros, incluso, se realizan ajustes de estos parámetros de corte por subformaciones o arenas.

#### **2.4.1.2 Interpretación de registros**

En los registros geofísicos se muestran los parámetros característicos de las rocas contra la profundidad. La interpretación de los registros resulta en identificar litologías, rocas porosas y no porosas, así como espesores de rocas impregnados de hidrocarburos en el pozo de interés. Los registros más comunes son el de Resistividad (RD), Potencial Espontáneo (SP), Neutrón y Sónico.

En la **Tabla 2.1** se muestra un resumen de los registros geofísicos básicos, su uso, resultados y unidades. Sin embargo, existen varios registros que derivan de estos y que operan bajo los mismos fundamentos.

<b>Registro</b>	<b>¿Cómo funciona?</b>	<b>¿Qué registra?</b>	<b>¿Qué identifica?</b>	<b>Unidades</b>
Resistividad (RD)	Registra la resistencia de una roca para impedir el flujo de una corriente eléctrica	Resistividad	Saturación de fluidos	Ohm-m
Potencial Espontáneo (SP)	Registra diferencia de voltaje entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo en la superficie	Potencial espontáneo	Rocas permeables o no permeables	mV
Rayos Gamma (RG)	Registra la radioactividad de la formación, principalmente el Uranio, Torio y Potasio	Radioactividad	Tipos de roca (Lutitas y arcillas)	gAPI
Densidad (RHOB)	Registra la cantidad de rayos gamma que atraviesan en la formación	Densidad de la roca	Densidad	g/cm <sup>3</sup>
Neutrón (NPHI)	Registra la cantidad de átomos de hidrógeno en el fluido contenido en el espacio poroso	Concentración de hidrógeno	Porosidad	%
Sónico ( $\Delta t$ )	Registra la velocidad de una onda sónica a través de su paso por la formación	Tiempo de tránsito	Porosidad	ms-m

**Tabla 2.1 Registros geofísicos básicos (Recopilación de información).**

Es posible que no todos los pozos cuenten con el set de registros completos (SP, RG, RD, Densidad, Neutrón y Sónico) y que sólo cuenten con el set básico (RD, SP y Sónico). Al interpretar los registros se necesita identificar las diferentes tendencias en las respuestas de las formaciones, esto resulta en cambios de fluidos, litología y porosidad. Estos cambios, requieren ser analizados más profundamente para reconocer que intervalos pueden contener hidrocarburos, ya sea gas o petróleo. Cuando se identifican intervalos con potencial, basados en las curvas de resistividad, potencial espontáneo y neutrón, es necesario conocer sus propiedades, tales como la porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad.

Adicionalmente, a los registros ya mencionados, el registro de Resistividad (RST) es una gran herramienta para determinar la cantidad de fluidos residuales, dado que en campos maduros los pozos tienen muchos años de producción y los registros son tomados en la terminación del pozo, es necesario identificar las áreas potenciales con saturación remanente que hayan o no sido explotadas. Para este caso, correr un registro RST antes de reevaluar el pozo, brinda información relevante que permite conocer los intervalos que han sido drenados o tienen oportunidad de ser disparados.

En la **Figura 2.5**, se muestra un set de registros geofísicos interpretados, en los cuales se identifican las zonas de espesor impregnadas o intervalos de interés, y que según la simbología de cada carril, corresponde a:

1. Profundidad desarrollada
2. Profundidad vertical
3. Formaciones interpretadas
4. Registros de Rayos Gamma y Potencial Espontáneo
5. Registro de Resistividad
6. Registro de Densidad y Neutrón
7. Registro Sónico
8. Litología y saturación de fluidos interpretados
9. Porosidad calculada
10. Saturación de agua calculada

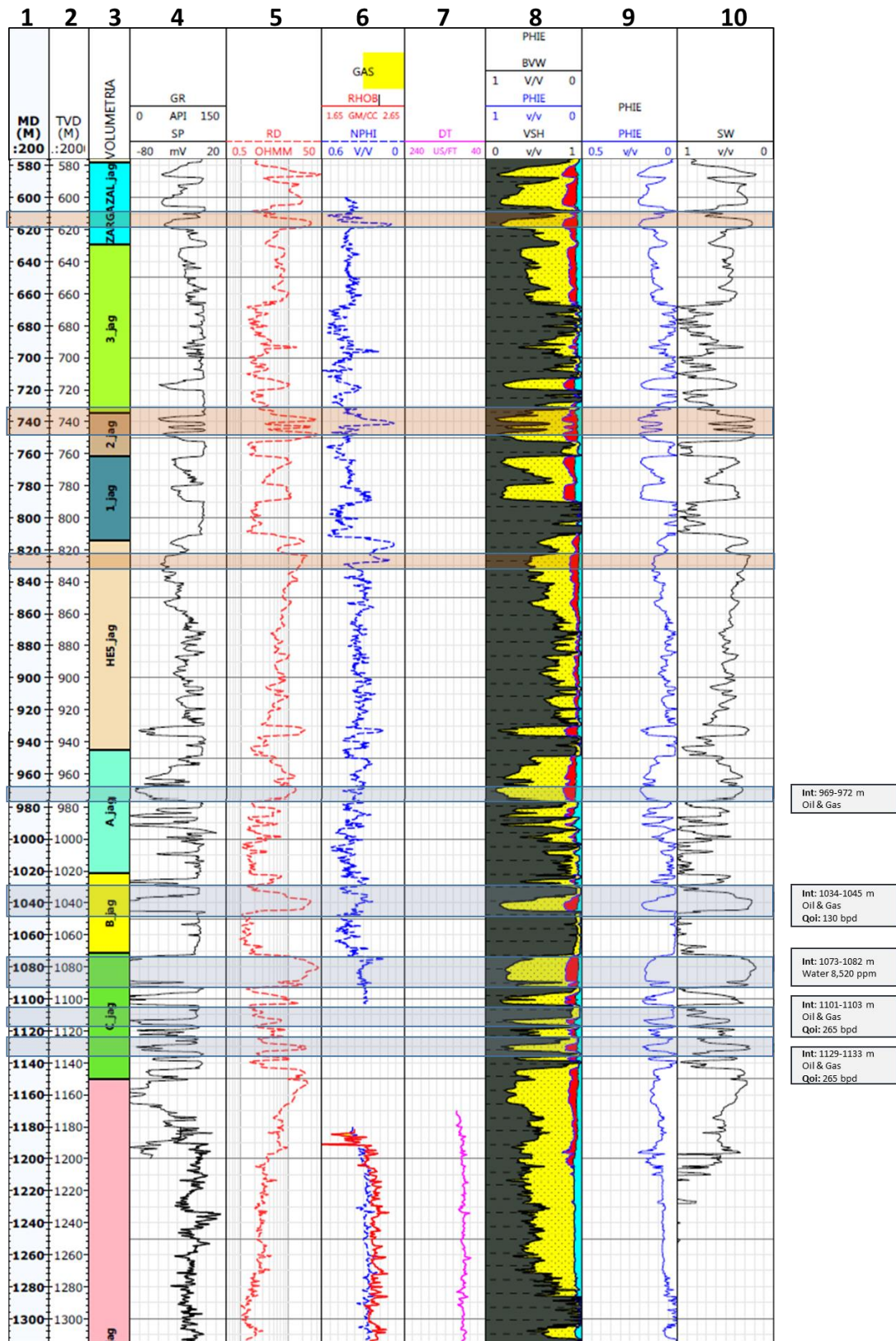


Figura 2.5 Registros geofísicos (RG, SP, RD) con interpretación de litologías y fluidos.

Como resultado de la interpretación se tiene un análisis preliminar de los intervalos de interés en el pozo, lo cuales son candidatos a ser probados y explotados.

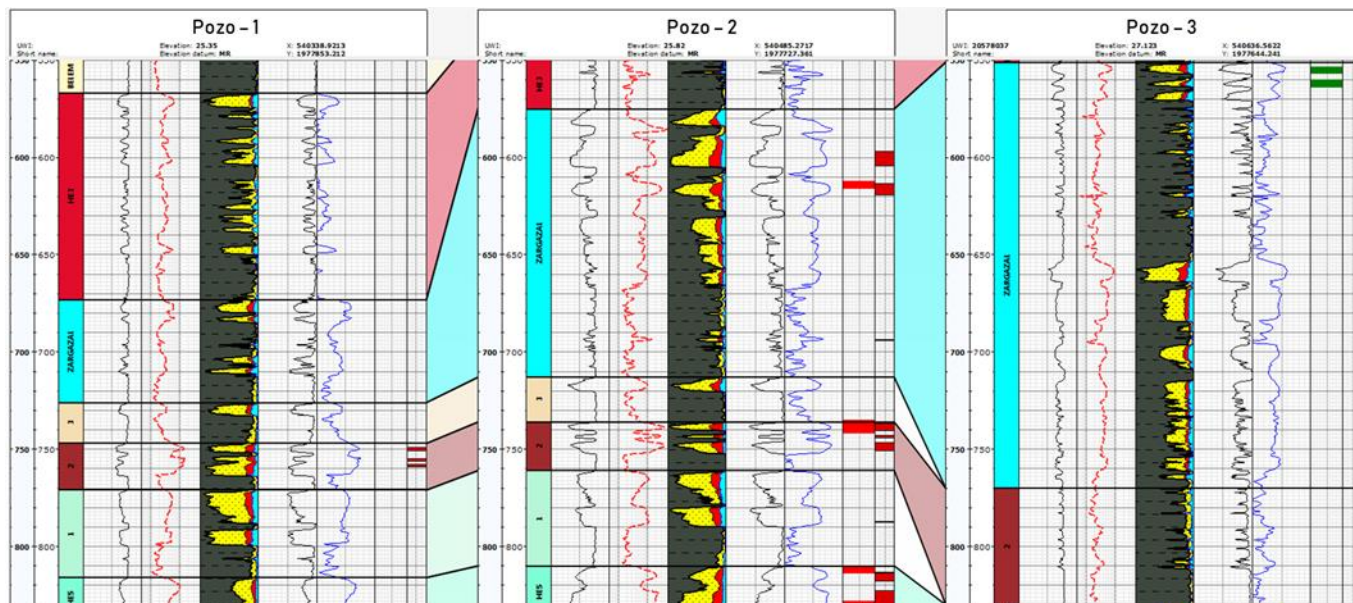
Existen varios problemas asociados a la toma o corrida de registros tales como, desfase de registros, respuestas erróneas por intercalaciones de lutitas (Volumen arcilloso), integridad del pozo y resistencias al paso de la herramienta dentro del pozo.

### 2.4.1.3 Correlación petrofísica

Una vez identificadas las zonas de interés que presentan mejores propiedades petrofísicas y que tienen alto potencial de ser productores de hidrocarburos, se procede a realizar una correlación petrofísica para identificar la extensión y espesor de la arena, cambios de facies y nivel estructural en pozos cercanos.

En la **Figura 2.6**, se muestra una correlación petrofísica en la cual se puede observar el seguimiento de los intervalos de interés en pozos vecinos. Esto, con la finalidad de conocer el potencial de explotación y los resultados obtenidos en pozos cercanos. Por otra parte, con base en radios de drene promedio y espaciamiento entre pozos se puede identificar si la producción de un pozo cercano ha afectado al intervalo de interés, disminuyendo así el potencial en el pozo candidato.

Adicionalmente, este análisis petrofísico permite identificar los niveles estructurales de las formaciones al mismo nivel de referencia, lo que podría indicar los niveles de fluidos dentro de la misma formación o intervalo, teniendo en la parte más baja estructuralmente agua reduciendo el potencial de la oportunidad.



**Figura 2.6** Correlación de registros interpretados.



#### **2.4.1.4 Intervalos con potencial**

El análisis petrofísico permite identificar con certeza los intervalos con potencial mediante la interpretación de las respuestas de los registros en presencia de hidrocarburos. Una evaluación petrofísica requiere incluir los siguientes parámetros para cada intervalo de interés, así como el fluido esperado.

- Espesor
- Espesor neto
- Porosidad
- Permeabilidad
- Volumen de arcilla
- Saturación de agua

#### **2.4.2 Análisis de producción**

El análisis de producción se lleva a cabo mediante el análisis de los datos de producción y permita identificar el tipo y la tasa de declinación del yacimiento, el potencial de flujo y perfil de producción de los intervalos con hidrocarburos, a través de pronósticos basados en métodos empíricos o analíticos. Además, contempla el análisis de los fluidos esperados y su caracterización dinámica.

##### **2.4.2.1 Análisis de datos de producción**

Para realizar un análisis de producción, se requiere una base de datos, la cual permita visualizar las producciones históricas de cada pozo distribuyendo la producción por intervalo, formación o yacimiento. Las fichas de pozo realizadas previamente, se utilizan para identificar fácilmente el o los intervalos productores a la fecha de producción del pozo. Cuando dos o más intervalos producen hidrocarburos en conjunto, se realiza una distribución de producción en función de la capacidad de flujo de cada intervalo, también llamada *backallocation*. Esta distribución considera las características petrofísicas como la permeabilidad y el espesor neto.

Es muy complicado identificar qué porcentaje de la producción total corresponde a cada intervalo sin correr u registro de pruebas de producción (*Production Logging Test*, PLT), el cual registra las presiones y gastos en el fondo del pozo con la capacidad de medir estas variaciones por intervalo. Los parámetros petrofísicos se utilizan para ponderar que porción de la producción total corresponde a cada intervalo.

Las siguientes ecuaciones relacionan estos parámetros con la producción de cada intervalo:

$$\%(Intervalo\ i) = \frac{k_i + h_i}{(k_i + h_i) + (k_{i+1} + h_{i+1}) + \dots + (k_n + h_n)} \dots\dots\dots (1)$$

$$\%(Intervalo\ i + 1) = \frac{k_{i+1} + h_{i+1}}{(k_i + h_i) + (k_{i+1} + h_{i+1}) + \dots + (k_n + h_n)} \dots\dots\dots (2)$$

$$\%(Intervalo\ n) = \frac{k_n + h_n}{(k_i + h_i) + (k_{i+1} + h_{i+1}) + \dots + (k_n + h_n)} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

- $\%(Intervalo\ i)$  = porcentaje de la producción del intervalo i
- $k_i$  = permeabilidad del intervalo i
- $h_i$  = espesor neto del intervalo i
- $\%(Intervalo\ i + 1)$  = porcentaje de la producción del intervalo i + 1
- $k_{i+1}$  = permeabilidad del intervalo i + 1
- $h_{i+1}$  = espesor neto del intervalo i + 1
- $\%(Intervalo\ n)$  = porcentaje de la producción del intervalo n
- $k_n$  = permeabilidad del intervalo n
- $h_n$  = espesor neto del intervalo n

Siendo el gasto de cada intervalo, el valor del porcentaje por el gasto total como se muestra a continuación:

$$q_t = q_i + q_{i+1} + \dots + q_n \dots\dots\dots (4)$$

$$q_t * \%(Intervalo\ i) = q_i \dots\dots\dots (5)$$

$$q_t * \%(Intervalo\ i + 1) = q_{i+1} \dots\dots\dots (6)$$

$$q_t * \%(Intervalo\ n) = q_n \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

- $q_t$  = *gasto total del pozo*
- $q_i$  = *gasto del intervalo i*
- $q_{i+1}$  = *gasto del intervalo i + 1*
- $q_n$  = *gasto del intervalo n*

Así, para cada intervalo que produce en conjunto con otros, se asocia una parte de la producción total del pozo. Es importante destacar que para distribuir propiamente esta producción se necesita tener identificadas las fechas de producción de cada intervalo y la cantidad de intervalos que producen en conjunto.

La base de datos que permite visualizar las producciones discretizadas necesita contar con los siguientes rubros:

- Nombre del pozo
- Intervalo
- Formación
- Unidad estratigráfica o subformación
- Fecha de producción
- Producción de aceite, gas y agua.

Estos datos pueden ser trabajados en software de paquetería como *Microsoft Excel* o *Access*, sin embargo, también existe software enfocado a la administración y visualización de estos datos como *OilFieldManager (OFM)* de Schlumberger, *DecisionSpace* de Halliburton y *Harmony* de IHS.

#### 2.4.2.2 Análisis de fluidos

Los fluidos que se encuentran en los yacimientos petroleros son una mezcla de hidrocarburos y otros componentes en fase líquida conocida como petróleo o aceite y en fase gaseosa conocido como gas, los cuales están compuestos principalmente de hidrocarburos, no obstante, también tienen componentes no hidrocarburos como nitrógeno ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y agua congénita ( $H_2O$ ).

La caracterización de fluidos petroleros consiste en entender el comportamiento de las propiedades volumétricas a diferentes condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT), estas pueden ser estudiadas mediante correlaciones o experimentos PVT. Los experimentos PVT representan los datos reales y específicos del fluido bajo estudio, sin embargo, no siempre se tienen disponibles estos experimentos o las muestras disponibles pueden ser no representativas del yacimiento. Además, estos experimentos requieren pasar por un proceso previo de validación para considerar los resultados como confiables.

Por otro lado, se pueden estimar propiedades a través de correlaciones, las cuales son modelos matemáticos ajustados a datos medidos de un tipo de fluido en específico con rangos de aplicación definidos.

Una de las propiedades que más importantes en este trabajo es la Relación Gas-Aceite (RGA), la cual expresa la cantidad de gas producido por cada barril de aceite en condiciones de producción. Para los pronósticos de producción es indispensable entender los rangos en los pueden variar estas propiedades en función de los tipos de fluidos para conocer la cantidad de gas asociada a los fluidos. En la **Tabla 2.2** se muestran los valores de RGA, la gravedad API y su composición según (McCain,1933) para diferentes tipos de hidrocarburos.

Fluido	RGA (pc/bl)	°API	C <sub>7+</sub>	C <sub>1</sub>	Color
Gas seco	>100,000	--	<0.7%	>90%	-
Gas húmedo	>15,000	<70°	<4%	<90%	Incoloro
Gas y condensado	>3,200	>40°	<12.5%	>60%	Amarillo claro
Aceite volátil	>1,750	>40°	>12.5%	<60%	Amarillo oscuro
Aceite negro	>1,750	<45°	>20%	<50%	Negro - Verde

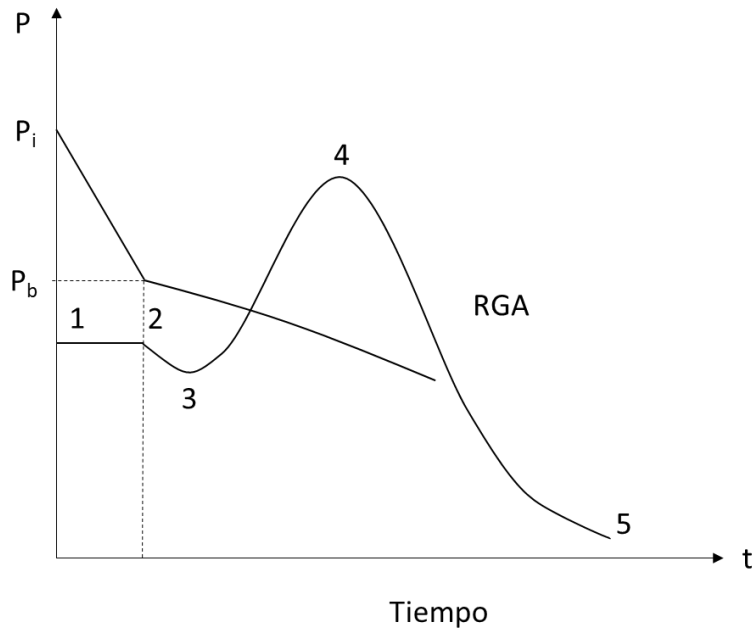
**Tabla 2.2 Caracterización de fluidos basada en información de producción y análisis cromatográficos.**

Una propiedad similar a la RGA es la Relación de Solubilidad ( $R_s$ ), la cual expresa la cantidad de gas disuelto por cada barril de aceite en el yacimiento, en otras palabras, es la cantidad de gas que se puede producir por cada barril a condiciones iniciales. Para obtener el valor de  $R_s$  inicial, es necesario tener muestras representativas de los fluidos en el yacimiento para poder realizar análisis PVT, sin embargo, se pueden usar los datos de producción para calcular la RGA y ser usada como la  $R_s$ , ya que la relación de solubilidad por encima de la presión de saturación y hasta el punto de burbuja busca ser muy similar a la RGA inicial.

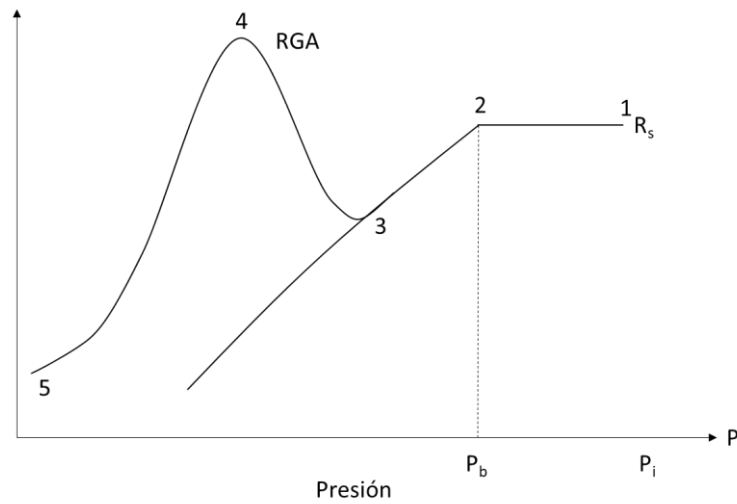
En términos prácticos la Relación Gas-Aceite (RGA) se puede calcular con los gastos de producción de gas dividido entre la producción de aceite.

En las **Figura 2.7** y **Figura 2.8** se muestra el comportamiento de la RGA y  $R_s$  en función de la presión contra el tiempo, y que puede ser descrita mediante los siguientes puntos de referencia:

- Punto 1: Cuando la presión del yacimiento,  $P$ , está por encima de la presión de burbuja  $P_b$ , no existe gas libre en la formación y por lo tanto la RGA es igual a la  $R_s$  y  $Rsb$ .
- Punto 2: Cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la  $P_b$ , el gas empieza a liberarse y se incrementa su saturación. Este gas, no puede fluir hasta que la saturación del gas  $S_g$ , alcanza la saturación crítica de gas,  $S_{gc}$ , en el punto 3.
- Del punto 2 al punto 3: La RGA es la  $R_s$  que decrece, por lo tanto,  $RGA = R_s$ .
- Punto 3: El gas libre empieza a fluir con el aceite y los valores del RGA aumentan progresivamente con la declinación de presión del yacimiento hasta el punto 4.
- Punto 4: La relación máxima, RGA, es alcanzada debido a que la liberación de gas llegó a punto máximo e inicia el decremento hasta el punto 5.
- Punto 5: Toda la producción del gas libre ha sido producido y la RGA busca a la  $R_s$ .



**Figura 2.7 Comportamiento de la RGA y Presión contra tiempo.**



**Figura 2.8 Comportamiento de la RGA y  $R_s$  contra tiempo.**

Cómo se aprecia en la **Figura 2.7** y **Figura 2.8**, la RGA no es constante en el tiempo, sin embargo, para los pronósticos de producción se puede utilizar una RGA constante e inicial cuando se conoce el tipo de fluido y su gas asociado. Por otro lado, es posible modelar un comportamiento de la RGA con datos de producción histórica a través del ajuste de una ecuación polinómica en una gráfica RGA contra la producción acumulada,  $N_p$ , con el fin de simular un comportamiento más real. Este ajuste se puede realizar en pozos análogos que produzcan de una misma formación y que tengan los mismos fluidos. Por lo que para el pronóstico de producción se tendrá a la RGA en función de la producción acumulada a través del tiempo.

### 2.4.2.3 Declinación por pozo y formación

Los caudales de aceite y gas tienden a declinar en función del tiempo, esta declinación puede ser analizada bajo una tendencia general para todos los yacimientos. Las curvas de declinación de Arps (modelo empírico) son un ajuste matemático que involucra la variación del gasto con respecto al tiempo en función de una tasa de declinación,  $D$ . La tasa de declinación no se mantiene constante en el tiempo, esta variación puede ser considerada con un exponente  $b$ .

Este análisis de declinación se representa mediante curvas tipo en una escala logarítmica de gasto,  $q$ , contra tiempo,  $t$ . La forma de las curvas permite identificar el tipo de declinación que presenta, según los datos de producción para un pozo, yacimiento o campo. Para ajustar estas curvas, es necesario identificar periodos de declinación natural en la producción, esto es, sin que existan variaciones por incremento o decrementos abruptos por temas operativos en el pozo o en el campo. Existen diversos tipos de declinación en función del exponente  $b$ .

*Exponencial ( $b=0$ ):*

$$q = q_i e^{-Dt} \dots\dots\dots (8)$$

*Hiperbólica ( $0 < b < 1$ ):*

$$q = \frac{q_i}{(1 + bDt)^{1/b}} \dots\dots\dots (9)$$

*Armónica ( $b=1$ ):*

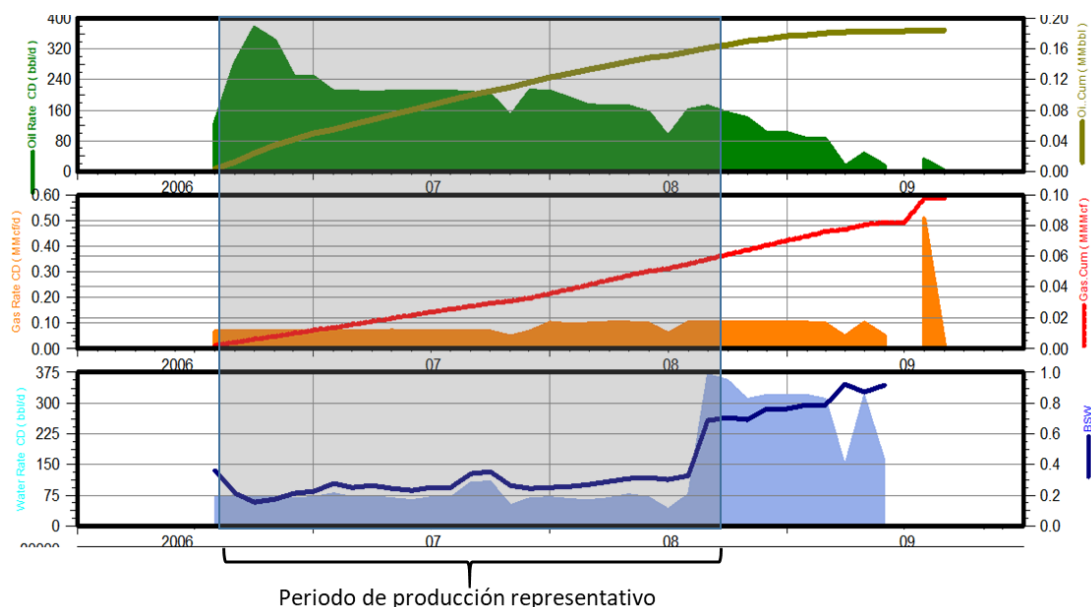
$$q = \frac{q_i}{1 + Dt} \dots\dots\dots (10)$$

Los modelos de Arps, consideran los siguientes puntos, sin embargo, es aplicado indistintamente para analizar comportamiento de manera práctica. El modelo exponencial, es considerado como el modelo típico de declinación para yacimientos convencionales (Compresibilidad constante y cerrado).

- La presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , es constante
- Yacimiento homogéneo
- Fronteras cerradas.
- Estado dominado por las fronteras (Estacionario o pseudoestacionario)

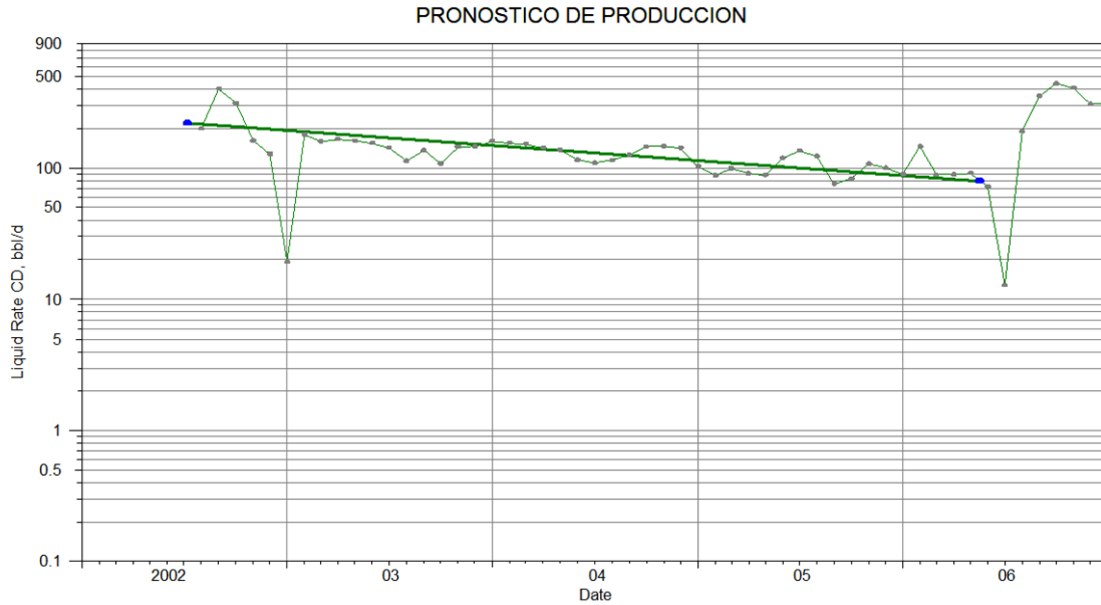
Es importante conocer el estado actual de los pozos en el campo, ya que, para la reactivación del campo, se lleva a cabo la apertura de los pozos cerrados en sus últimos intervalos abiertos, para este caso, se analiza la producción histórica de dichos intervalos para conocer la tasa de declinación y los gastos registrados al cierre del pozo.

En la **Figura 2.9** se muestra un periodo representativo para ajustar un comportamiento de declinación en función de curvas de declinación. Este periodo es representativo porque no se ha alcanzado la irrupción de agua, la cual modifica la declinación del aceite y, no se han realizado operaciones al pozo que impacten en la producción, estimulaciones, cierres o implementación de SAP.



**Figura 2.9** Análisis del comportamiento representativo de producción.

Una vez que fue analizada la historia de producción, se busca obtener su declinación anual. El software *OFM*, es una herramienta que permite visualizar los datos de producción, asimismo, es posible construir los gráficos de Log  $Q_o$  vs. Tiempo, tanto a nivel campo, como a nivel de pozo, esto último únicamente en los periodos de producción en donde se pueda observar un comportamiento declinante de producción. En la **Figura 2.10** se muestra el ajuste de declinación para el periodo de interés, los resultados obtenidos, se pueden apreciar en la **Tabla 2.3**.



**Figura 2.10 Ajuste de curva de declinación para obtener la tasa de declinación.**

Tipo de declinación	Exponencial
<b>b</b>	0
<b>Di anual</b>	23%

**Tabla 2.3 Resultados del análisis de curvas de declinación.**

Los intervalos con potencial previamente analizados necesitan ser caracterizados con parámetros de la formación, esto es, una tasa de declinación, tiempo de producción y gastos iniciales o en su caso realizar un modelo analítico en función de sus propiedades petrofísicas. Sin embargo, es preferible utilizar modelos analíticos que permitan estimar sus capacidades de flujo en función de la evaluación petrofísica y condiciones de operación.

#### 2.4.2.4 Modelo analítico

Los pronósticos de producción se realizaron con soluciones analíticas a la ecuación de difusividad (Ecuación 11). La ecuación de difusividad describe el flujo de fluidos en el medio poroso y se fundamenta en el principio de conservación de la materia (ecuación de continuidad), el principio de la cantidad de movimiento (ecuación de Darcy) y ecuaciones constitutivas (ecuaciones de estado).



$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\delta p}{\delta t} \dots\dots\dots (11)$$

Debido a la forma de la ecuación de difusividad (ecuación diferencial de segundo orden en derivadas parciales), para resolverla se requiere definir una condición inicial para el término temporal y dos condiciones de frontera para el término espacial; definidas las condiciones se puede llegar a una solución particular a la ecuación de difusividad. Sin embargo, la porosidad, la viscosidad, la compresibilidad total y la permeabilidad dependen de la presión, lo cual genera que la ecuación no sea lineal. Diversos autores han propuesto generar las soluciones con distintas herramientas matemáticas, una herramienta ampliamente usada en la industria es la transformada de Laplace.

El uso de la transformada de Laplace en soluciones a la ecuación de difusividad consiste en la transformación de la ecuación en el dominio del tiempo al dominio de Laplace, se resuelve en dicho dominio y a través de un inversor numérico, se regresa la solución al dominio temporal. Se tienen distintas soluciones en el dominio de Laplace para distintas condiciones iniciales y de frontera, para el caso concreto de los pronósticos de producción, la condición inicial es la presión inicial de nuestro yacimiento, la condición de frontera interna es a presión de fondo fluyente constante y la de frontera externa dependerá de la información estructural de la región, características del yacimiento y presencia de acuíferos activos, la cual puede ser de un yacimiento infinito, un yacimiento con caída de presión constante o un yacimiento con un mantenimiento de presión.

### 2.4.3 Análisis de operaciones

Esta metodología consiste en identificar pozos con oportunidades bajo dos tipos de operaciones diferentes:

1. Apertura del pozo.
2. Disparo de nuevos intervalos.

La apertura de pozos se lleva a cabo a través de reparaciones menores (RME) como adecuaciones de las instalaciones superficiales, cambios de árboles de válvulas, limpiezas al pozo, implementación de sistemas artificiales de producción y estimulaciones. Asimismo, los cambios de intervalos o cambios de yacimientos, se llevan a cabo con reparaciones mayores (RMA) que involucra disparar intervalos nuevos en otra formación o arena.

El análisis de operaciones consiste en evaluar la integridad mecánica y las condiciones superficiales actuales del pozo, así como los costos y tiempo de operación.

### 2.4.3.1 Condiciones y estado actual del pozo

El estado actual de un pozo puede ser catalogado como:

- Productor
- Cerrado
- Taponado

El estado preliminar se obtiene de la información previamente analizada, sin embargo, se requiere verificar con la locación física del pozo en el campo. Esto permite obtener certeza del estado actual de los pozos y realizar los análisis pertinentes.

La relevancia de conocer las instalaciones superficiales del pozo cerrado, consiste en estimar los costos y tiempos asociados a la adecuación de las líneas de descarga, bajante, cabezal, macropera y vías de acceso o caminos.

En la **Figura 2.11**, se muestran las condiciones actuales de un pozo cerrado, que cuenta con medio árbol de válvulas incompleto y terminación de varilla para bombeo mecánico (posiblemente bomba interna atascada), sin líneas de descarga y contrapozo con agua pluvial. El camino de acceso al pozo y pera se encuentra en buenas condiciones y accesible.



**Figura 2.11** Instalaciones superficiales del pozo A.

Por otro lado, en la **Figura 2.12**, se muestra un pozo que se encuentra en peores condiciones superficiales que resultan en más costos asociados y tiempos de operación. Este otro pozo, se encuentra sin líneas de descarga, medio árbol de válvulas incompleto y sin ramas laterales.



**Figura 2.12 Instalaciones superficiales del pozo B.**

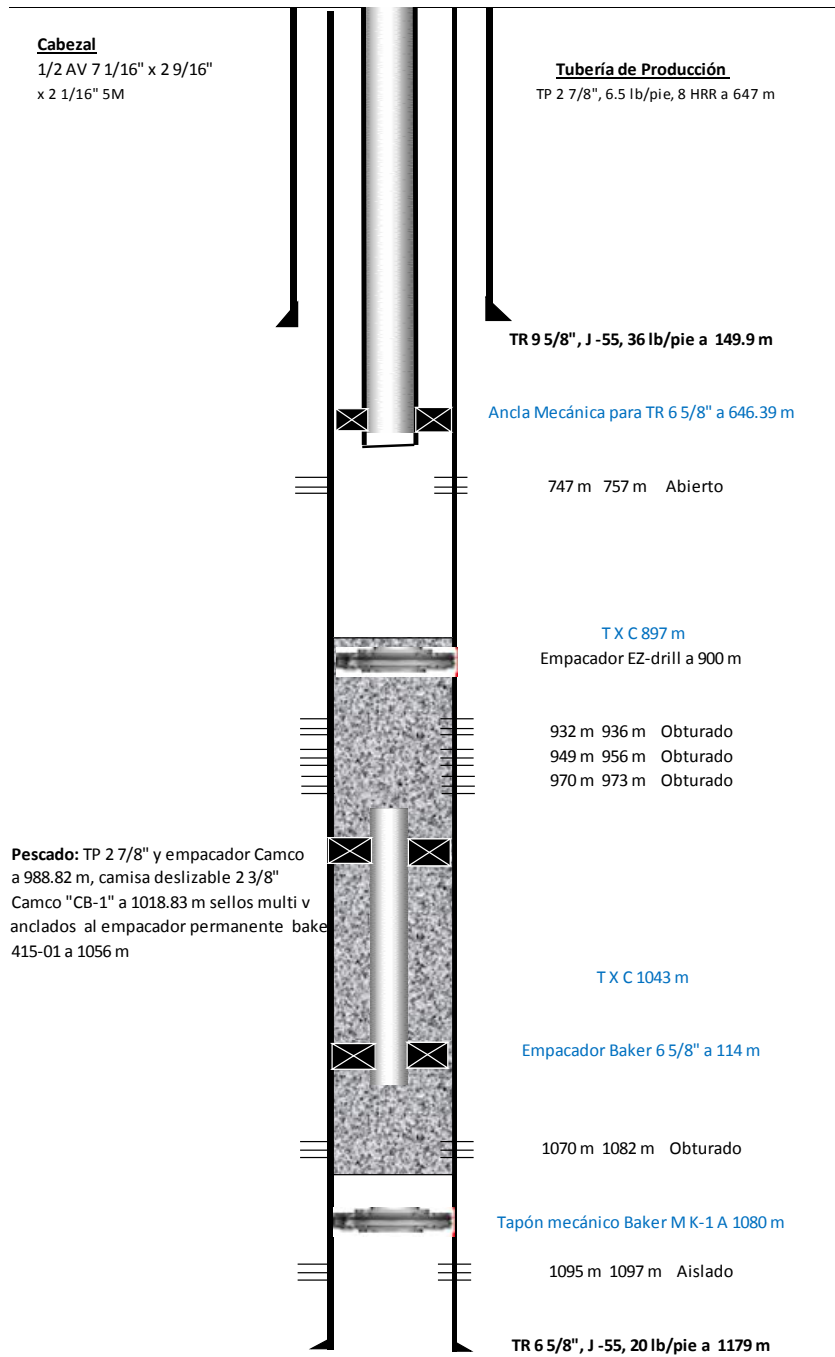
El resultado de evaluar estas condiciones superficiales impacta en la jerarquización para intervenir los pozos en el campo y las actividades que se deben de calendarizar para llevar a cabo la apertura del pozo.

#### **2.4.3.2 Estado mecánico de pozos**

El estado mecánico de un pozo define la geometría y profundidades del pozo para cada etapa de perforación, así como la configuración de las tuberías y aparejo de producción. En este análisis los estados mecánicos deben considerar los intervalos disparados, ya sea que estén abiertos u obturados, así como las herramientas internas del pozo.

Para construir un estado mecánico en un pozo ya perforado se necesita conocer los registros de operaciones y diagramas del pozo previos que permitan identificar las profundidades de las herramientas internas. El objetivo de conocer las condiciones internas del pozo, se reflejan en el tipo de operaciones y equipo que se requieren utilizar según los intervalos de interés o propuestos.

En la **Figura 2.13** se muestra un estado mecánico de un pozo, en la cual se muestra las barreras físicas interiores, en este diagrama se muestra que la profundidad interior del pozo se encuentra en la cima del tapón a 897m, por lo que las zonas de oportunidades se encuentran por encima de este intervalo.



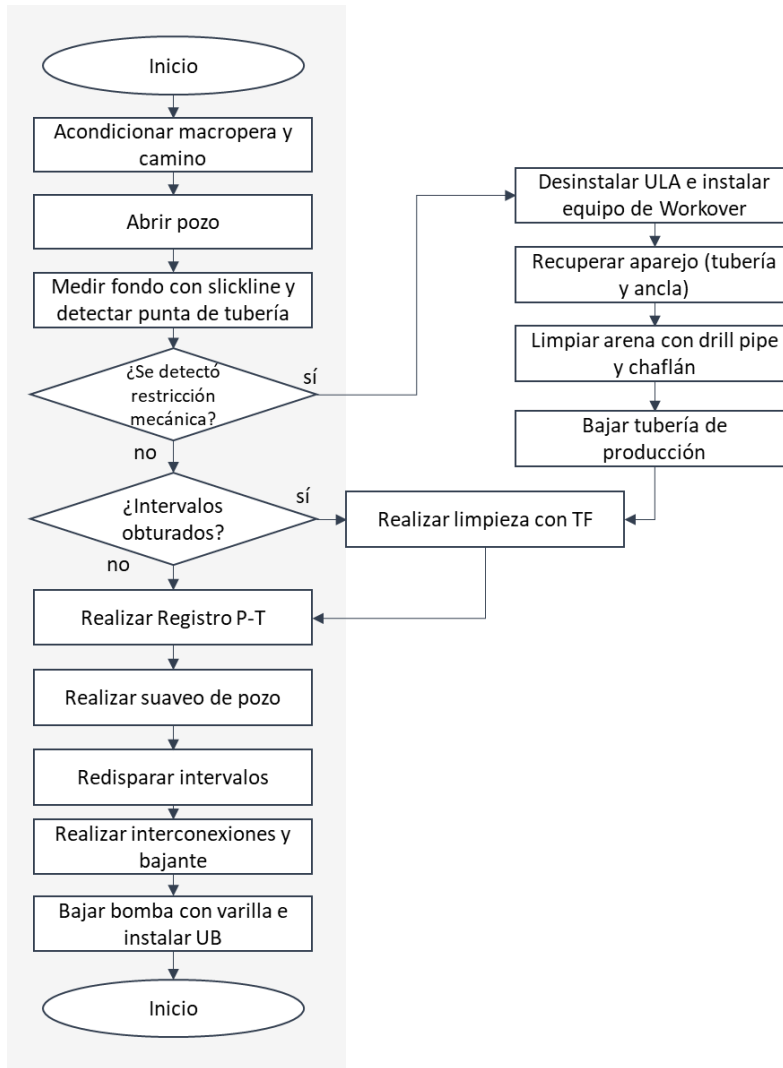
**Figura 2.13 Estado mecánico de un pozo del campo Zafiro**

### 2.4.3.3 Evaluación y factibilidad de la intervención

La factibilidad y evaluación de intervención está dada por el estudio de la integridad mecánica del pozo y las líneas de descarga, así como, del tipo de operaciones que se lleven a cabo, ya sea operaciones de apertura del pozo o reparaciones mayores.

La integridad mecánica del pozo refiere a la capacidad de operar sin que se tenga problemas o fallas al operar el pozo. Debido a que los pozos en un campo maduro fueron perforados al inicio de su explotación, estos pueden tener más de 40 años desde su terminación. El deterioro natural de la cementación, las conexiones y resistencia de las tuberías pueden ocasionar problemas para realizar operaciones como disparos, redisparos, profundizaciones y *sidetracks* que comprometa el estado del pozo. Evaluar correctamente el estado de los pozos y ductos mediante estudios de integridad mecánica es un tipo de mantenimiento preventivo, que permitirá conocer las fallas en los sistemas antes de su operación.

La secuencia de operaciones en un pozo necesita ser identificada mediante flujos de trabajo o esquemas según el tipo de operación (apertura o redisparo). Esto refiere a que, si una operación falla, exista otra operación capaz de remediar o completar el trabajo final. Usualmente, estos esquemas son árboles de decisión que consideran diferentes estrategias y costos por actividad. En la **Figura 2.14** se muestra una secuencia de operaciones que se requiere llevar a cabo para la apertura de un pozo con las condiciones mecánicas de la **Figura 2.13**. El caso ideal de la apertura del pozo, es que no existan restricciones mecánicas y que los intervalos se encuentren abiertos, sin embargo, debido a que no se tiene una certeza absoluta de las condiciones del pozo, es posible que no se cumpla el caso ideal y que se necesiten hacer operaciones para poner los intervalos a fluir.



**Figura 2.14** Secuencia de operaciones con alternativas.

## 2.5 Pronósticos de producción

### Método Empírico

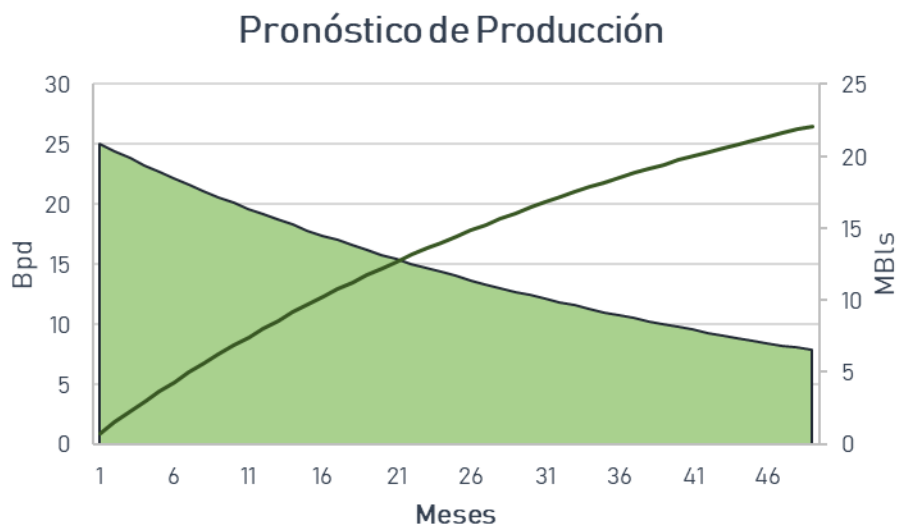
Para realizar los pronósticos de producción asociados a los pozos candidatos, se utilizó como herramienta el análisis de curvas de declinación. Este instrumento de análisis es muy útil y práctico en los casos donde se dispone de suficiente historia para lograr un ajuste satisfactorio.

La validez de los resultados está sujeto a un par de elementos claves:

- Seleccionar un periodo de producción donde el yacimiento, pozo o grupo de pozos hayan estado produciendo a la condición más estable posible.
- El conjunto de condiciones operativas asociadas al periodo seleccionado debe ser representativo de lo que se espera sean las condiciones que prevalezcan en el futuro.
- El tipo de declinación requiere ajustar a la tendencia de declinación de la producción.

Debido a que identificar pozos con oportunidades considera la activación y producción de intervalos o yacimientos nuevos, se requiere identificar en qué casos se aplicarán los parámetros característicos de cada formación.

Para la activación de pozos es necesario analizar el último periodo de producción del intervalo, en lo que se espera que, con la apertura del pozo, el tipo y tasa de declinación sigan siendo los mismos con la que producía anteriormente. El gasto inicial propuesto busca aproximarse al gasto de cierre, ya que se necesita analizar la consistencia de los últimos gastos de producción. Una vez identificados estos parámetros, es posible extrapolar el comportamiento para conocer el perfil de producción futuro. En la **Figura 2.15**, se muestra un pronóstico de producción basado en curvas de declinación a un gasto de cierre de 10 bpd, de igual forma, en la **Tabla 2.4**, se muestran los parámetros de producción que permiten construir este modelo.



**Figura 2.15** Pronóstico de producción basada en modelo empírico de Arps.

<b>Qo @ al cierre (bpd)</b>	20
<b>Qo propuesto (bpd)</b>	25
<b>Qg propuesto (Mpcd)</b>	10
<b>RGA (pc/bl)</b>	400
<b>Np (Mbls)</b>	22.10
<b>Gp (MMpc)</b>	8.84
<b>Tipo de declinación</b>	Exponencial
<b>b</b>	0
<b>Di anual</b>	29%

**Tabla 2.4 Parámetros de producción para el modelo empírico de Arps.**

El uso del modelo empírico de Arps, permite extrapolar la tendencia de los parámetros de producción con el fin de estimar el volumen de aceite o gas recuperable, así como el tiempo en el que se alcanza el límite económico o técnico.

### Modelo analítico

En el caso de los cambios de intervalos o explotación de nuevos yacimientos, se realizan pronósticos de producción basados en modelos analíticos en función de las propiedades características de la formación, de los fluidos esperados y las condiciones de producción. Para realizar estos análisis se utilizó el software *PanSystem*. Este software realiza pronósticos de producción en función de los parámetros que se muestran en la **Tabla 2.5**.

<b>Parámetros del pozo</b>	
Intervalo	[pie]
Radio del pozo	[pie]
<b>Parámetros de la formación</b>	
Espesor impregnado	[pie]
Porosidad	[1]
Presión	[psia]
Temperatura	[°F]
Permeabilidad	[mD]
Saturación de Agua	[1]
<b>Parámetros del fluido</b>	



Densidad del gas	[1]
RGA	pc/bl
Densidad del aceite	[°API]
Salinidad del Agua	[ppm]
$\Delta P$	[psia]
<b>Fronteras (Radio de drene)</b>	
L1	[pie]
L2	[pie]
L3	[pie]
L4	[pie]

**Tabla 2.5 Parámetros de entrada para el modelo analítico.**

Una de las ventajas de utilizar el software es que se pueden realizar análisis de sensibilidad para los parámetros que están en función de las condiciones de producción ( $\Delta P$ ) y del impacto de la permeabilidad ( $k$ ). Asimismo, elegir correctamente el modelo de fronteras y modelado del yacimiento, definirá la precisión de la estimación del pronóstico.

Para tener un modelo dinámico que sea representativo de las características de la formación, se recomienda realizar un ajuste histórico para conocer los rangos de variación máximos de estos parámetros. A través del uso de este software, es posible modelar la producción simultánea de varios intervalos que han sido identificados con potencial previamente.

Los pronósticos realizados bajo modelos analíticos consideran las siguientes premisas:

- Tipo de fluido, Aceite.
- Modelo almacenamiento clásico.
- Pozo vertical.
- Modelo radial homogéneo.
- Fronteras cerradas.
- Presión de fondo fluyendo constante.

## 2.6 Evaluación económica

El análisis económico se utiliza en todas las áreas de la cadena de valor de la industria petrolera, por ejemplo, se analiza la cantidad de pozos a perforar, el desarrollo de campos, comercialización de hidrocarburos, así como reparaciones e intervenciones a pozos.

En general, en la industria petrolera se tienen las siguientes características relacionadas con el análisis económico.

- Flujo de caja intensivos.
- Existe gran incertidumbre y riesgo en las decisiones.
- Relación compleja entre factores técnicos y económicos.

- Estructura de impuestos y contratos a considerar.
- Los costos operativos incrementan con el tiempo.

El objetivo principal de realizar análisis económicos se basa en darle un valor monetario a un proyecto y coaccionar a la toma de decisiones cuando existe una cartera amplia de ellos para lograr identificar el proyecto con mayor rentabilidad.

Los elementos claves para realizar un análisis económico se muestran en la **Tabla 2.6**.

<b>Elemento</b>	<b>Descripción</b>	<b>Análisis</b>
<b>Producción de petróleo, condensado y gas</b>	Considera los pronósticos de producción asociado a la perforación de pozos nuevos, desarrollo de campos y operaciones a pozos.	Mayor volumen de hidrocarburos extraídos, mayores ganancias brutas.
<b>Precios</b>	Valor monetario recibido por unidad producida y vendida de los hidrocarburos producidos	Valor que se ajusta según las condiciones de mercado, eventos geopolíticos y tendencias globales. Además, considera la calidad de los hidrocarburos, costos de logística y transporte.
<b>Regalías</b>	Valor porcentual de los ingresos que el operador petrolero por ley tiene que pagar al Gobierno del país en el que opera. Existen diferentes esquemas y modelos de regalías para cada país.	En México, se llevan a cabo licitaciones de áreas contractuales, en las que se definen regalías base que el Gobierno establece y regalías adicionales que el operador propone para adjudicarse un área.
<b>Inversiones o Capital (CAPEX)</b>	Son las inversiones que se realizan para dar inicio a un proyecto petrolero, esto considera actividades de perforación, exploración, equipos, infraestructura, entre otros.	Para dar inicio a un proyecto petrolero, se requiere grandes inversiones de capital.
<b>Gastos Operativos (OPEX)</b>	Costos incurridos para transportar una unidad de hidrocarburos desde el yacimiento hasta su comercialización	Se pueden considerar dos clases de gastos operativos, 1) Fijos: considera los gastos que se requieren pagar con cierta periodicidad y 2) Variables: gastos que se pagan en función de la producción de hidrocarburos

**Tabla 2.6 Elementos claves para realizar un análisis económico.**

En México, en general, los tipos de contratos para campos terrestres son de licencia, estos contratos se basan en el cobro de regalías en función de los ingresos de las compañías. En este trabajo se realizan evaluaciones económicas con un esquema de licencia.

En la **Tabla 2.7**, se muestra un análisis económico realizado para un pozo hasta un límite de 15 bpd, sin embargo, el análisis se muestra en un periodo de 9 meses. Esta evaluación económica considera la producción esperada, costo actual del aceite y gas, gastos operativos, costo de la intervención, regalías base y adicional e impuestos, tal como se muestra en la **Tabla 2.8**.

	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Producción diaria</b>										
Aceite	BPD	42.0	41.2	40.4	39.6	38.8	38.0	37.3	36.5	35.8
Gas	MPCD	10.5	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1	8.9
<b>Ingresos Brutos</b>										
Aceite	MUSD	\$89.41	\$87.64	\$85.90	\$84.20	\$82.53	\$80.90	\$79.30	\$77.73	\$76.19
Gas	MUSD	\$1.09	\$1.06	\$1.04	\$1.02	\$1.00	\$0.98	\$0.96	\$0.94	\$0.93
<b>Regalías Base</b>										
Aceite	MUSD	\$9.16	\$8.98	\$8.80	\$8.63	\$8.46	\$8.29	\$8.13	\$7.97	\$7.81
Gas	MUSD	\$0.04	\$0.04	\$0.04	\$0.03	\$0.03	\$0.03	\$0.03	\$0.03	\$0.03
<b>Regalías Adicionales</b>										
Regalías Adicionales	MUSD	\$40.72	\$39.91	\$39.12	\$38.35	\$37.59	\$36.85	\$36.12	\$35.40	\$34.70
<b>OPEX</b>										
Gastos operativos	MUSD	\$13.09	\$12.83	\$12.58	\$12.33	\$12.08	\$11.85	\$11.61	\$11.38	\$11.16
<b>CAPEX</b>										
Inversiones	MUSD	\$196.00								
<b>Flujo de caja</b>										
Antes de impuestos	MUSD	\$27.5	\$26.9	\$26.4	\$25.9	\$25.4	\$24.9	\$24.4	\$23.9	\$23.4
FCF sin impuestos	MUSD	-\$168.5	\$26.9	\$26.4	\$25.9	\$25.4	\$24.9	\$24.4	\$23.9	\$23.4
FCF sin impuestos acumulado	MUSD	-\$168.5	-\$141.6	-\$115.2	-\$89.3	-\$63.9	-\$39.1	-\$14.7	\$9.2	\$32.6
<b>Impuestos</b>										
Impuestos	MUSD	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$7.17	\$7.02
<b>Ingresos netos</b>										
Ingresos después de impuestos	MUSD	\$27.5	\$26.9	\$26.4	\$25.9	\$25.4	\$24.9	\$24.4	\$16.7	\$16.4
FCF con impuestos	MUSD	-\$168.5	\$26.9	\$26.4	\$25.9	\$25.4	\$24.9	\$24.4	\$16.7	\$16.4
FCF con impuestos acumulado	MUSD	-\$168.5	-\$141.6	-\$115.2	-\$89.3	-\$63.9	-\$39.1	-\$14.7	\$2.0	\$18.4

**Tabla 2.7 Evaluación económica ejemplo.**

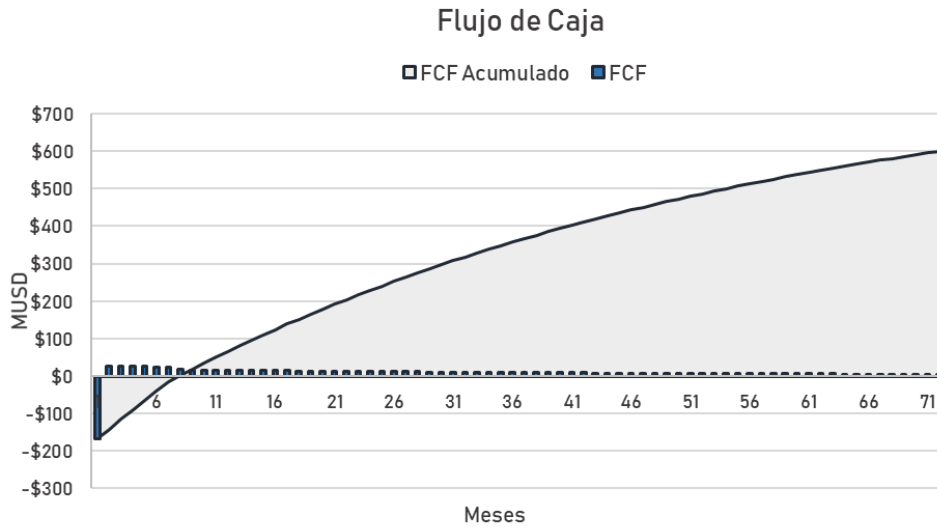
Precio Aceite	\$70.00	USD/BL
Precio Gas	\$3.40	USD/MPC
Regalía Base Aceite	10%	%
Regalía Base Gas	3%	%
Regalía Adicional	45%	%
OPEX por barril	\$10.00	USD/BL
OPEX por gas	\$1.00	USD/MPC
CAPEX	\$196,000	USD

**Tabla 2.8 Consideraciones para la evaluación económica ejemplo.**

El resultado de este análisis son indicadores económicos como el Valor Presente Neto (VPN) que permite conocer los valores presentes de los flujos de caja en un periodo de tiempo, el Valor Presente de la Inversión (VPI) que resulta de la suma de las inversiones descontadas a una tasa de interés establecida, la Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI) que es la eficiencia de la inversión a la rentabilidad que se obtiene y la Tasa Interna de Retorno (TIR) que es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, en otras palabras, el porcentaje de beneficio o pérdida. Estos indicadores se muestran en la **Tabla 2.9**.

<b>VPN</b>	\$459.09	MUSD
<b>VPI</b>	\$196.00	MUSD
<b>VPN/VPI</b>	2.34	
<b>TIR</b>	282.92%	%

**Tabla 2.9 Resultados de la evaluación económica ejemplo.**



**Figura 2.16. Flujo de caja mensual y acumulado para la evaluación económica.**

Debido a que esta metodología considera dos tipos de operaciones, se necesita realizar un análisis económico por pozo para cada operación, que involucren las características particulares para cada caso.

## 2.7 Jerarquización de pozos y propuestas

Una vez analizada la evaluación técnica, (petrofísica, producción, de operaciones y económica), se lleva a cabo la jerarquización de pozos para realizar una secuencia de intervención que resulte en la incorporación o aumento de producción más alta y la mejor rentabilidad a corto y mediano plazo. Los parámetros para realizar esta jerarquización se basan principalmente en los criterios que se listan a continuación bajo los dos tipos de operaciones, para apertura y para disparos o RMA.

### **Apertura**

- Gastos propuestos de apertura
- Producción acumulada esperada
- Tiempos de producción o agotamiento
- Actividades de intervención (Instalaciones superficiales, construcción y/o adecuación)
- Costo y tiempo de intervención
- Riesgo de intervención
- Oportunidades adicionales
- Valor económico

### **Disparos o Reparaciones Mayores**

- Tiempos de agotamiento del intervalo productor (para pozos productores)
- Gastos propuestos de disparos
- Producción acumulada esperada
- Actividades de intervención (Movimientos y/o construcción de equipos o líneas)
- Costo y tiempo de intervención
- Valor económico
- Límite económico

La estrategia de explotación y reactivación de campos maduros consiste en incrementar a corto y mediano plazo la producción de hidrocarburos. Por lo que para dar una propuesta final y seleccionar el mejor pozo candidato, se requiere dar prioridad a los pozos que tengan mejores pronósticos de producción, facilidad de intervención y mayor valor económico asociado, todo eso ponderado basados en los criterios ya descritos.

Para los pozos de apertura, es necesario conocer sus instalaciones superficiales para determinar la factibilidad de intervención y los costos asociados a la adecuación del pozo para hacerlo fluir.

Para los pozos con intervalos potenciales, podrían existir dos casos: 1) Donde los intervalos con potencial para reparación mayor estén en un pozo productor ó 2) Cuando los intervalos con potencial estén en un pozo cerrado. Para el caso 1), el pozo productor no requiere adecuaciones de las instalaciones superficiales y, por ende, el costo asociado a la reparación es menor; en el caso 2) se necesita considerar el potencial total del pozo que considera las adecuaciones de cabezal, líneas de descarga, entre otros.

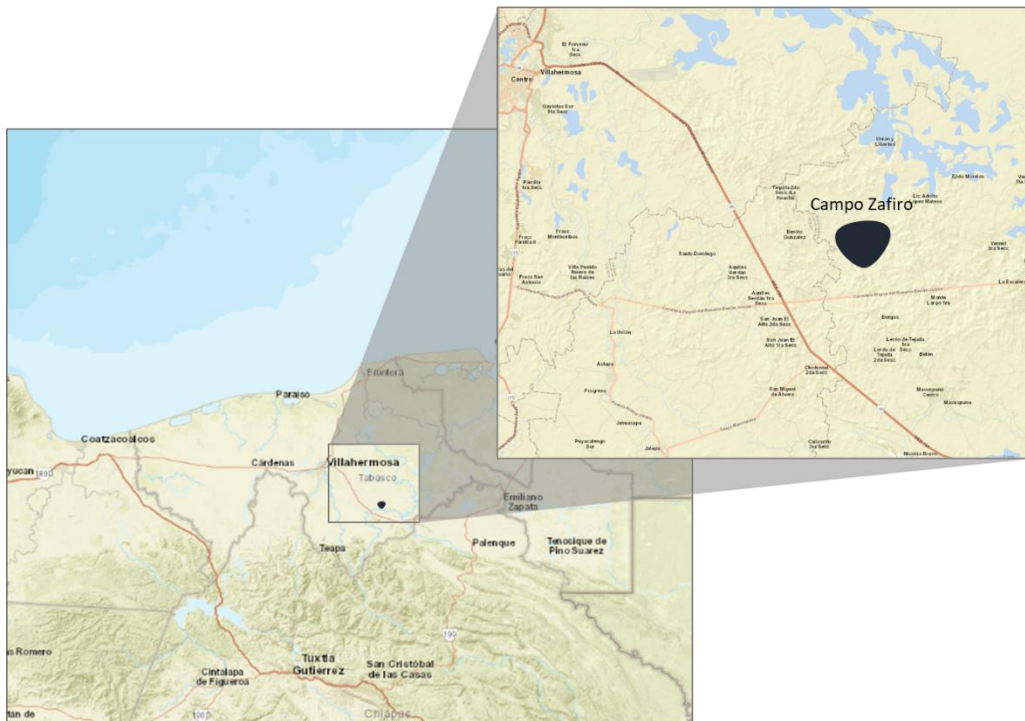
En algunos casos, es posible que posterior a la evaluación técnica del pozo, se tengan pozos que no tengan intervalos con oportunidad o que su apertura no sea rentable por los gastos

operativos, en estos casos, estos pozos no serán intervenidos y serán programados para ser taponados definitivamente.

### 3. Resultados y ejemplos

Esta metodología de identificación de oportunidades y secuencia está basada en el campo “Zafiro” por lo que se presentan los antecedentes del campo y los resultados obtenidos de identificación a través de este flujo de trabajo.

El campo “Zafiro” se localiza en la provincia Cuencas del Sureste, en el municipio de Macuspana, Tabasco. Aproximadamente a 8 kilómetros de la cabecera municipal y a 4.5 kilómetros al oeste de Ciudad Pemex. En la **Figura 3.1** se muestra la ubicación geográfica del campo Zafiro.

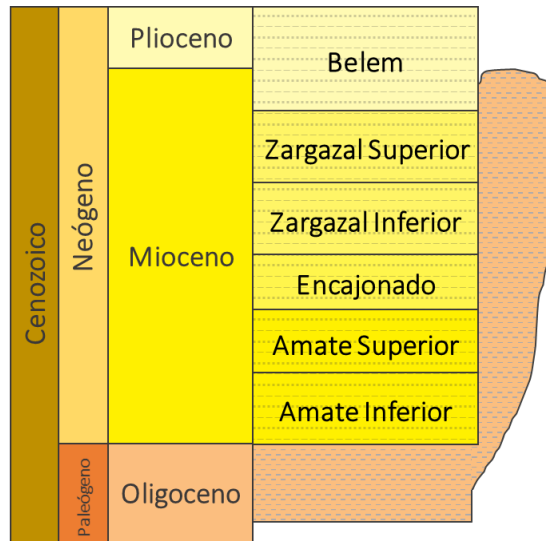


**Figura 3.1 Ubicación geográfica del campo Zafiro.**

Los yacimientos identificados están conformados por areniscas de cuarzo de grano fino con intercalaciones de lutita, ligeramente calcárea y arenosa, pertenecientes a formaciones del Plioceno Inferior, Mioceno y Pleistoceno con una secuencia estratigráfica compleja con sellos verticales y subdivisiones en unidades estratigráficas que se comportan como unidades hidráulicas independientes. Estos yacimientos están asociados a trampas estructurales de tipo anticlinal con un sistema de fallas normales en forma de flor resultando en alta

compartimentalización areal, que resulta en bloques dentro del campo. Estas fallas de crecimiento son sintéticas y antitéticas que se desarrollaron durante el Mioceno medio en un paquete arcilloso.

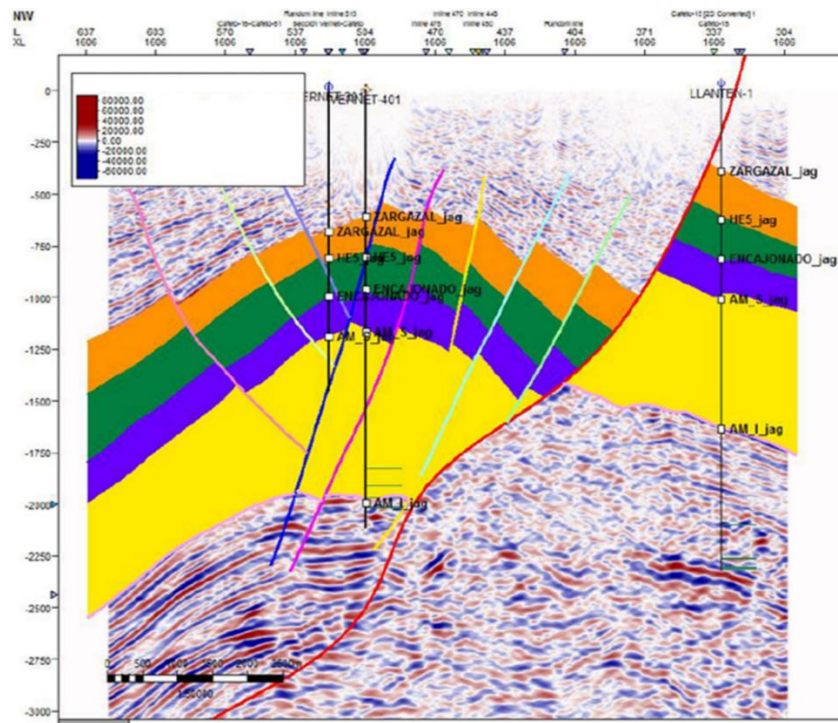
En el campo existen 5 yacimientos asociados a las formaciones Belem, Zargazal, Encajonado, Amate Superior y Amate Inferior. En la **Figura 3.2** se muestra la columna geológica del campo.



**Figura 3.2** Columna geológica del campo Zafiro.

En la **Figura 3.3** se muestra una sección sísmica con la interpretación geofísica y estratigráfica, resaltando las formaciones identificadas del campo Zafiro, en naranja la formación Zargazal, en verde, la formación Encajonado, en morado, la formación Amate Superior y en amarillo, Amate Inferior. En esta sección, se puede observar un pliegue anticlinal con múltiples fallas presentes en forma de “flor” y una falla lístrica principal que atañe a la descripción geológica de un campo de manera regional, sin embargo, es importante detallar a una escala menor la geología presente.

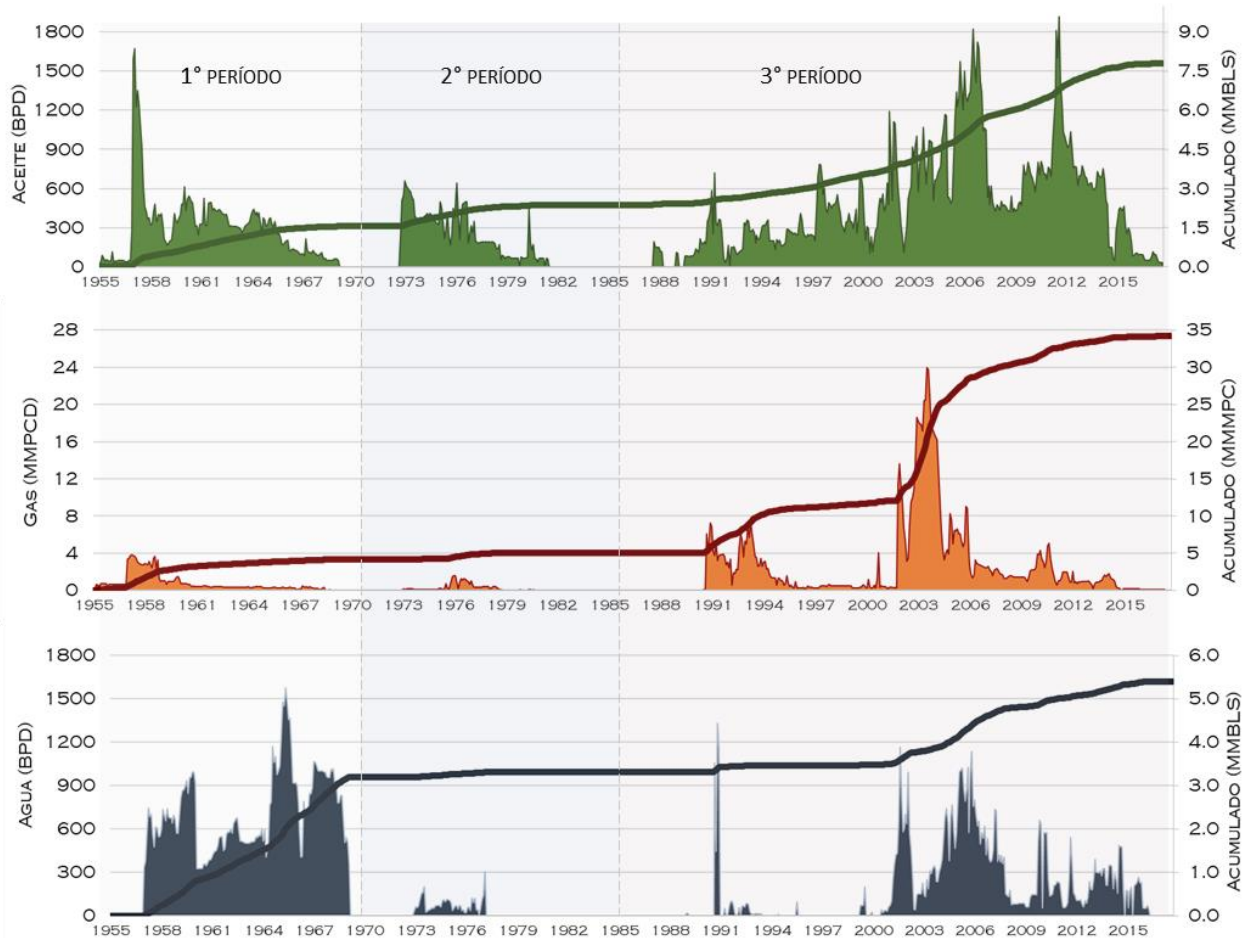




**Figura 3.3** Sección sísmica interpretada con las formaciones identificadas en el campo Zafiro.

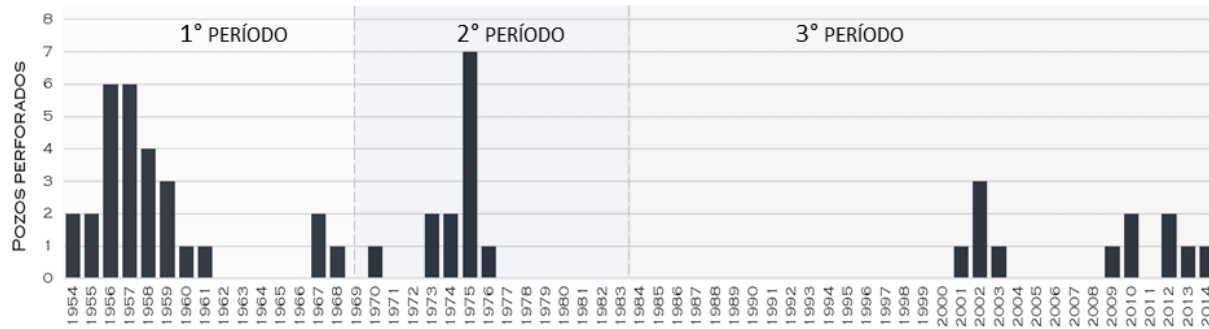
El campo Zafiro fue descubierto por el pozo Zafiro – 1 en 1954, el cual resultó productor de aceite y gas a una profundidad de 1,815 metros. En total, se han perforado 53 pozos, de los cuales, 2 actualmente se encuentran en producción, 19 se encuentran cerrados y 32 pozos se encuentran taponados.

Históricamente, la producción se subdividió en tres etapas: la primera etapa comprendida entre 1954 y 1970 corresponde al desarrollo inicial, una segunda etapa entre 1972 y 1982 corresponde a un desarrollo más discreto, la tercera etapa está asociado de 1994 a 2018, corresponde al periodo actual de producción. El pico máximo de producción se alcanzó en el tercer periodo, en febrero de 2012, con una producción máxima de 1,912 bpd. El campo tiene una producción acumulada de 7.83 MMbbls, alcanzando un factor de recuperación del 14.2%. En la **Figura 3.4**, se muestra el comportamiento histórico de producción del campo.



**Figura 3.4 Historia de producción del campo Zafiro.**

Estas tres etapas de producción están asociadas a la perforación y reparaciones mayores de pozos en el campo, donde, de acuerdo con los registros de perforación, se registró la terminación de 29 pozos para el primer periodo, de los cuales 18 resultaron productores; en el segundo periodo se perforaron 12 pozos de los cuales 6 resultaron productores, asimismo, se realizaron varias reparaciones mayores; en el tercer periodo, se perforaron 12 pozos de los cuales 10 resultaron productores, adicionalmente, se realizaron reactivaciones de pozos y reparaciones mayores para explotar los yacimientos presentes en el campo. En la **Figura 3.5**, se muestra la perforación histórica de pozos en el campo. Sin embargo, para diciembre de 2017, se tenían únicamente dos pozos produciendo aceite y gas.



**Figura 3.5 Historia de perforación del campo Zafiro.**

Actualmente, se requiere aumentar la producción del campo debido a la falta de pozos activos y a la declinación natural de los pozos productores, por lo tanto, se plantean intervenciones que requieran menor inversión, menor tiempo de implementación y mayor rentabilidad.

Los pozos en el campo Zafiro fueron analizados bajo la metodología mostrada en este trabajo, cada pozo fue analizado en función del potencial esperado, las propiedades petrofísicas y la rentabilidad. Para este campo se analizaron los 19 pozos, sin embargo, en este análisis se trabajaron 12 pozos en total, ya que 7 pozos resultaron sin potencial en intervalos adicionales y 9 pozos sin potencial en los intervalos abiertos. La jerarquización y evaluación técnica llevada a cabo para las actividades de apertura y reparaciones mayores, se muestran en la **Tabla 3.1** y **Tabla 3.2**. La secuencia propuesta para realizar operaciones en los pozos denota la importancia de este trabajo para reactivar el campo y aumentar la producción a corto plazo con la mejor rentabilidad.

Apertura								
Ranking	Pozo	Qoi (bpd)	Acum (Mbls)	Tiempo de agotamiento (Meses)	VPN (MUSD)	TIR (%)	Riesgo Asociado	Condiciones actuales
1	Zafiro 33	40	46.58	38	379	255%	Bajo	Cerrado
2	Zafiro 32	42	48.70	51	332	465%	Medio	Cerrado: Sin líneas ni cabezal
3	Zafiro 16	34	37.39	41	260	403%	Medio	Cerrado: Sin líneas ni cabezal
4	Zafiro 260	23	26.40	22	178	322%	Bajo	Cerrado
5	Zafiro 43	27	22.43	30	163	199%	Medio	Cerrado: Sin líneas ni cabezal
6	Zafiro 10	20	30.00	20	100	137%	Alto	Cerrado: Sin líneas ni cabezal
7	Zafiro 27	20	17.50	28	105	95%	Medio	Cerrado: Sin líneas ni cabezal
8	Zafiro 297	25	15.00	18	101	113%	Alto	Cerrado
9	Zafiro 15	30	29.87	31	63	102%	Alto	Cerrado
10	Zafiro 45	0	0.00	48	55	70%	Alto	Cerrado: Sin cabezal

**Tabla 3.1 Propuesta de secuencia para la apertura de pozos.**

Existen pozos cuya rentabilidad es baja comparada con los demás, Zafiro – 45 y Zafiro – 15, estos pozos son descartados de la secuencia de intervención para su apertura con las condiciones actuales ya que disminuyen sustancialmente el valor económico de todas las actividades en el campo, por lo que serán programados directamente para la realización de reparaciones mayores.

Reparaciones Mayores								
Ranking	Pozo	Formación	Qoi (bpd)	Acum (Mbls)	VPN (MUSD)	TIR (%)	Riesgo Asociado	Actividad
1	Zafiro 33	Belem	57	77.78	565.00	307%	Bajo	Disparo
2	Zafiro 43	Belem / Zargazal Sup	43	74.43	520.92	281%	Bajo	Disparo
3	Zafiro 260	Belem	53	64.37	476.99	264%	Bajo	Disparo
4	Zafiro 32	Belem	40	61.73	431.57	179%	Medio	Disparo
5	Zafiro 16	Belem	45	54.28	404.17	257%	Bajo	Disparo
6	Zafiro 15	Zargazal	46	51.62	379.28	204%	Medio	Disparo
7	Zafiro 47	Belem	40	61.74	368.98	144%	Bajo	Disparo
8	Zafiro 27	Belem	45	43.65	308.11	197%	Medio	Disparo
9	Zafiro 10	Belem	30	32.02	199.11	96%	Medio	Disparo
10	Zafiro 25	Belem	35	31.35	195.44	133%	Alto	Disparo
11	Zafiro 45	Belem / Zargazal Sup	44	25.60	149.20	135%	Alto	Disparo
12	Zafiro 297	Belem	28	28.09	156.68	84%	Alto	Disparo

**Tabla 3.2 Propuesta de secuencia para reparaciones mayores.**

En las dos secuencias mostradas, la jerarquización para los pozos está basada en los criterios mencionados previamente. Es posible que en algunos casos se proponga intervenir un pozo antes que otro que tenga mayor gasto acumulado o rentabilidad, esto se debe a un valor de riesgo asociado a la factibilidad y tiempo de operaciones que se van a realizar. Todos los criterios impactan directamente para proponer una secuencia que permita obtener los mejores resultados desde el inicio de las operaciones en el campo.

Los parámetros o criterios de jerarquización se obtienen a través del análisis detallado para cada pozo. En este trabajo se incluyen las evaluaciones técnicas de 2 pozos a manera de ejemplo, tal como se muestra en el **Anexo I**.

## 4. Conclusiones y recomendaciones

A través de la aplicación de esta metodología es posible realizar una jerarquización para definir el orden de intervención en el campo, la cual, consiste en una planeación estratégica con la contribución de diversas disciplinas que permita maximizar la producción de hidrocarburos, sin embargo, son muchas las variables que necesitan ser consideradas.

La metodología de identificación de oportunidades se basa en un análisis de producción, petrofísico, operacional y económico que jerarquiza los pozos a intervenir mediante:

- Gastos iniciales.
- Gastos acumulados.
- Tiempos de agotamiento.
- Tiempo y costo operacional.
- Adecuación de instalaciones superficiales.
- Valor económico e indicadores.

El enfoque principal de este trabajo está basado en un campo maduro con características estratigráficas y estructurales complejas, debido a lo cual, la metodología puede ser utilizada en campos análogos, para obtener resultados muy favorables. La estrategia para jerarquizar las intervenciones considera el objetivo, misión y visión de la empresa en la que se aplicó, la cual, involucra el incremento de la producción de hidrocarburos y la rentabilidad más alta de los proyectos realizados. Estos mismos objetivos, son los pilares que impulsan a las compañías petroleras la mayoría de las veces.

Conforme se realicen las aperturas e intervenciones en el campo, se tendrá más certeza de los resultados esperados y conocimiento actual de sus condiciones, por lo que es posible, que los análisis técnicos por pozos sean reevaluados con información adicional bajo el mismo flujo de trabajo.

Actualmente, las nuevas empresas operadoras tienen el reto de administrar campos descubiertos, con o sin producción, para esto, se requiere plantear una estrategia que permita optimizar la producción y/o la reactivación de pozos, y que permita maximizar el factor de recuperación de este tipo de campos mediante prácticas exitosas.

La producción y reactivación de campos maduros requiere un enfoque en la administración integral de yacimientos con innovación tecnológica. El resultado de este trabajo se refleja con las operaciones en el campo, ya que se espera que los pozos con oportunidad y cerrados (estudiados y analizados) se conviertan en pozos operando con la máxima eficiencia y mínimos costos operativos.

Un criterio que tiene una alta ponderación en este análisis es el volumen acumulado de hidrocarburo, ya que el enfoque principal está basado en análisis de producción y, por ende, se espera maximizar el factor de recuperación del campo en conjunto con el valor económico esperado.

Para usos futuros de esta metodología, se recomienda optimizar tiempos de análisis y a su vez lograr identificar con mayor facilidad las propuestas económicamente viables. Adicional al alcance del estudio realizado, se podría incluir diversos análisis, como son: selección e

instalación de sistemas artificiales, análisis de impacto y evaluación ambiental y aspectos sociales con comunidades y terratenientes. De igual forma, es posible complementar los análisis económicos con estimaciones probabilísticas que consideren el riesgo y certidumbre asociada a cada intervención.

Mediante la aplicación de esta metodología, se alcanzó una visión integral de las actividades y operaciones en el campo enfocada en análisis de producción y yacimientos, que se complementa con las diferentes disciplinas, como petrofísica, intervenciones y análisis económico.

## Bibliografía

1. Teles, E., Tanajura, A., Freires, F., & Torres, E. (2016). Reactivation of mature oilfields: A multifaceted production management. *International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing*, 4(1), 36-39.
2. Paredes, J., Pérez, R., & Larez, C. (2015). Correlaciones para estimar propiedades clave para yacimientos de gas y condensado a partir de la relación gas condensado. *Ingeniería Petrolera*, 55(6), 356-369.
3. Varhaug, M. (2016). Basic well log interpretation. Recuperado de: [https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield\\_review/defining\\_series/Defining-Log-Interpretation.pdf?la=en&hash=3DD25483EEE6EBAA69320AF7612AB9E9C4066993](https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Log-Interpretation.pdf?la=en&hash=3DD25483EEE6EBAA69320AF7612AB9E9C4066993)
4. Villalobos, F. (2016). Protocolo de reparación y mantenimiento de pozos aplicado en un caso típico de la provincia geológica Tampico-Misantla (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.
5. Molina, J., & Rodríguez, O. (2014). Plan para la reactivación de producción del Campo Carrizo. *Ingeniería Petrolera*, 54(2), 109-121.
6. Herbert, L. (2015). Reservoir fluid characterization and PVT analysis in VMGSim. Recuperado de: <https://virtualmaterials.com/Reservoir-Fluid-Characterization>
7. Izurieta, P., & Sandoval, J. (2013). Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros (Licenciatura). Universidad Central del Ecuador.
8. Richardson, A. (2013). Well correlation and petrophysical analysis, a case study of "Rickie" field onshore Nigel Delta. *The International Journal of Engineering and Science*, 2(12), 94-99.
9. Ilk, D., Mattar, L., & Blasingame, T. (2007). Production data analysis - Future practices for analysis and interpretation. *Petroleum Society*, 8, 1-25.
10. Al-Marhoun, M. (1988). PVT Correlations for Middle East Crude Oils. *Journal Of Petroleum Technology*, 40(05), 650-666.
11. Kennedy, H., Bowman, C., Crownover, A., & Miesch, E. (1965). Recent correlations of hydrocarbon properties with composition. *Journal of Petroleum Technology*, 17(09), 1105-1110.
12. Permadi, P. (1995). Practical Methods to Forecast Production Performance of Horizontal Wells. *SPE Asia Pacific Oil And Gas Conference*, 496-503.
13. Vera, J. (2015). Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.
14. McCain Jr, W. D. (1990). Properties of petroleum fluids. PennWell Corporation. Segunda edición.
15. Rojas, G. (2003). Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Puerto La Cruz.
16. Yañez Medardo, Gómez Hernando, Freitas Manuel.
17. Bisset, S. J. (1991, January 1). Workover techniques in bass strait. *Society of Petroleum Engineers*.

18. Rike, J. L. (1972, January 1). Workover economics-complete but simple. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/3588-PA
19. Paiva, R. O. (2000, January 1). Optimizing the itinerary of workover rigs. World Petroleum Congress.
20. Yañez, M., Gómez de la Vega, H., Freitas, M., Semeco, K., & Aguero, M. Metodología de optimización de secuencia de intervenciones a pozos. Reliability And Risk Management México.
21. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). Basic applied reservoir simulation.
22. Altamirano, D. et al. (2018). Desarrollo de una herramienta computacional para el ajuste automático de curvas tipo a datos de pruebas de presión mediante algoritmos basados en métodos de gradiente (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.
23. Chavarría, B. (2015). Desarrollo de una herramienta computacional para calcular el volumen original de hidrocarburos a partir de datos de registros geofísicos de pozo (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.
24. Aziz, K. (1979). Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers, 476.



# ANEXO I

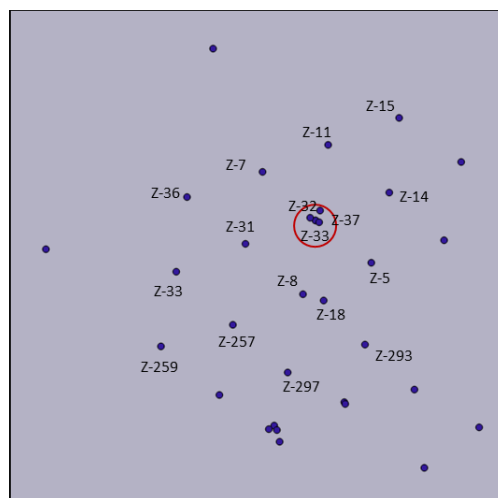
## Evaluación técnica del Pozo Zafiro – 45

1. Ubicación
2. Historia del pozo
3. Análisis petrofísico
4. Apertura de intervalos productores
5. Intervalos con oportunidad
6. Análisis de operaciones
7. Evaluación económica
8. Propuesta

### 1.- Ubicación

<b>Pozo:</b>	Zafiro	<b>Numero:</b>	45	<b>Estado:</b>	Tabasco	<b>Municipio:</b>	Macusp ana
<b>Coordenadas UTM conductor:</b>	<b>X</b>		<b>Y</b>	<b>Equipo:</b>	N/A		
	540,390.28	1,957,574.1 3					

**Tabla A 1. Localización del pozo Zafiro – 45.**



**Figura A1. Localización del pozo Zafiro – 45.**

### 2.- Historia del pozo

## Antecedentes

Este pozo se encuentra aproximadamente 200 metros al S50°E del pozo Zafiro – 12 y en la cima de la estructura limitada por dos fallas convergentes orientadas SW-NE, fue perforado con el fin de explotar las reservas de aceite de la arena Zargazal, que fue productora en los pozos Zafiro 10, 15, 6 y probar las arenas de la formación Amate.

## Profundidad:

Tipo de pozo	Vertical	-	Desviado	X
Profundidad total programada	Desarrollada	1121 md	Vertical	1000 mbnm
Profundidad total real	Desarrollada	1360 md	Vertical	1216 mbnm

*Tabla A2. Geometría y profundidades programadas y reales en metros verticales y desarrollados del pozo Zafiro – 45.*

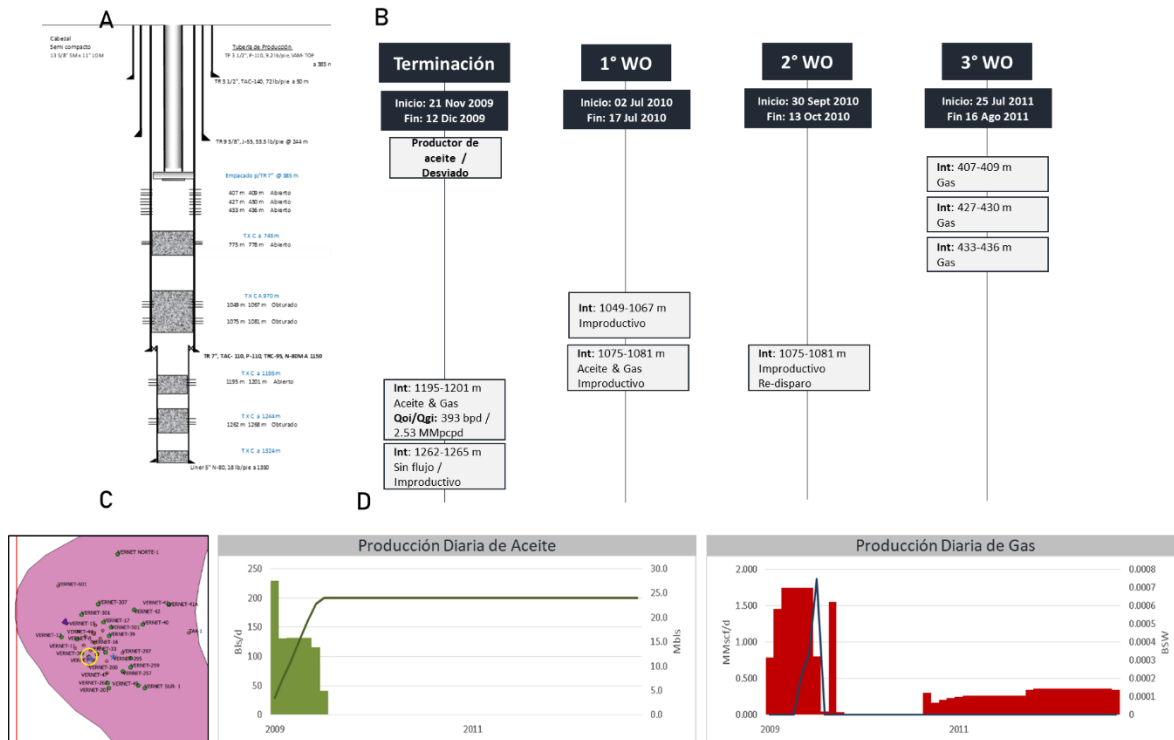
## Distribución de TR:

Etapa	Barrena	Diámetro TR	Profundidad	
			Programada	Real
1	17 ½"	13 3/8"	0 a 50 m	0 a 47 m
2	12 ¼"	9 5/8"	0 a 250 m	0 a 244 m
3	8 ½"	7"	0 a 1000 m	0 a 1152 m
4	5 7/8"	5"	-	1090 a 1354 m

*Tabla A3. Distribución de asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo Zafiro – 45.*

## Resumen de Historia de terminación y reparaciones:

El pozo Zafiro 45 fue perforado en noviembre de 2009 y fue terminado en diciembre de 2009, resultando en productor de aceite y gas en el intervalo productor 1195 – 1201 metros. Con la información disponible, se tienen registros de 3 reparaciones mayores efectuadas principalmente para disparar nuevos intervalos. La primera reparación se llevó a cabo en Julio de 2010 probando los intervalos 1049 – 1067 & 1075 – 1081, los cuales resultaron improductivos. La segunda reparación mayor se efectuó en octubre de 2010 para re-disparar el intervalo 1075 – 1081, resultando nuevamente como no productor. La tercera reparación mayor se realizó de julio a agosto de 2011 con el propósito de explotar intervalos más someros, 407 – 409, 427 – 430 & 433 – 436, los cuales resultaron en producción de gas. El pozo fue cerrado en agosto de 2013. En total, este pozo tiene una producción acumulada de 24 Mbbls de aceite y 566 MMpc de gas (**Figura A2**).



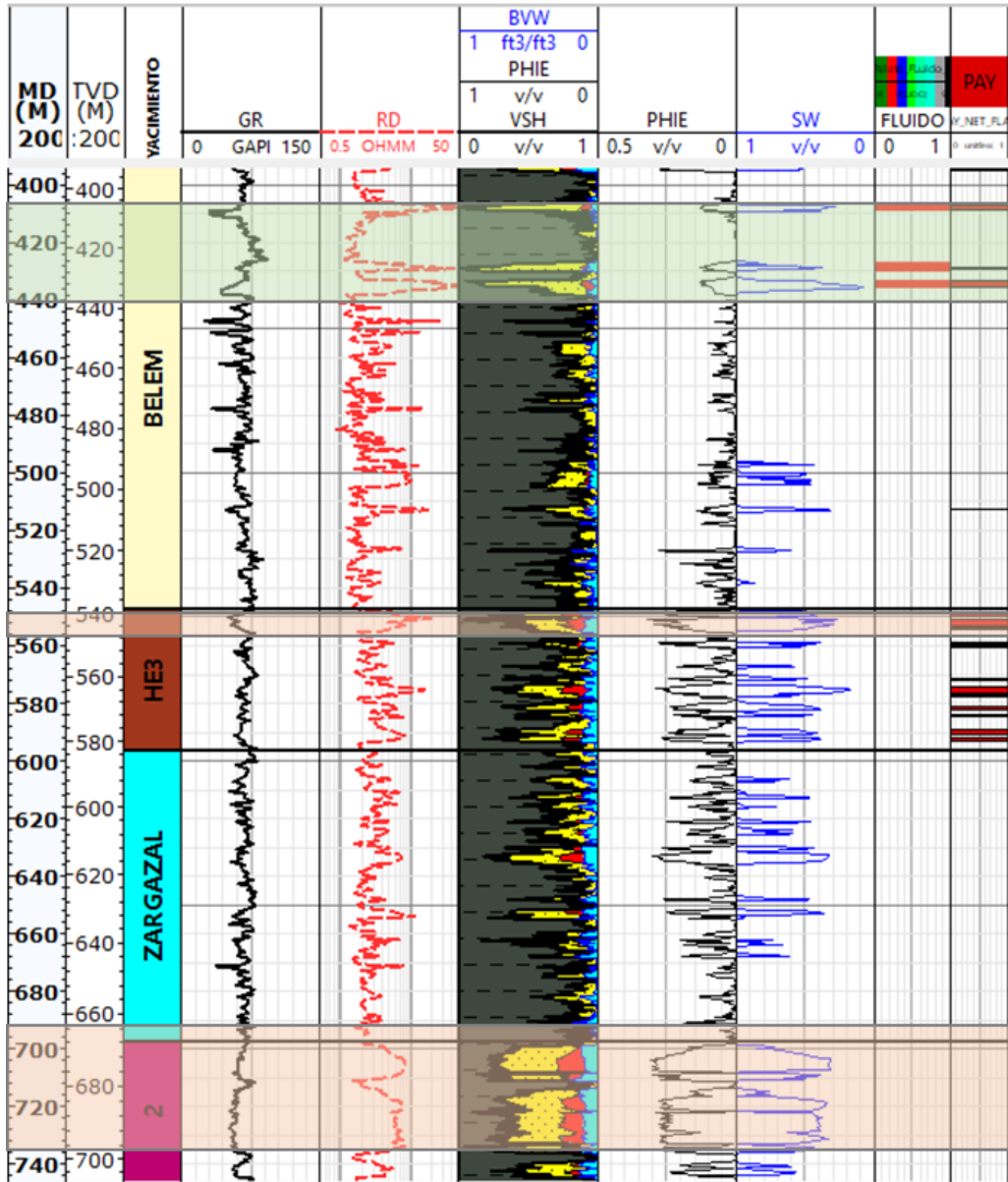
**Figura A2. A: Estado mecánico del pozo, B: Resumen de historia de perforación y terminación, C: localización D: producción histórica del pozo del pozo Zafiro – 45.**

### 3. Análisis petrofísico

El pozo en estudio cuenta con un set básico de registros geofísicos, rayos gamma (GR) y resistividad (RD), los cuales fueron interpretados en términos de litología, porosidad y saturación de fluidos presentes en toda la columna del pozo, sin embargo, la zona principal de interés está por encima de la profundidad interior mostrada en el estado mecánico.

Basados en la interpretación petrofísica y los valores de cortes promedios por formación se proponen 3 intervalos con potencial que por sus características petrofísicas y su respuesta a los registros tienen capacidad de contener hidrocarburos, y por lo tanto se define un espesor neto impregnado de hidrocarburos. Asimismo, se estudiaron los intervalos disparados en la última reparación mayor y que actualmente se encuentran abiertos (**Figura A3**).

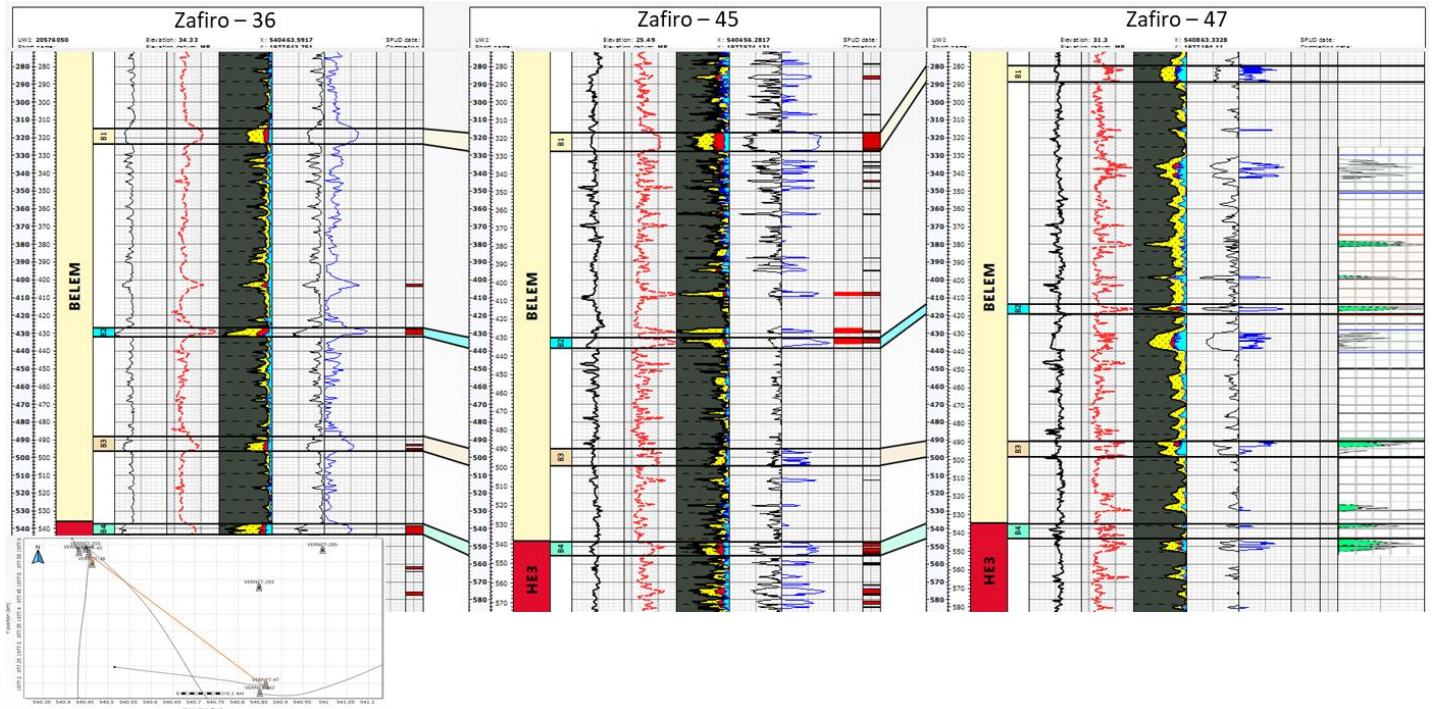
## Zafiro - 45



**Figura A3. Registros geofísicos interpretados, resaltando intervalos de interés (naranjas) e intervalos abiertos (verdes) del pozo Zafiro - 45.**

## Correlación petrofísica

El pozo Zafiro – 45 fue correlacionado con pozos que estuvieran en el mismo bloque, los cuales son los pozos Zafiro – 36 y Zafiro – 47, que resultan productores en la misma formación. En la **Figura A4** se muestra dicha correlación y se resaltan las arenas que con buenas características que no necesariamente corresponden a los intervalos propuestos o con potencial.



**Figura A4. Correlación petrofísica NW – SE. Zafiro – 36, Zafiro – 45 y Zafiro – 47.**

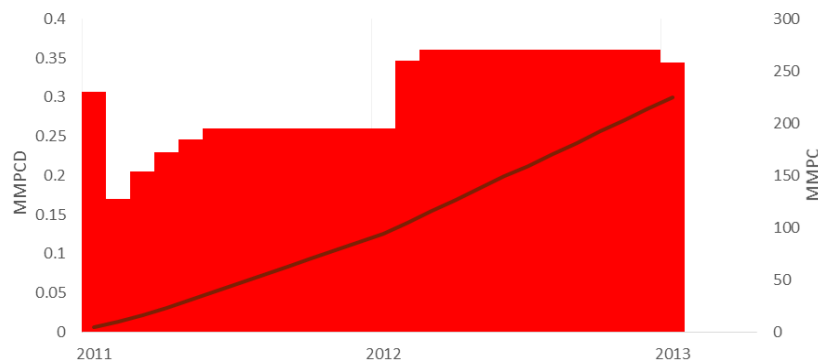
## Evaluación petrofísica

Intervalo (m)	Intervalos para reapertura			Intervalos propuestos a disparar		
	407-409	427-430	433-436	549-555	699-710	716 - 733
<b>Arena o Unidad</b>	Belem	Belem	Belem	HE3	Z-2	Z-2
$V_{sh}$	0.33	0.53	0.41	0.43	0.27	0.31
$\phi_{\epsilon}$	0.25	0.25	0.25	0.19	0.29	0.27
$S_w$	0.33	0.25	0.26	0.47	0.32	0.39
<b>Net (m)</b>	1.74	2.3	2.21	4	9	17

**Tabla A4. Evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y con potencial del pozo Zafiro – 45.**

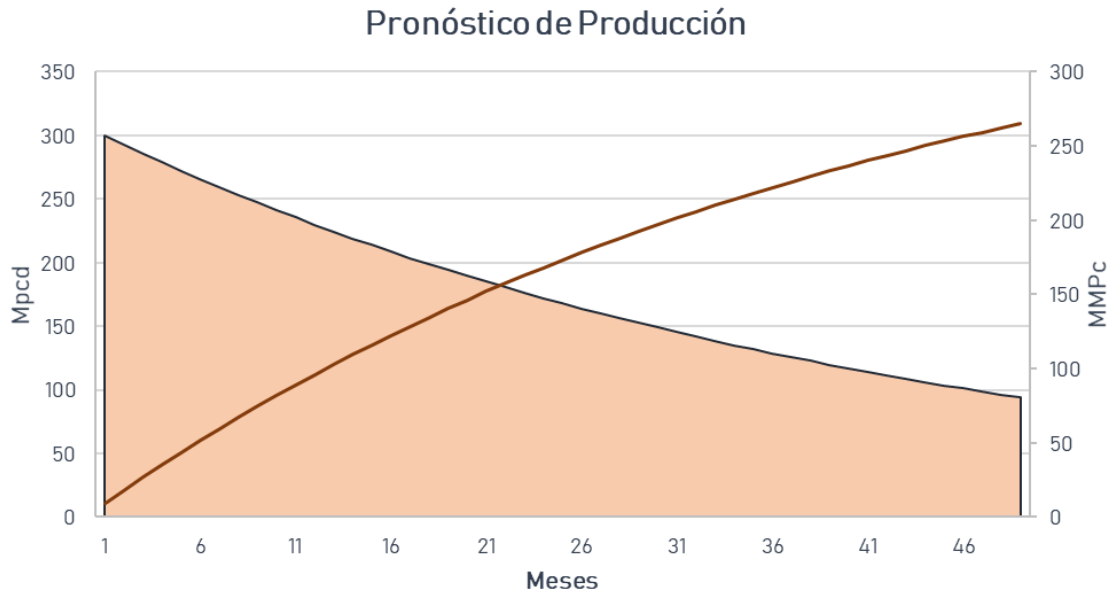
#### 4. Apertura de los intervalos productores

El pozo fue terminado en el año 2009, desde entonces se tienen registradas tres reparaciones mayores, la última de ellas efectuada entre julio y agosto del año 2011, resultado de esta reparación existen tres intervalos abiertos en la formación Belem, los cuales son, **407 – 409, 427 – 430, 433 – 436 m**, los tres intervalos producen únicamente gas no asociado. El gasto inicial al cabo de la tercera reparación mayor fue de **310 MMpcd**, sin embargo, para agosto de 2013 el pozo fue cerrado con un gasto promedio de **340 Mpcd**, en aproximadamente tres años de producción se han acumulado **225 MMpc** de gas. **(Figura A5)**



**Figura A5. Historia de producción de los intervalos actualmente abiertos en el pozo Zafiro – 45.**

Dada la historia de producción de este intervalo, se le ha estimado una declinación del **25% anual**, de esta forma se espera un gasto de gas aproximado de **300 Mpcd**, que da continuidad al último periodo de producción en 2013, con estas condiciones al cabo de **41 meses** de producción acumulará cerca de **254 MMpcd (Figura A6)**.



**Figura A6. Pronóstico de producción de gas propuesto para la apertura del pozo Zafiro – 45.**

<b>Qg @ al cierre (Mpcd)</b>	340
<b>Qg propuesto (Mpcd)</b>	300
<b>Gp (MMpc)</b>	254
<b>Tipo de declinación</b>	Exponencial
<b>b</b>	0
<b>Di anual</b>	25%

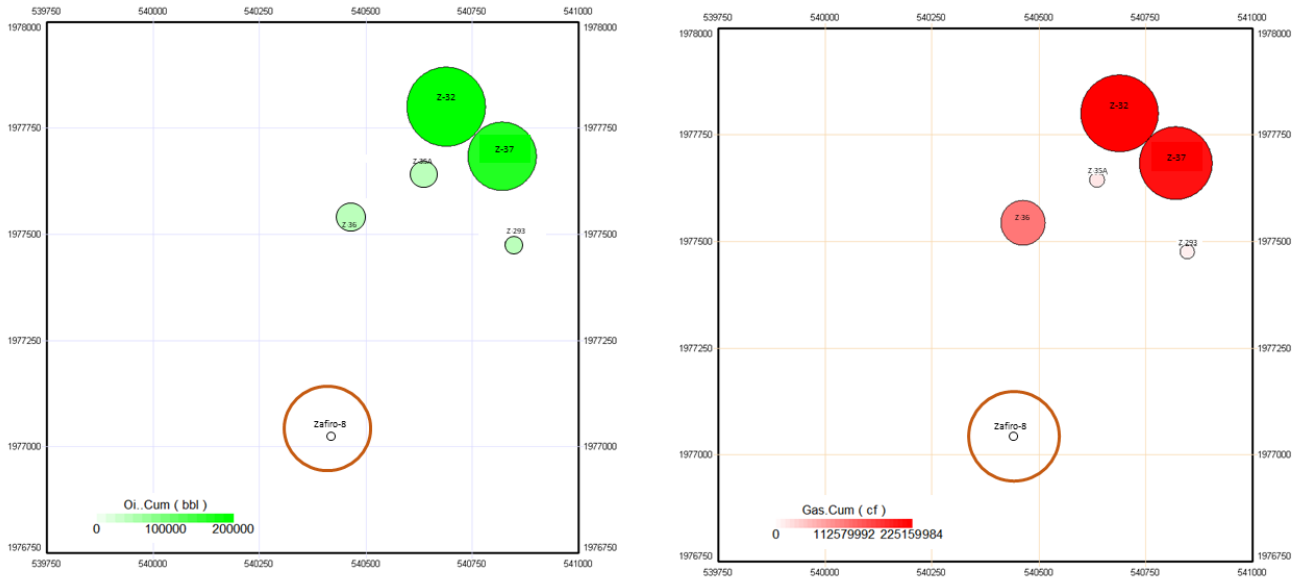
**Tabla A5. Consideraciones del modelo empírico para el pronóstico de producción del pozo Zafiro – 45.**

## 5. Intervalos con potencial

Derivado del análisis petrofísico, se estudiaron las arenas con oportunidad de este pozo en pozos cercanos, que fueron productores de la misma formación y dentro del mismo bloque separados por fallas, con el fin de obtener parámetros característicos de la arena. Se proponen 3 intervalos con potencial de aceite y gas, **540 – 555**, en la formación Belem y **699 – 710 & 716 – 733**, en la formación Zargazal, por lo tanto, se realizaron dos análisis de producción, uno para cada formación.

El análisis de correlación y producción se muestra en la **Figura A7** y **Tabla A6**.





**Figura A7. Mapa de producción acumulada en la formación de interés del pozo Zafiro – 45.**

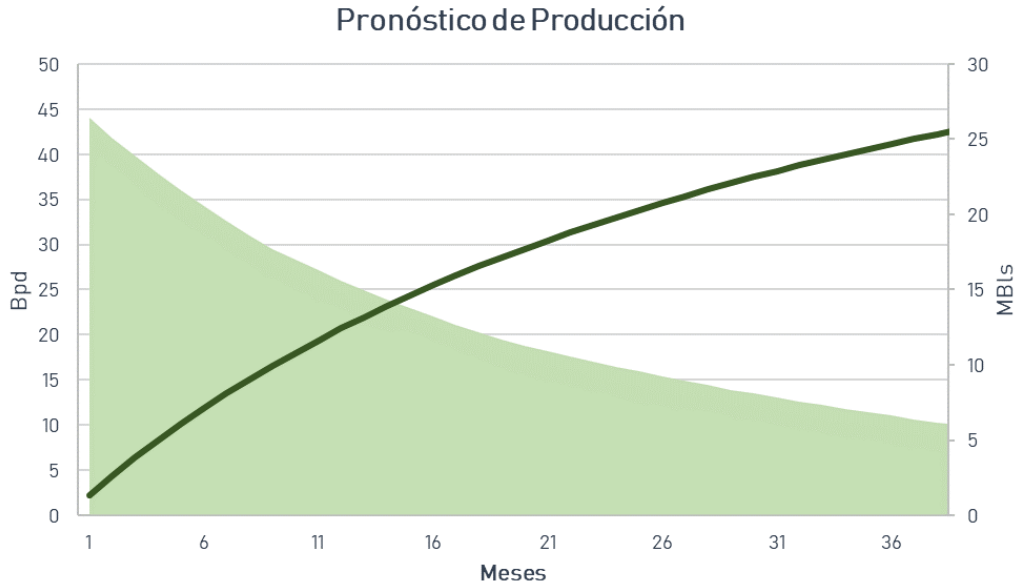
Pozos de correlación	Distancia [m]	Intervalos disparados	Período de producción	Qoi [bpd]	Np [Mbls]	Qgi [Mpcd]	Gp [MMpc]	Di anual
Z-293	603	551-574	2010-2013	42	10	50	14.1	0.2624
Z-36	500	561-563	2006-2016	20	48.7	126	113.2	0.2404
Z-35A	640	528-534	2000-2004	35	41.8	13.8	15.5	0.2439
Z-32	803	537-542	2001-2009	62	221.1	13.6	219.37	0.3934

**Tabla A6. Análisis de producción para intervalos con potencial en la formación de interés del pozo Zafiro – 45.**

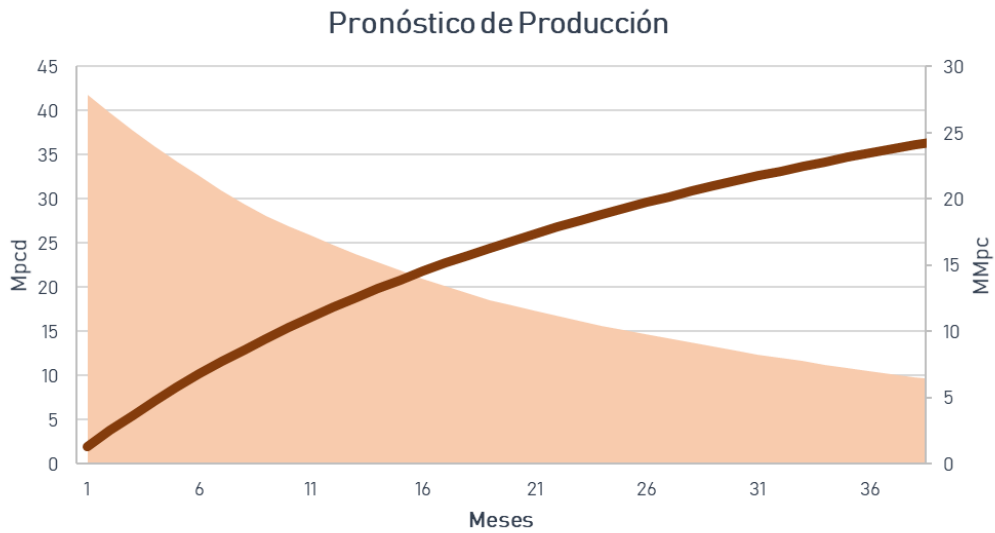
Usando los parámetros característicos de la formación se trabajó en el modelo analítico para cada intervalo basado en los datos de entrada de la **Tabla A7**. El perfil de producción asociado a este modelo se muestra a continuación considerando la producción de los intervalos simultáneamente (**Figura A8** y **Figura A9**).

<b>Parámetros del pozo</b>				
<b>Intervalo</b>	549-555	699-710	716-733	[pies]
<b>Radio del pozo</b>	0.14	0.14	0.14	[pies]
<b>Parámetros de la formación</b>				
<b>Espesor impregnado</b>	13.12	22.96	32.8	[pies]
<b>Porosidad</b>	0.19	0.29	0.27	[1]
<b>Presión</b>	900	1200	1300	[psia]
<b>Temperatura</b>	160	170	172	[°F]
<b>Permeabilidad</b>	14	12	9	[mD]
<b>Saturación de Agua</b>	0.47	0.32	0.39	[1]
<b>Parámetros del fluido</b>				
<b>Densidad del gas</b>	0.6	0.676	0.676	[1]
<b>RGA</b>	300	950	950	scf/STB
<b>Bo</b>	1.1	1.2	1.2	RB/STB
<b>Viscosidad del aceite</b>	8.1	1.1	1.1	[cP]
<b>Ct</b>	1.63E-09			[psi <sup>-1</sup> ]
<b>Densidad del aceite</b>	23	29	29	[°API]
<b>Salinidad del Agua</b>	7,000	10,000	11,000	[ppm]
<b>Qoi</b>	55			[bpd]
<b>ΔP</b>	500	600	600	[psia]
<b>Fronteras (Radio de drene)</b>				
<b>L1</b>	820	820	820	[pies]
<b>L2</b>	820	820	820	[pies]
<b>L3</b>	820	820	820	[pies]
<b>L4</b>	820	820	820	[pies]

**Tabla A7. Consideraciones para el modelo analítico para el pronóstico de los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 45.**



**Figura A8. Pronóstico de producción de aceite para los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 45.**



**Figura A9. Pronóstico de producción de gas para los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 45.**

<b>Np (Mbls)</b>	25.6
<b>Gp (MMpc)</b>	24.34

**Tabla A8. Producción acumulada estimada de aceite y gas del pozo Zafiro – 45.**

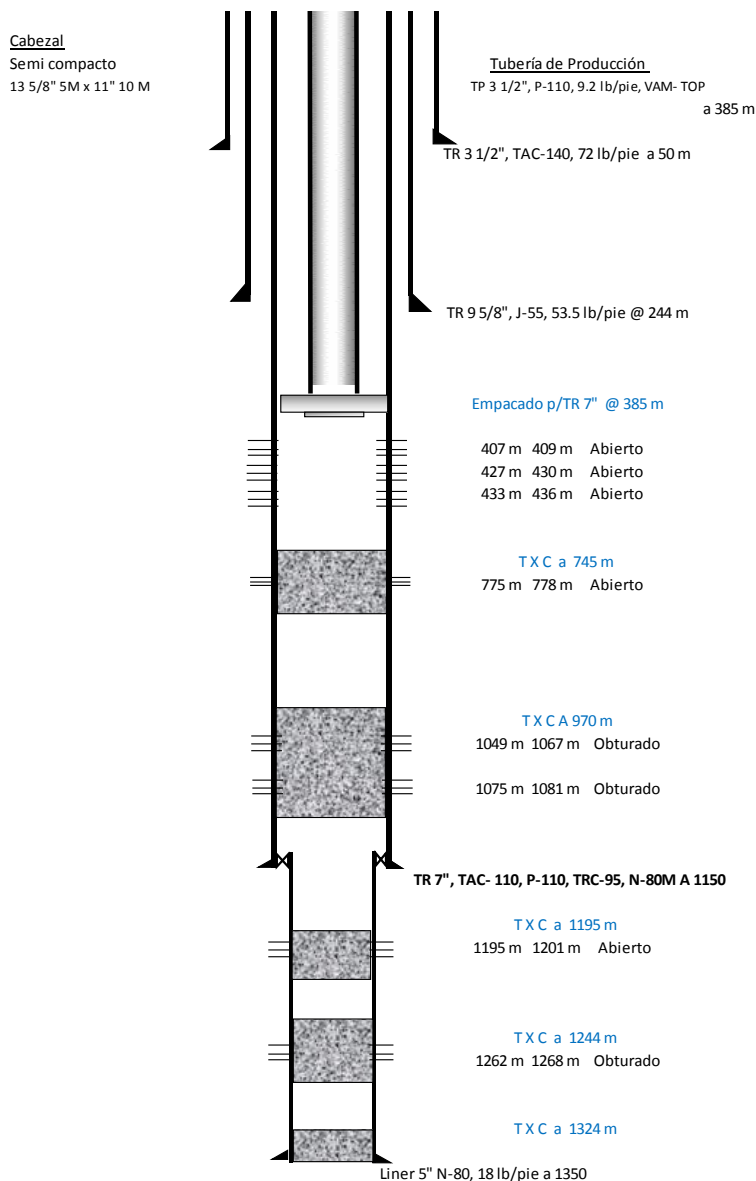
## 6. Análisis de operaciones

El pozo Zafiro – 45, se encuentra con medio árbol de válvulas incompleto, se observa colgador para aparejo de producción, sin línea de descarga y contrapozo lleno de agua. Validando con personal de operaciones en el campo, se sabe que el pozo fue cerrado por alta por producción de agua.



*Figura A10. Condiciones superficiales del pozo Zafiro – 45.*

Para la apertura del pozo se propone acondicionar las instalaciones superficiales a través de la instalación del medio árbol de válvulas, instalación de bajante, realización de interconexión y apertura para hacer fluir el pozo (**Figura A10**). En el caso, de que los intervalos no logren fluir, se propone una calibración con línea de acero y realización de una limpieza nitrogenada con tubería flexible.



**Figura A11. Estado mecánico del pozo Zafiro – 45.**

Respecto a la integridad mecánica del agujero, la profundidad interior del pozo se encuentra a 745 metros ya que se tiene la cima de un tapón de cemento a 745 metros, la tubería de producción se encuentra anclada a una profundidad de 385 metros (**Figura A11**).

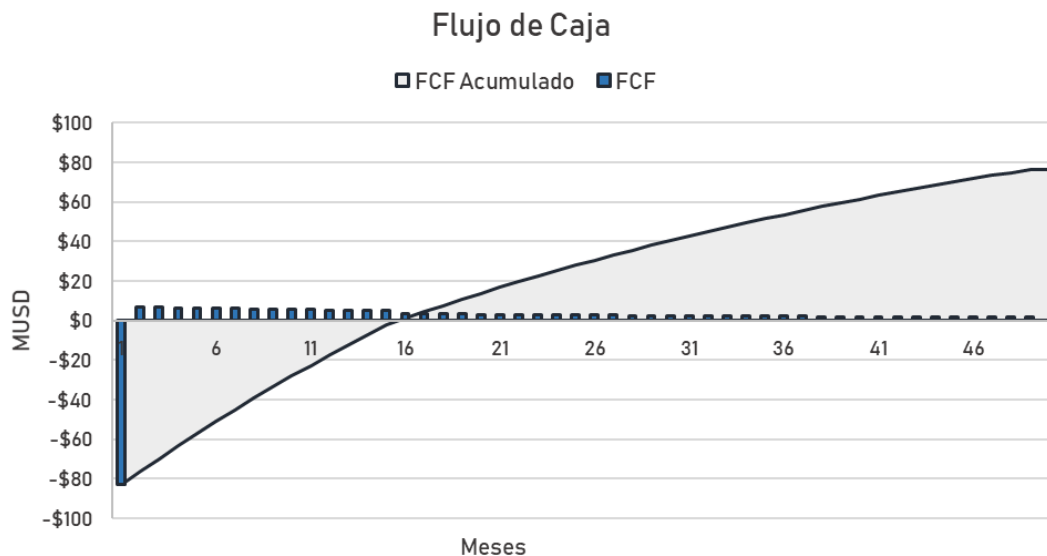
Para la reparación mayor se considera que el pozo se encuentra en condiciones de producción, por lo que se plantean las siguientes operaciones: obturar intervalos 407 – 409, 427 – 430 y 433 – 436 metros con cemento, colocar tubería de producción a una profundidad aproximada de 500 metros y disparar intervalos más profundos, 549 – 555, 699 – 710 y 716 – 733 metros.

## 7. Evaluación económica

### Apertura del pozo

<b>Precio Aceite</b>	\$70.00	USD/BL
<b>Precio Gas</b>	\$3.40	USD/MPC
<b>Regalía Base</b>		
<b>Aceite</b>	10%	%
<b>Regalía Base Gas</b>	3%	%
<b>Regalía Adicional</b>	45%	%
<b>OPEX por barril</b>		
<b>OPEX por gas</b>	\$1.00	USD/MPC
<b>CAPEX</b>	\$90,000.00	USD
<b>VPN</b>		
<b>VPI</b>	\$55.00	MUSD
<b>VPN/VPI</b>	\$90.00	MUSD
<b>TIR</b>	0.61	%
	70.81%	%

**Tabla A9. Consideraciones (sección blanca) y resultados (sección gris) de la evaluación económica para la apertura del pozo Zafiro – 45.**

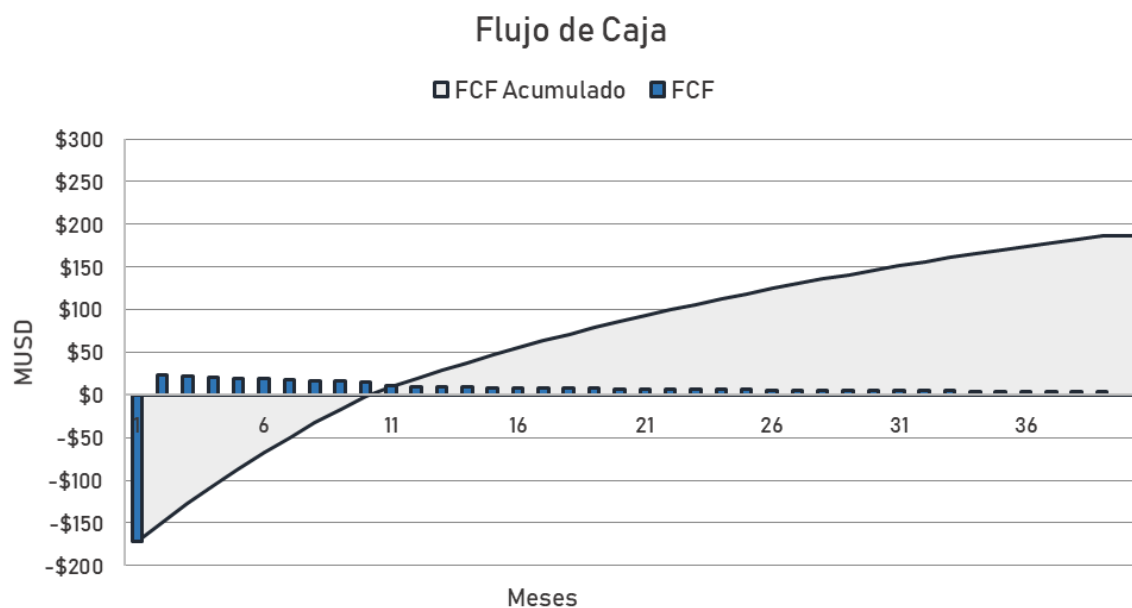


**Figura A12. Flujo de caja y flujo de caja acumulado de la apertura del pozo Zafiro – 45.**

## Reparación mayor

Precio Aceite	\$70.00	USD/BL
Precio Gas	\$3.40	USD/MPC
Regalía Base Aceite	10%	%
Regalía Base Gas	3%	%
Regalía Adicional	45%	%
OPEX por barril	\$14.00	USD/BL
OPEX por gas	\$1.00	USD/MPC
CAPEX	\$196,000.00	USD
<b>VPN</b>	\$149.20	MUSD
<b>VPI</b>	\$196.00	MUSD
<b>VPN/VPI</b>	0.76	
<b>TIR</b>	134.50%	%

**Tabla A10. Consideraciones (sección blanca) y resultados (sección gris) de la evaluación económica para la reparación mayor del pozo Zafiro – 45.**



**Figura A13. Flujo de caja y flujo de caja acumulado de la reparación mayor del pozo Zafiro – 45.**

## 8. Propuesta

El pozo **Zafiro – 45** ha sido productor de gas de la formación Belem en tres intervalos productores, **407 – 409, 427 – 430 y 433 – 436 m**. En conjunto, tuvieron un gasto inicial de *168 Mpcd* y han acumulado 225.16 MMpc. Actualmente, los intervalos se encuentran abiertos y con una producción final *344 Mpcd* de en agosto de 2013. Con información de operadores del pozo en el campo, se sabe que fue cerrado debido a la alta producción de agua, sin embargo, no se tiene registro de esta producción.

Como acción de diagnóstico inmediata, se propone la apertura del pozo Zafiro – 45 para valorar el aporte de fluidos de los intervalos abiertos en la formación Belem. Sin embargo, esta apertura del pozo resultaría en una baja rentabilidad. Además, se propone correr un **registro de RST** de 310 a 600 m para evaluar el potencial de los intervalos **549 – 555 en la formación Belem (HE3)** y **699 – 710 y 716 – 736 en Zargazal (Z-2)**. A partir de los resultados obtenidos con el registro de RST, se planea estimar los hidrocarburos remanentes y su forma de explotación. Asimismo, se plantea correr un registro de cementación para identificar la procedencia de agua.

- **Propuesta 1:** Apertura del pozo en los intervalos abiertos y toma de registro RST.
- **Propuesta 2:** Obturar intervalos abiertos y disparar los intervalos 549 – 555, 699 – 710 y 716 – 736 en conformidad de la evaluación petrofísica del registro de RST.



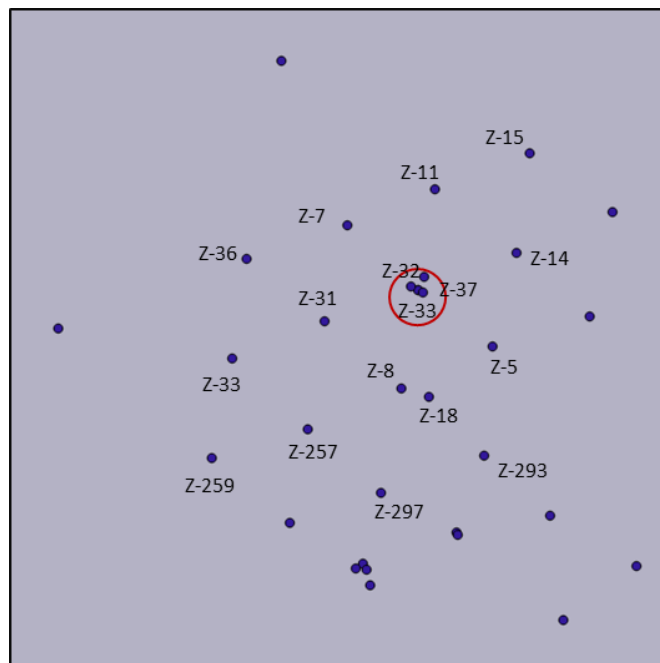
## Evaluación técnica del Pozo Zafiro – 33

1. Ubicación
2. Historia del pozo
3. Análisis petrofísico
4. Apertura de intervalos productores
5. Intervalos con oportunidad
6. Análisis de operaciones
7. Evaluación económica
8. Propuesta

### 1.- Ubicación

<b>Nombre:</b>	Zafiro	<b>Numero:</b>	33	<b>Estado:</b>	Tabasco	<b>Municipio:</b>	Macuspana
<b>Coordenadas UTM conductor:</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>		<b>Equipo:</b>	N/A		
	540,485.28	1,977,727.13					

**Tabla A11. Localización del pozo Zafiro – 33.**



**Figura A14. Localización del pozo Zafiro – 33.**

## 2.- Historia del Pozo

**Antecedentes:** El pozo Zafiro – 33 se encuentra a 200 m al S-9°W del pozo Zafiro – 16 y fue perforado para explotar la arena productora del pozo Zafiro – 16 de 1,050 a 1,090 m, la cual se esperaba encontrar a 1070 a 1100 m y explorar el resto de la columna atravesada.

### Profundidad:

<b>Tipo de pozo</b>	<b>Vertical</b>	-	<b>Desviado</b>	X
<b>Profundidad total programada</b>	<b>Desarrollada</b>	1121 md	<b>Vertical</b>	1000 mbnm
<b>Profundidad total real</b>	<b>Desarrollada</b>	1360 md	<b>Vertical</b>	1216 mbnm

**Tabla A12. Geometría y profundidades programadas y reales en metros verticales y desarrollados del pozo Zafiro – 33.**

### Distribución de TRs:

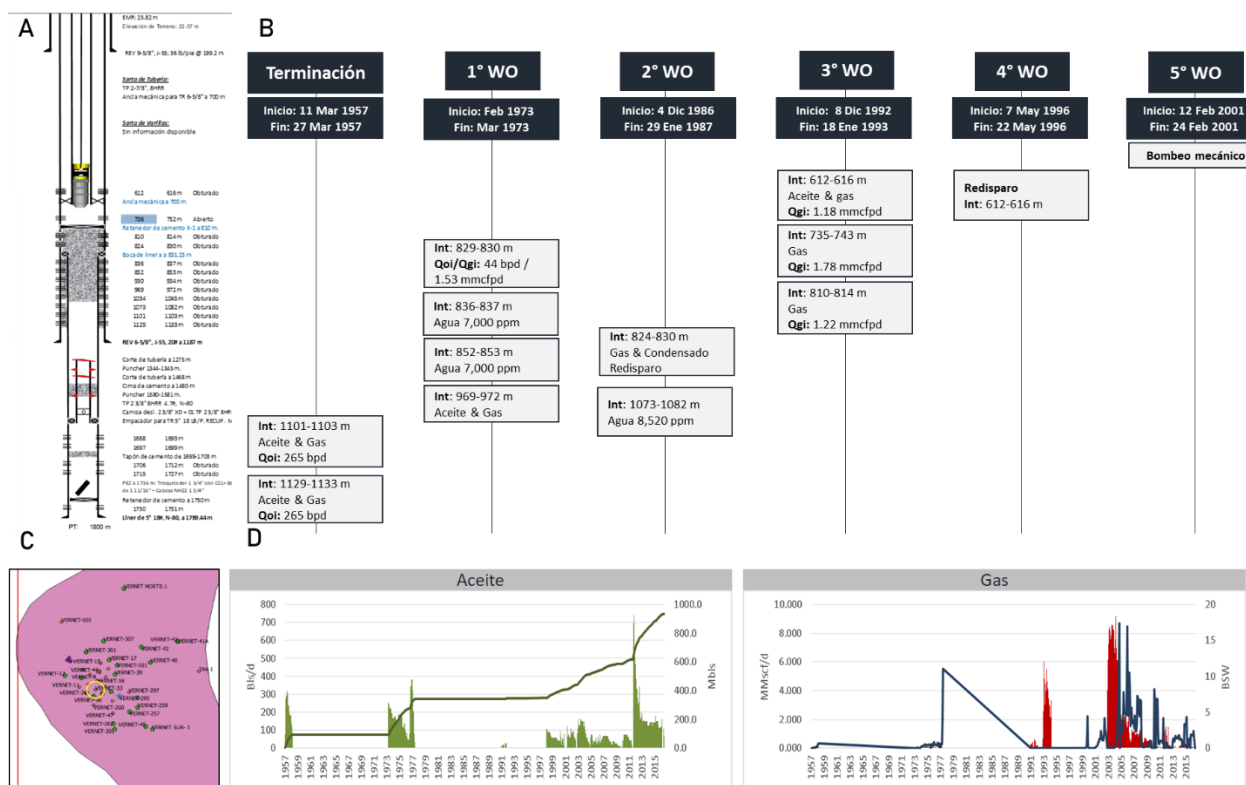
Etapa	Barrena	Diámetro TR	Profundidad	
			Programada	Real
1	12 1/4"	9 5/8"	0 a 50 m	0 a 200 m
2	8 5/8"	6 5/8"	0 a 1200 m	0 a 1187 m
3		5"	831 a 1800m	831 a 1800m

**Tabla A13. Distribución de asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo Zafiro – 33.**

### Resumen de Historia de terminación y reparaciones:

El pozo Zafiro 33 fue perforado en abril de 1957 alcanzando una profundidad de 1,200 metros y fue terminado en marzo del mismo año, resultando como productor de aceite y gas en intervalo 1101 – 1103 metros. Con la información disponible, se tienen registros de 11 reparaciones mayores efectuadas principalmente para disparar nuevos intervalos, sin embargo, en noviembre de 2002, la reparación mayor se realizó con el objetivo de profundizar hasta los 1,800 metros.

La primera reparación mayor se llevó a cabo en marzo de 1973, para disparar los intervalos, 829 – 830 (Productor), 836 – 837 (Agua), 852 – 853 (Agua) y 969 – 972 (Productor) metros. La segunda reparación se realizó para redisparar el intervalo 824 – 830 (Productor) y disparar el intervalo 1073 – 1082 (Agua). En la tercera reparación se dispararon los intervalos 612 – 616, 735 – 743 y 810 – 814, resultando los tres en productores de aceite y gas. En mayo de 1996, se redisparó el intervalo 612 – 616, y para febrero de 2001, se implementó un sistema artificial de producción, bombeo mecánico. En noviembre de 2002, se buscó alcanzar objetivos más profundos con la sexta reparación mayor en donde se profundizó el pozo hasta 1,800 metros y se disparó el intervalo 1715 – 1726 (Productor) metros. La séptima y octava reparación mayor corresponde a los intervalos 1750 – 1751 en febrero de 2005 y 1697 – 1699 en marzo de 2006 respectivamente. La novena reparación mayor se efectuó en febrero de 2010 para disparar el intervalo 1034 – 1045 (productor). La última reparación, se realizó en el 2013, para disparar el intervalo 736 – 752, que fue anteriormente productor (**Figura A15 y Figura A16**).



**Figura A15. Estado mecánico del pozo, B: Resumen de historia de perforación y terminación, C: localización D: producción histórica del pozo del pozo Zafiro – 33 (1957-2001).**

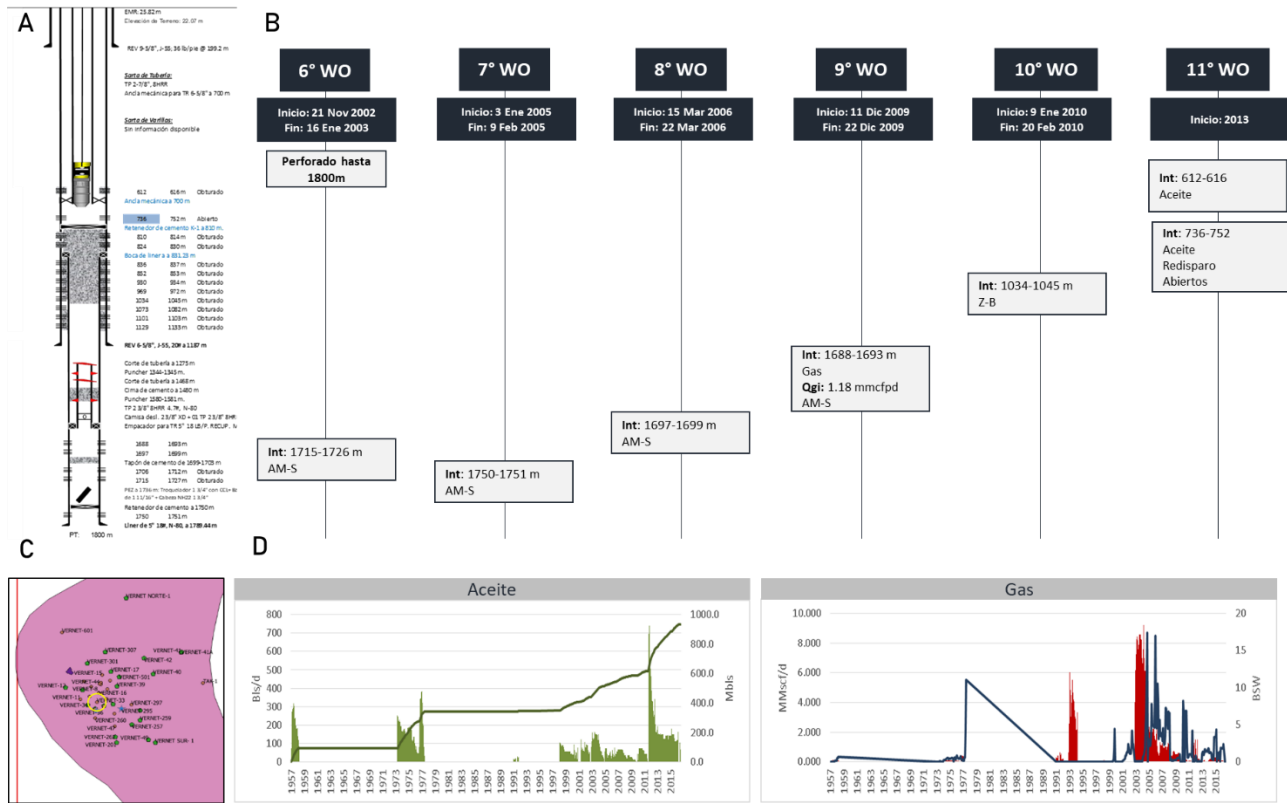
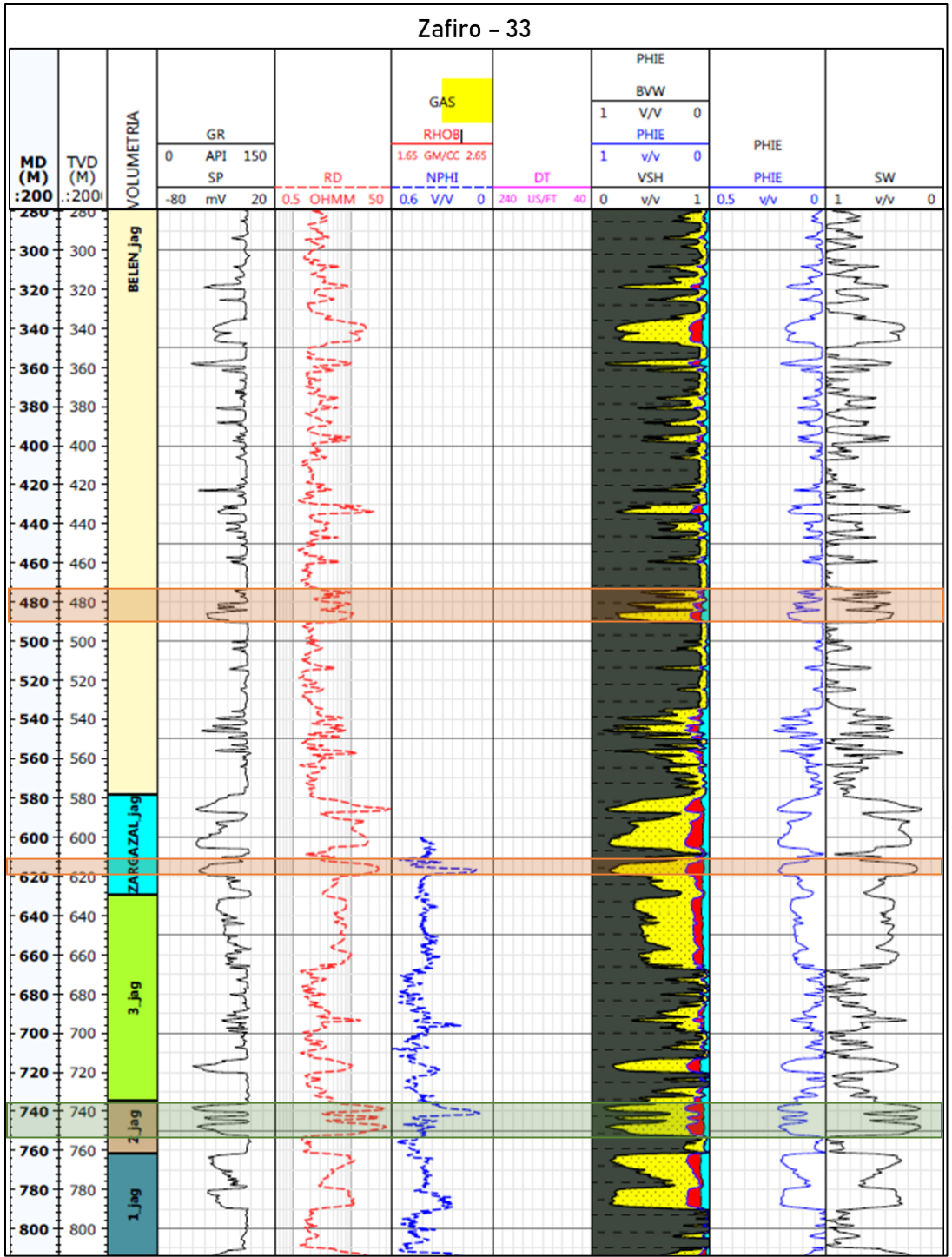


Figura A16. Estado mecánico del pozo, B: Resumen de historia de perforación y terminación, C: localización D: producción histórica del pozo del pozo Zafiro – 33 (2001-2015).

### 3. Análisis petrofísico

El pozo en estudio cuenta con un set básico de registros geofísicos, rayos gamma (GR) y resistividad (RD), los cuales fueron interpretados en términos de litología, porosidad y saturación de fluidos presentes en toda la columna del pozo.

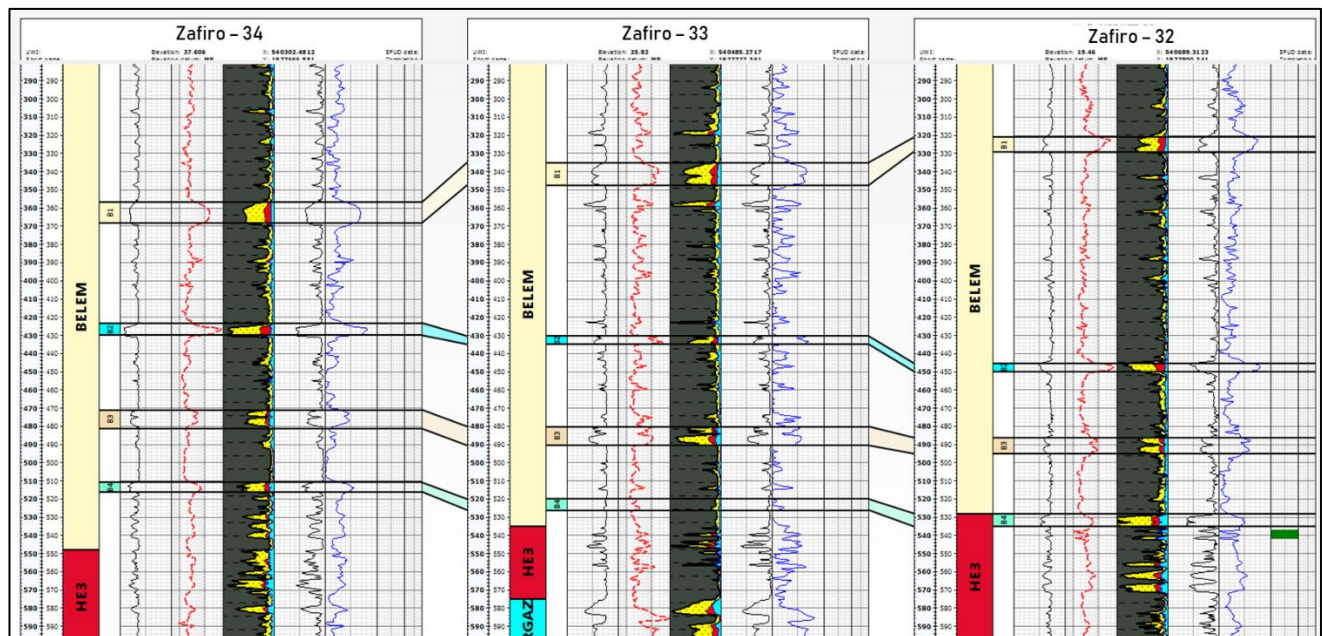
Basados en la interpretación petrofísica y los valores de cortes promedios por formación se proponen 3 intervalos con potencial que por sus características petrofísicas y su respuesta a los registros tienen capacidad de contener hidrocarburos, y por lo tanto se define un espesor neto impregnado de hidrocarburos. Asimismo, se estudiaron los intervalos disparados en la última reparación mayor y que actualmente se encuentra abiertos (Figura A17).



**Figura A17. Registros geofísicos interpretados, resaltando intervalos de interés (naranjas) e intervalos abiertos (verdes) del pozo Zafiro - 33.**

## Correlación petrofísica

El pozo Zafiro – 33 fue correlacionado con pozos que estuvieran en el mismo bloque, los cuales son los pozos Zafiro – 34 y Zafiro – 32, que resultan productores en la misma formación. En la **Figura A18** y **Figura A19** se muestra dicha correlación y se resaltan las arenas que con buenas características que no necesariamente corresponden a los intervalos propuestos o con potencial.



**Figura A18. Correlación petrofísica NW – SE. Zafiro – 34, Zafiro – 33 y Zafiro – 32.**

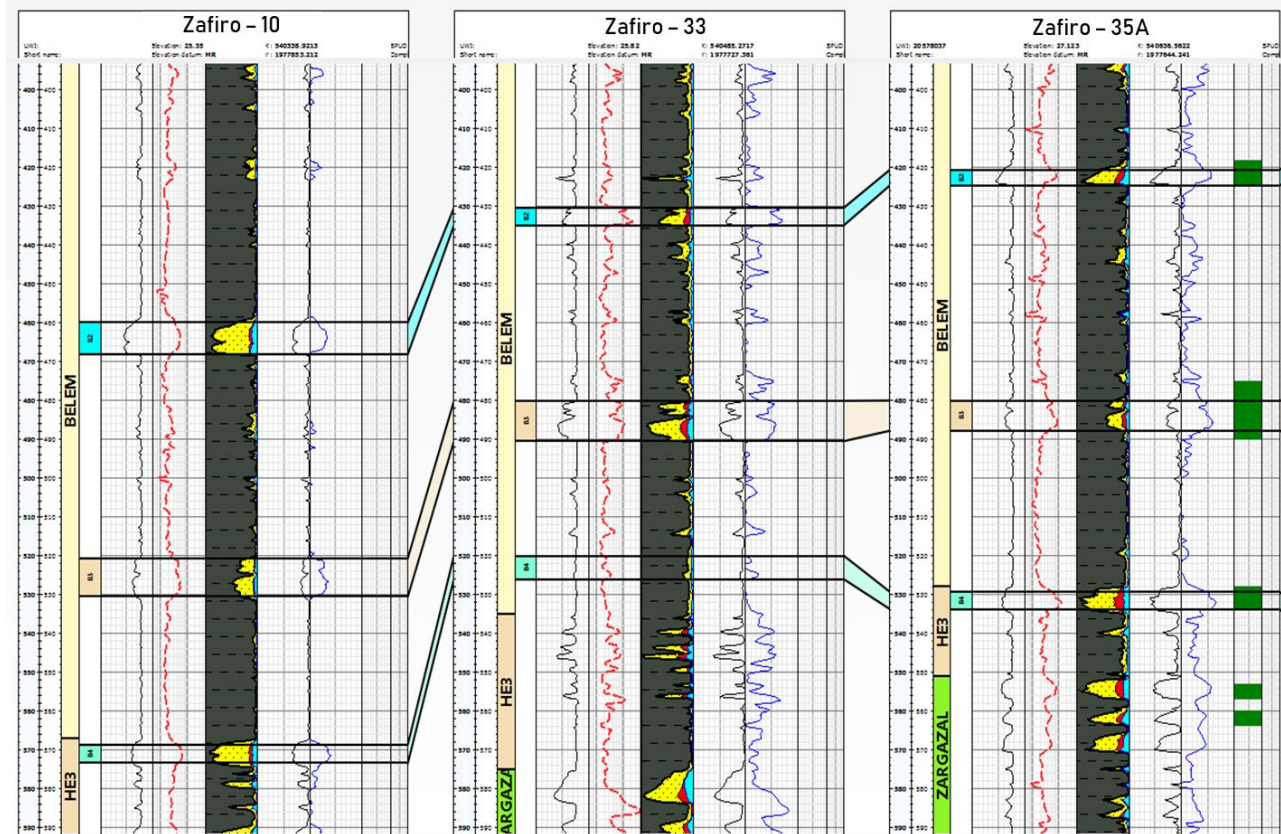


Figura A19. Correlación petrofísica NE – SW. Zafiro – 10, Zafiro – 33 y Zafiro – 35A.

### Evaluación petrofísica

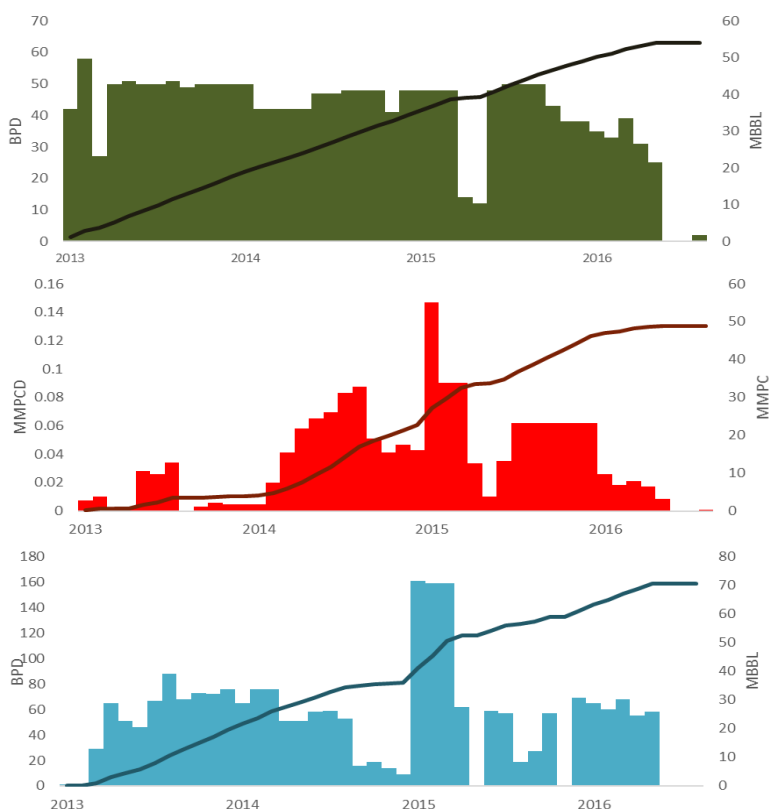
Intervalo (m)	Apertura	Intervalos propuestos a disparar		
	736 - 748	481-483	485-490	614-620
Arena	Zargazal (2)	Belem	Belem	Zargazal
V <sub>sh</sub>	0.25	0.4	0.23	0.19
φ <sub>E</sub>	0.23	0.25	0.25	0.25
S <sub>w</sub>	0.24	0.42	0.4	0.25
Net (m)	8.84	1.22	3.81	5.79

Tabla A14. Evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y con potencial del pozo Zafiro – 33.

#### 4. Apertura de los intervalos productores

El intervalo 736 – 752 m (actualmente abierto) fue disparado en dos ocasiones como resultado de la 3° y 11° reparación mayor realizada al pozo. Este intervalo fue productor de aceite y gas durante un periodo de aproximadamente cuatro años a partir de su redisparo en enero de 2013, donde tuvo un gasto inicial de 42 bpd y 7.5 Mpcd.

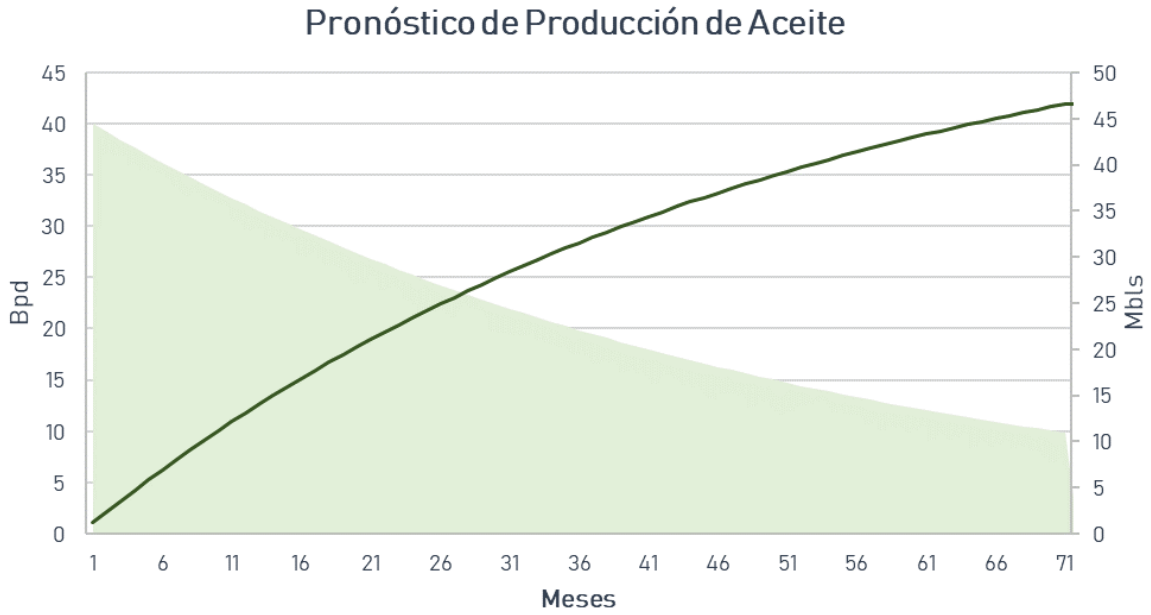
El intervalo actualmente abierto en la formación Zargazal Superior (Unidad - 2) ha acumulado 54.1 Mbls de aceite y 48.9 Mmpc de gas, fue cerrado con gastos de 35 bpd y 8.2 Mpcd (**Figura A20**).



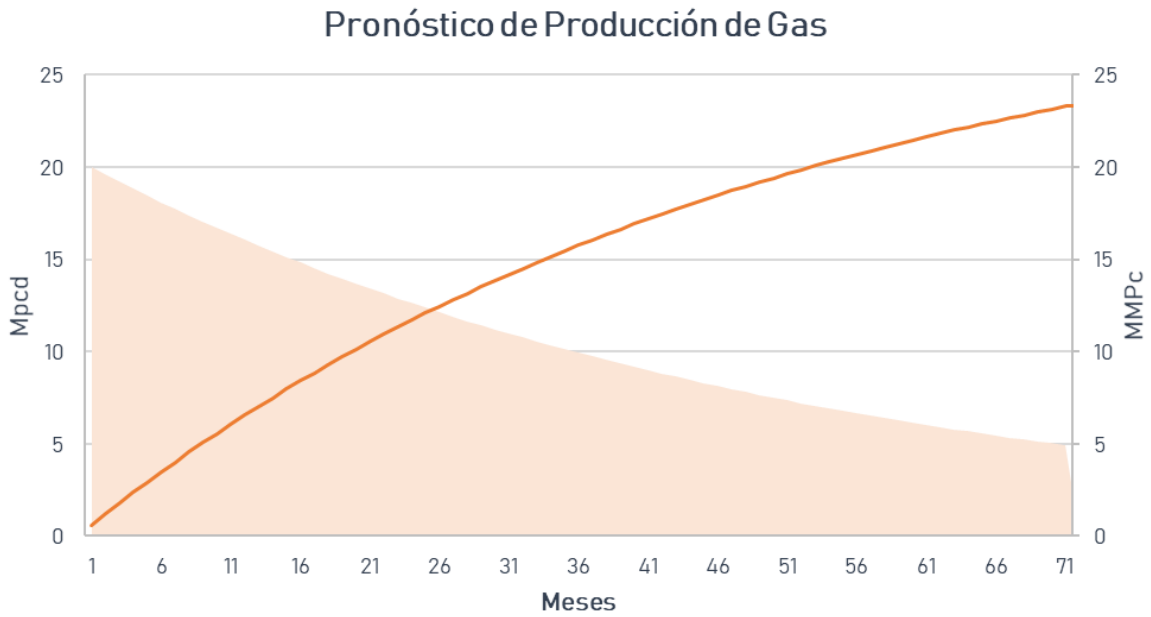
**Figura A20. Historia de producción de los intervalos actualmente abiertos en el pozo Zafiro – 33.**

Se estima que, con la apertura del pozo, se tenga un gasto aproximado de **40 bpd y 20 Mpcd** con una declinación de alrededor del **24%**, con estas condiciones, se tendrá una producción acumulada de aproximadamente **46.58 MBls y 23.29 Mmpc** cuando se tengan 10 bpd. Además, se espera un corte de agua por encima del **40%** (**Figura A21 y Figura A22**).





**Figura A21. Pronóstico de producción de aceite propuesto para la apertura del pozo Zafiro – 33.**



**Figura A22. Pronóstico de producción de gas propuesto para la apertura del pozo Zafiro – 33.**

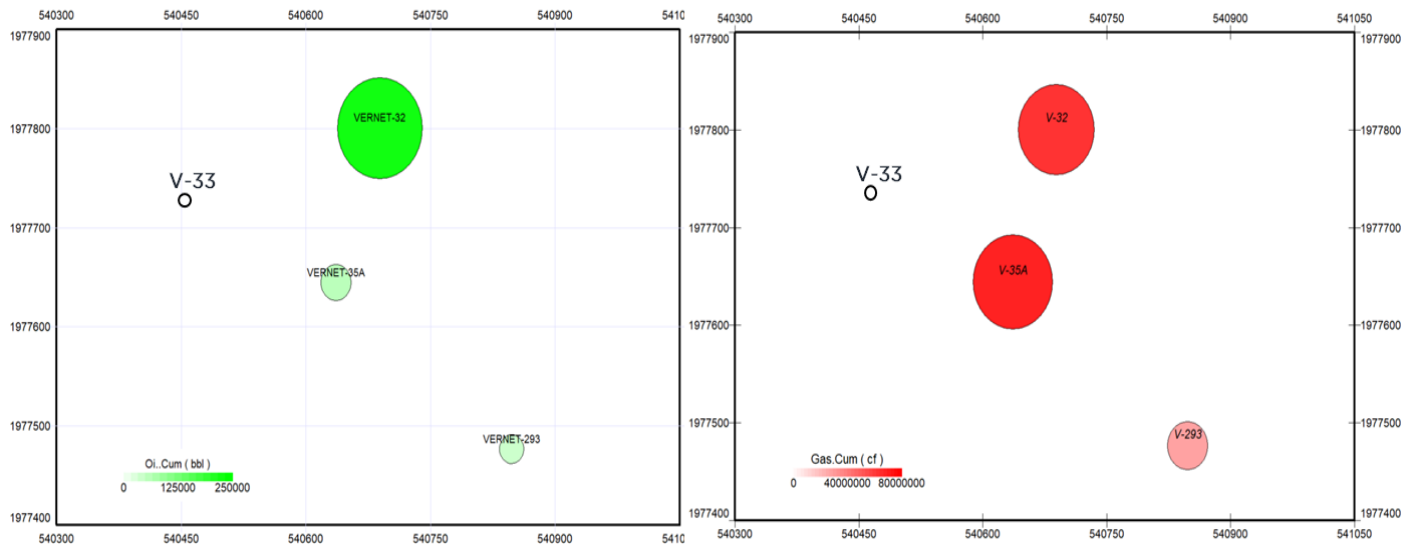
<b>Qo @ al cierre (bpd)</b>	35.00
<b>Qg @ al cierre (Mpcd)</b>	8.2
<b>Qo propuesto (bpd)</b>	40
<b>Qg propuesto (Mpcd)</b>	20
<b>RGA</b>	500
<b>Np (Mbls)</b>	46.58
<b>Gp (MMpc)</b>	23.29
<b>Tipo de declinación</b>	Exponencial
<b>b</b>	0
<b>Di anual</b>	24%

**Tabla A15. Consideraciones del modelo empírico para el pronóstico de producción del pozo Zafiro – 33.**

## 5. Intervalos con potencial

Derivado del análisis petrofísico, se estudiaron las arenas con oportunidad de este pozo en pozos cercanos, que fueron productores de la misma formación y dentro del mismo bloque separados por fallas, con el fin de obtener parámetros característicos de la arena. Se proponen 3 intervalos con potencial de aceite y gas, **481 – 483, 485 – 490 & 614 – 620**, en la formación Belem.

El análisis de correlación para la formación Belem se muestra en la **Figura A23** y **Tabla A16**.



**Figura A23. Mapa de producción acumulada en la formación de interés del pozo Zafiro – 33.**

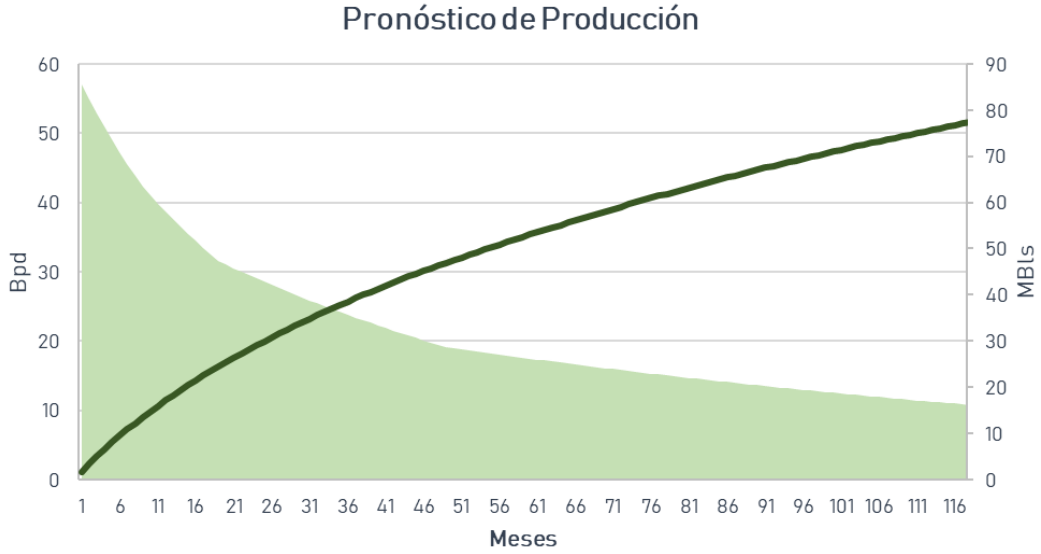
Pozos de correlación	Distancia [m]	Intervalos disparados	Período de Producción	Qoi [bpd]	Np [Mbls]	Qgi [Mpcd]	Gp [MMpc]	Di
Z-35A	173	475-490	2011-2012	66	53	58.000	67	30%
		418-425	2013-2014	NA	NA	NA	NA	NA
Z-32	217	482-491	2009-2014	76	225	719.585	64	08%
Z-293	442	411-440	2010-2013	35	19	26.384	14	37%
		471-492	2010-2013	35	19	26.384	14	37%

**Tabla A16. Análisis de producción para intervalos con potencial en la formación de interés del pozo Zafiro – 33.**

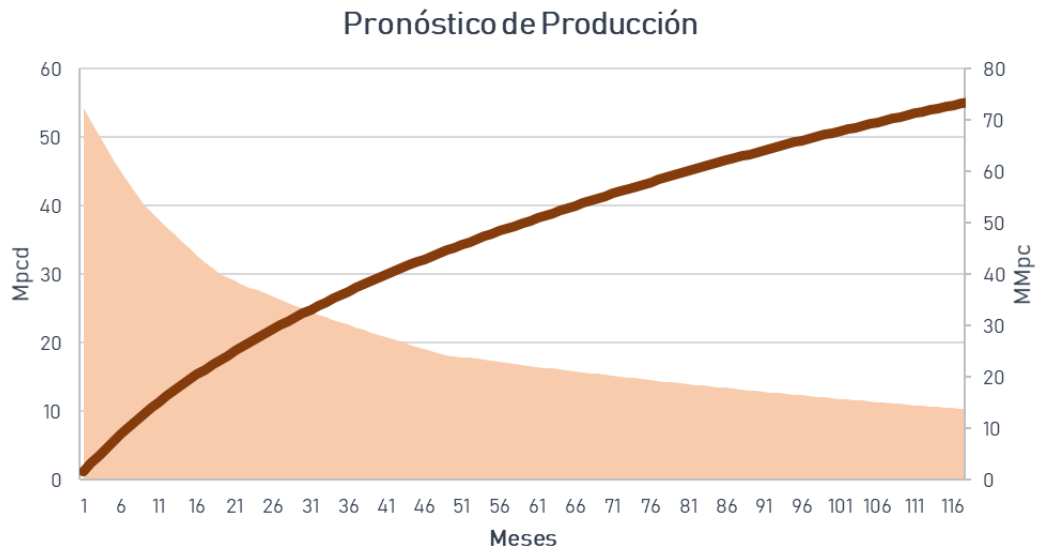
Usando los parámetros característicos de la formación se trabajó en el modelo analítico para cada intervalo basado en los datos de entrada de **Tabla A17**. El perfil de producción asociado a este modelo se muestra a continuación considerando la producción de los intervalos simultáneamente (**Figura A24** y **Figura A25**).

<b>Parámetros del pozo</b>				
<b>Intervalo</b>	481 – 483	485 – 490	614 – 620	[pies]
<b>Radio del pozo</b>	0.14	0.14	0.14	[pies]
<b>Parámetros de la formación</b>				
<b>Espesor impregnado</b>	1.22	3.81	5.79	[pies]
<b>Porosidad</b>	0.25	0.25	0.25	[1]
<b>Presión</b>	637	740	767	[psia]
<b>Temperatura</b>	124	125	130	[°F]
<b>Permeabilidad</b>	23	24	18	[mD]
<b>Saturación de Agua</b>	0.42	0.4	0.25	[1]
<b>Parámetros del fluido</b>				
<b>Densidad del gas</b>	0.67	0.67	0.67	[1]
<b>RGA</b>	300	300	900	scf/STB
<b>Bo</b>	1.14	1.14	1.23	RB/STB
<b>Viscosidad del aceite</b>	4.12	4.12	2.91	[cP]
<b>Ct</b>	1.63E-09	1.63E-09	1.63E-09	[psi <sup>-1</sup> ]
<b>Densidad del aceite</b>	21	21	24	[°API]
<b>Salinidad del Agua</b>	6,000	6,000	12,000	[ppm]
<b>ΔP</b>	240	240	240	[psia]
<b>Fronteras (Radio de drene)</b>				
<b>L1</b>	820	820	820	[pies]
<b>L2</b>	820	820	820	[pies]
<b>L3</b>	820	820	820	[pies]
<b>L4</b>	820	820	820	[pies]

**Tabla A17. Consideraciones para el modelo analítico para el pronóstico de los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 33.**



**Figura A24. Pronóstico de producción de aceite para los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 33.**



**Figura A25. Pronóstico de producción de gas para los intervalos con potencial del pozo Zafiro – 33.**

<b>Qo (bpd)</b>	57
<b>Qg (Mpcd)</b>	54
<b>RGA (pc/bl)</b>	950
<b>Np (Mbls)</b>	77.78
<b>Gp (MMpc)</b>	73.79

**Tabla A18. Volúmenes iniciales y producción acumulada estimada de aceite y gas del pozo Zafiro – 33.**

## 6. Análisis de operaciones

El pozo Zafiro – 33 se encuentra con el medio árbol completo con la línea de descarga a batería conectada. El acceso al pozo es libre, los terrenos donde se encuentra la localización son propiedad de Pemex.

La pera se encuentra en condiciones regulares, se puede acceder a ella de manera vehicular con espacio para un solo vehículo, el contrapozo se observa lleno de agua al parecer de tipo pluvial (**Figura A26**).



**Figura A26. Condiciones superficiales del pozo Zafiro – 33.**

Para la apertura del pozo se propone acondicionar las instalaciones superficiales a través de la instalación del medio árbol de válvulas y apertura para hacer fluir el pozo. En el caso, de los intervalos no logren fluir, se propone una calibración con línea de acero y realización de una limpieza nitrogenada con tubería flexible.

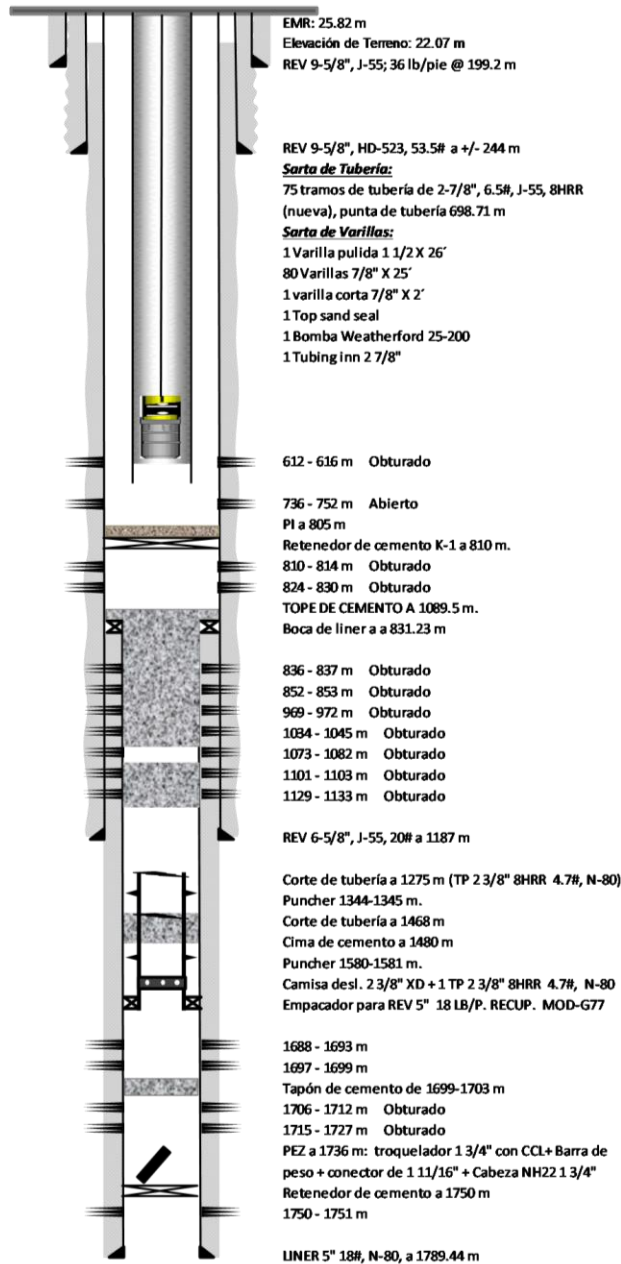


Figura A27. Estado mecánico del pozo Zafiro – 33.

Respecto a la integridad mecánica del agujero, la profundidad interior del pozo se encuentra a 805 metros ya que se tiene un retenedor de cemento a 810 metros y arenamiento en el pozo, la tubería de producción se encuentra 698 metros (**Figura A27**).

Para la reparación mayor se considera que el pozo se encuentra en condiciones de producción, por lo que se plantean las siguientes operaciones: obturar intervalo abierto, 736 – 752 metros, colocar tubería de producción a una profundidad aproximada de 500 metros y disparar intervalos más someros, 481 – 483, 485 – 490 y 614 – 620 metros.

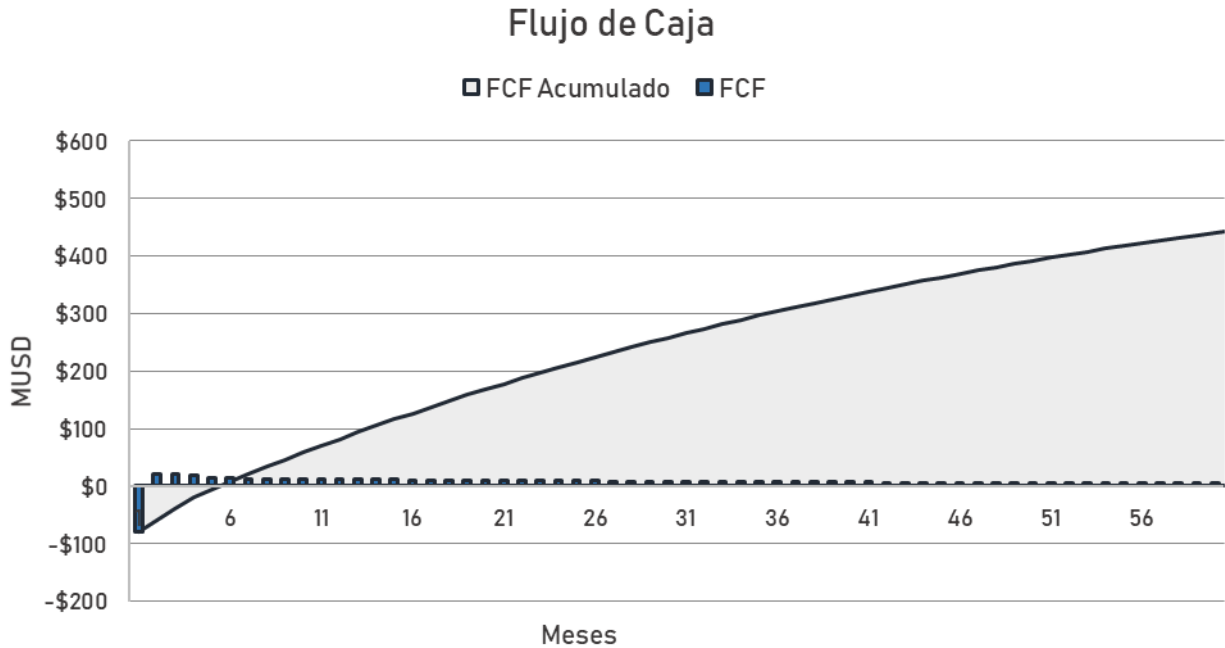
## 7. Evaluación económica

### Apertura del pozo

Precio Aceite	\$70.00	USD/BL
Precio Gas	\$3.40	USD/MPC
Regalía Base Aceite	10%	%
Regalía Base Gas	3%	%
Regalía Adicional	45%	%
OPEX por barril	\$14.00	USD/BL
OPEX por gas	\$2.00	USD/MPC
CAPEX	\$100,000.00	USD
<b>VPN</b>	\$378.64	MUSD
<b>VPI</b>	\$100.00	MUSD
<b>VPN/VPI</b>	3.79	
<b>TIR</b>	266.77%	%

**Tabla A19. Consideraciones (sección blanca) y resultados (sección gris) de la evaluación económica para la apertura del pozo Zafiro – 33.**



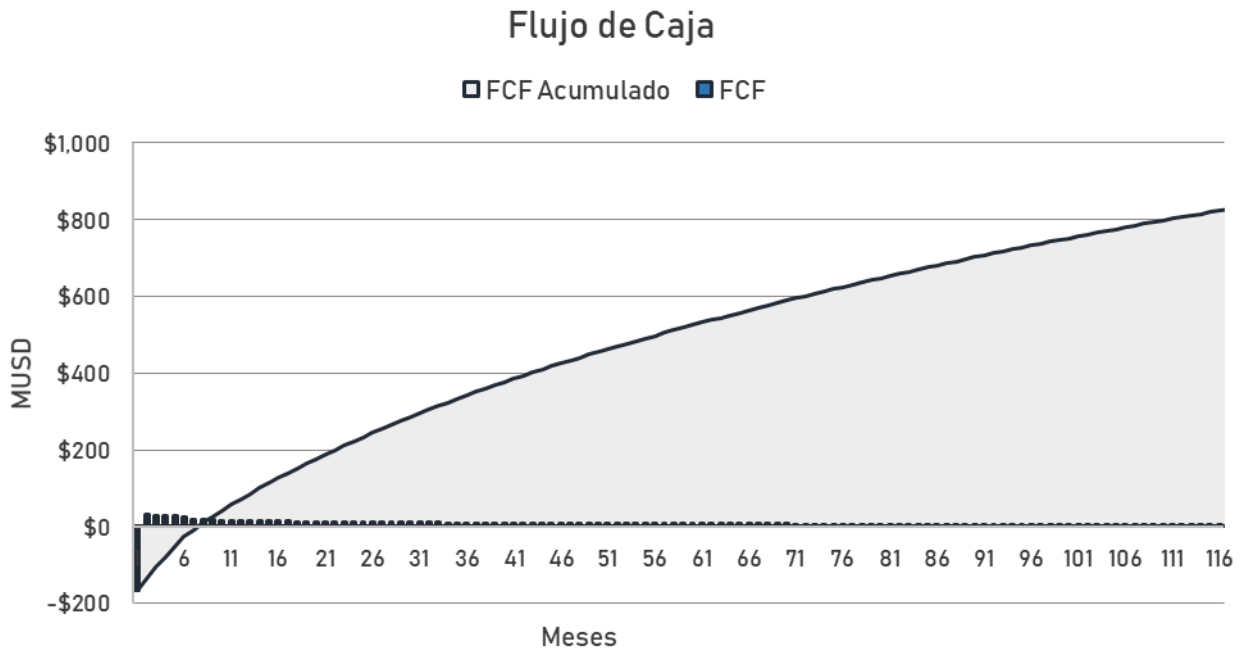


**Figura A28. Flujo de caja y flujo de caja acumulado de la apertura del pozo Zafiro – 33.**

#### Reparación mayor

Precio Aceite	\$70.00	USD/BL
Precio Gas	\$3.40	USD/MPC
Regalía Base Aceite	10%	%
Regalía Base Gas	3%	%
Regalía Adicional	45%	%
OPEX por barril	\$14.00	USD/BL
OPEX por gas	\$1.00	USD/MPC
CAPEX	\$196,000.00	USD
<b>VPN</b>	\$565.10	MUSD
<b>VPI</b>	\$196.00	MUSD
<b>VPN/VPI</b>	2.88	
<b>TIR</b>	306.83%	%

**Tabla A20. Consideraciones (sección blanca) y resultados (sección gris) de la evaluación económica para la reparación mayor del pozo Zafiro – 33.**



**Figura A29. Flujo de caja y flujo de caja acumulado de la reparación mayor del pozo Zafiro – 33.**

## 8. Propuesta

El pozo **Zafiro – 33** tiene oportunidad de ser abierto en el intervalo 736 – 747 metros, el cuál ha sido probado en dos ocasiones, una en el año 1993 y una segunda estimulación en el año 2013 y ha estado abierto desde dicha fecha, su último gasto registrado en diciembre de 2016 es de 35 bpd y 8.2 Mpcd.

El intervalo en la formación Zargazal 614 – 620 metros tiene oportunidad de ser disparado. Anteriormente, este intervalo había sido probado en el año 1993 dónde acumuló 1.831 MMMpc de gas, pero fue disparado de 612 a 616 m. Actualmente, se encuentra obturado.

La formación Belem presenta oportunidad en los intervalos **481 – 483** y **485 – 490** metros, arenas que se encuentran también en el pozo Zafiro – 32 disparadas en **482 – 491** metros y que presentaron un aporte de aceite de 225 Mbbls y 64 MMpc de acumulado de gas, durante 5 años y con una Di de 18%.

- **Propuesta 1:** Aperturar el pozo para evaluar y producir el intervalo actualmente abierto.
- **Propuesta 2:** Si la oportunidad de seguir produciendo el intervalo 736 – 747 m ya no es viable, se propone efectuar un RST de 475 – 755 m para evaluar los intervalos **481 – 483**, **485 – 490** y **614 – 620** metros, este último con la intención de conocer el hidrocarburo remanente y estimar de mejor manera su explotación.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“Aplicación de una metodología para  
la identificación de pozos con  
oportunidades basada en análisis de  
producción”**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Luis Ernesto de los Mares Vanoye Ochoa

**ASESOR DE INFORME**

Ing. Brian Leopoldo López Chavarría

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

