



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA DE REACTIVACIÓN DE
POZOS CERRADOS CON POSIBILIDADES DE EXPLOTACIÓN
DE CAMPOS TERRESTRES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A

ELVIA BRISELDA PACHECO CRUZ

ASESOR DE INFORME

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Diciembre 2016

DEDICATORIAS

Son muchas las personas especiales a quienes me gustaría agradecer su amistad, apoyo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Sin importar en donde estén o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias, quiero darles las gracias por formar parte de mi y por todo lo que me han brindado.

A **mi madre**, por su apoyo incondicional, por ser un ejemplo de que el progreso se obtiene de constante esfuerzo, por su amor, pero sobre todo por siempre cuidar de mí. Tunny hermosa, eres mi inspiración. ¡Viviré eternamente agradecida contigo!

A **mi hijo**, por alentarme hacia la búsqueda de un mejor mañana para los dos y darle un nuevo significado a la palabra amar. Donato, eres lo más importante para mi, gracias por todo tu amor, ¡TE AMO!

A **mi familia**, César, Vianey, Javier, Vanessa, Carolina, Daniel, Iojebet y Diego, por apoyarme y acompañarme siempre, en especial a ti mi querida hermana. ¡Gracias por todo!

Al **M.I. José Luis González Huerta**, por darme la oportunidad de participar en el Proyecto “Reactivación de Pozos Cerrados” de Pemex Exploración y Producción, por enseñarme a trabajar en equipo, por siempre alentarme a realizar todas mis actividades de la mejor forma, sin duda sus enseñanzas me han fortalecido personal y profesionalmente. ¡Le estaré por siempre agradecida!

A los **integrantes del proyecto** “Reactivación de Pozos Cerrados”, Ing. Ismael, Ing. Gamaliel, Ing. Luis Rogelio, Ing. Alberto, Ing. Aland, Ing. Jesús, Ing. Ricardo,

Ing. Luis y contador Octavio, por sus enseñanzas y hacerme sentir parte del equipo. ¡Muchas gracias!

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, y en especial a la **Facultad de Ingeniería** por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.

A **mis amigos de carrera**, Erwind, Juanito, Alejandro, Enrique Daniel, Gerardo, Karlos, Edgar, Gabriel, César, Raúl y Erubiel, por todos los momentos compartidos. ¡Gracias!

A **mis amigos de Cinemex**, Vicente, Gabriela, Marco, Roberto y Alex, por todas las risas y momentos compartidos. ¡Gracias!

RESUMEN

Como parte de las iniciativas estratégicas que PEMEX Exploración y Producción (PEP) ha venido implementando y alineadas al Plan de Negocios de Pemex 2014-2018, se encuentran aquellas encaminadas a fortalecer la plataforma de producción y/o atenuar la declinación natural de sus Campos.

La Dirección General de PEMEX Exploración y Producción para contribuir con el esfuerzo de fortalecer la plataforma de producción y/o atenuar la declinación de sus campos, así como de la necesidad de reducir sus altos inventarios de pozos cerrados con posibilidades de explotación y ante la falta de un presupuesto asignado al mantenimiento o reactivación de estos pozos, la Subdirección de Producción Campos Terrestres (SPCT) de PEP, desarrolló una estrategia que ayude a reducir el tiempo de reactivación de estos pozos.

A finales del año 2015 la Dirección General de PEMEX Exploración y Producción creó un grupo de trabajo que se encargó del desarrollo de la “Estrategia de Reactivación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación en los pozos pertenecientes a la Subdirección de Producción Campos Terrestres de PEP”, la cual sigue en proceso de ejecución. La estrategia ayuda a reducir el tiempo de reactivación de pozos cerrados, discretizando de manera efectiva la selección de pozos y definir las actividades técnica y económicamente factibles a realizar para reactivar su sistema de producción sin la necesidad de requerir recursos adicionales para su desarrollo.

El alcance de este informe de trabajo solo contempla la descripción de la primera etapa del proyecto “Estrategia de Reactivación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación en los pozos pertenecientes a la Subdirección de

Producción Campos Terrestres de PEP”, que incluye el desarrollo de la estrategia, la consolidación del cuarto de datos técnicos, la construcción y la aplicación de la Metodología IPCPE (Identificación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación) a todos los pozos cerrados considerados para análisis de las cuáles tuve la oportunidad de participar dentro de esta primera etapa en las actividades que van desde la recepción, análisis, integración y consolidación del cuarto de datos técnicos.

El informe incluye inicialmente la problemática, seguido del desarrollo de la estrategia, donde se muestran el diagrama de flujo que representa la Metodología IPCPE, posteriormente como ejemplo, el análisis técnico y económico de un pozo, después se presentan el análisis e interpretación de los resultados obtenidos del pozo que se uso para ejemplificar la metodología, finalmente las conclusiones y recomendaciones referentes al desarrollo del proyecto y de mi participación en el mismo.

PREFACE

As a part of the PEMEX Exploración y Producción's (PEP) strategic initiatives has been implementing and aligning with the PEMEX's Business Plan 2014-2018, there are some directed to strengthen the production platform and/or attenuate the natural decline of its fields.

PEP's General Direction to contribute to the effort to strengthen the production platform and/or attenuate the natural decline of its fields, as well as the necessity to reduce its high inventories of closed wells with possibilities for exploitation and, with the absence of a budget assigned to the maintenance or reactivation of these wells, the Branch of Production Onshore (Subdirección de Producción de Campos Terrestres) developed a strategy that helps to reduce the time of reactivation of these wells.

At the end of 2015, the PEP's General Direction created a working group that has the responsibility of the development of the "Reactivation Strategy of Closed Wells with Exploitation Possibilities in the wells that belonging to PEP's Branch of Production Onshore", which is still in process of execution. The strategy can helps to reduce the time of reactivation of closed wells, effectively discretizing the well selection and to define the feasible technical and economically activities to do to reactivate it production system without the necessity to get additional resources for its development.

The scope of this work report only contemplates the description of the first stage of the project "Reactivation Strategy of Closed Wells with Exploitation Possibilities in the wells that belonging to PEP's Branch of Production Onshore", which includes the strategy development, the consolidation of technical data bases, the

construction and application of the ICWEP Methodology (Identification of Closed Wells with Exploitation Possibilities) to all the closed wells considered for the analysis, of which I had the opportunity to participate inside of this first stage in the activities which start from the reception, analysis, integration and consolidation of the technical data base.

The report initially includes the problem, followed by the strategy development, which shows the flowchart that represent the ICWEP Methodology, later as an example, the technical and economic analysis of a well, then the analysis and interpretation of the results obtains are presented from the well that it was used to exemplify the methodology, finally the conclusions and recommendations concerning the development of the project and my participation.

ÍNDICE.**LISTA DE FIGURAS Y TABLAS****INTRODUCCIÓN**

CAPITULO II. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA.....	5
2.1. Antecedentes.....	6
2.2. Objetivos estratégicos de PEMEX Exploración y Producción.....	8
2.3. Problemática.....	9
2.4. Retos durante el desarrollo de la estrategia.....	11
2.5. Actividades realizadas por el grupo de trabajo.....	12
2.6. Actividades del autor.....	13
CAPITULO III. DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA.....	17
3.1. Integración de la información técnica.....	18
3.2. Construcción y aplicación de la metodología.....	21
3.2.1. Construcción de la metodología.....	27
3.2.2. Aplicación de la metodología.....	48
3.3. Elaboración de las fichas técnicas.....	48
3.3.1. Identificación del universo de pozos cerrados.....	49
3.3.2. Análisis de información.....	49
3.3.3. Determinación de oportunidades.....	59
3.3.4. Análisis de costos de las actividades propuestas.....	60
3.3.5. Construcción de pronósticos de producción.....	63
3.4. Evaluación económica	65
3.5. Construcción del proceso de ejecución del proyecto.....	79
CAPITULO IV. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	82
CONCLUSIONES.....	93

BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXO 1. Conceptos básicos	I

LISTADO DE FIGURAS

- Figura 2.1** *Empresas productivas subsidiarias de PEMEX antes de la estructura organizacional de 2015*
- Figura 2.2** *Empresas productivas subsidiarias de PEMEX después de la estructura organizacional de 2015*
- Figura 2.3** *Cadena de Valor de Pemex Exploración y Producción*
- Figura 2.4** *Ubicación de los cinco Activos de Producción de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres*
- Figura 3.1** *Estructura de información*
- Figura 3.2** *Estructura del Cuarto de Datos*
- Figura 3.3** *Principales actividades de la metodología*
- Figura 3.4** *Diagrama de Flujo de la Metodología IPCPE*
- Figura 3.5** *Pozos productores por Activo de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres*
- Figura 3.6** *Pozos cerrados por Activo de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres*
- Figura 3.7** *Esquema para visualizar de forma detallada los cálculos y premisas contenidas en el evaluador de PEMEX*
- Figura 3.8** *Porcentaje total de pozos analizados en la fase I del proyecto con respecto al número total de pozos existentes en el estado de pozos institucional de PEP*

- Figura 3.9** *Ficha técnica – Mapa estructural*
- Figura 3.10** *Ficha técnica – Diagramática del pozo*
- Figura 3.11** *Ficha técnica – Evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y prospectivos*
- Figura 3.12** *Ficha técnica – Comportamiento de producción del pozo*
- Figura 3.13** *Ficha técnica – Gráfica de burbujas aceite, gas y agua*
- Figura 3.14** *Ficha técnica – Comportamiento dinámico del pozo antes del cierre*
- Figura 3.15** *Ficha técnica – Estado mecánico, árbol de válvulas y LDD del pozo*
- Figura 3.16** *Ficha técnica – Resumen histórico de intervenciones*
- Figura 3.17** *Ficha técnica – Perfiles de producción de Aceite*
- Figura 3.18** *Ficha técnica – Perfiles de producción de Gas*
- Figura 3.19** *Perfil de producción (mbpce)*
- Figura 3.20** *Costo de Inversión mensual*
- Figura 3.21** *Costo de Operación*
- Figura 3.22** *Precio del aceite*
- Figura 3.23** *Precio del gas*
- Figura 3.24** *Ingresos por producción de aceite*
- Figura 3.25** *Ingresos por producción de gas*
- Figura 3.26** *Ingresos totales*
- Figura 3.27** *Flujo de efectivo antes de impuestos fiscales*
- Figura 3.28** *Carry forward*

Figura 3.29 *Derechos de extracción del hidrocarburo*

Figura 3.30 *Derecho por utilidad compartida*

Figura 3.31 *Uso superficial*

Figura 3.32 *Derechos fiscales*

Figura 3.33 *Flujo de efectivo después de derechos fiscales*

Figura 3.34 *Proceso de ejecución del proyecto*

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1 *Estado de Pozos de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, Septiembre 2016*

Tabla 3.1 *Estado General de Pozos de la Subdirección de Producción de campos Terrestres*

Tabla 3.2 *Clasificación de reservas de acuerdo al tipo de objetivo*

Tabla 3.3 *Ejemplo de tabla para el cálculo de costos de intervención para reparaciones mayores*

Tabla 3.4 *Ejemplo de tabla para el cálculo de costos de intervención para reparaciones menores*

Tabla 3.5 *Premisas para el cálculo de VPN antes de impuestos (VPNAI)*

Tabla 3.6 *Premisas para el cálculo de VPN después de impuestos (VPNDI)*

Tabla 3.7 *Ficha técnica - Datos generales del pozo*

Tabla 3.8 *Ficha técnica - Antecedentes del pozo*

Tabla 3.9 *Ficha técnica – Análisis de costos de las actividades mínimas requeridas para la reactivación del pozo*

Tabla 3.10 *Ficha técnica – Actividad mínima requerida para incorporar el pozo a producción*

Tabla 3.11 *Ficha técnica – Actividad mínima requerida para el mantenimiento de producción*

Tabla 3.12 *Ficha técnica – Tabla resumen*

Tabla 3.13 *Costos de inversión, operación y mantenimiento*

Tabla 3.14 *Indicadores técnicos y económicos por pozo*

INTRODUCCIÓN

Petróleos Mexicanos es una de las empresas operadoras del estado mexicano que actualmente le generan valor al país a través de la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos provenientes de los yacimientos petroleros que se encuentran en el territorio nacional, que contemplan básicamente el transporte, la producción primaria, la exportación de hidrocarburos, suministro de gas residual a la industria nacional, generación de productos refinados y en una última etapa del proceso la creación de etileno y plásticos a través de sus plantas de petroquímica secundaria.

Consecuencia de la Reforma Energética en 2013 se creó en Petróleos Mexicanos empresas productivas subsidiarias del Estado, una de ellas es PEMEX Exploración y Producción (PEP), el cual es la responsable de la extracción del hidrocarburo de las asignaciones que le fueron otorgadas en la Ronda Cero.

La industria petrolera nacional se ha visto influida negativamente por diferentes factores internos, tales como el presupuesto asignado para operar por parte del estado mexicano, la infraestructura existente, etc.; y dentro de los factores externos se puede mencionar la caída en los precios del petróleo, los altos inventarios de hidrocarburos por parte de Estados Unidos quien es el principal comprador y la desaceleración de China, entre otros.

Para incrementar y/o mantener la plataforma de producción es primordial obtener reservas adicionales a través de nuevos descubrimientos, ya que la mayoría de los campos productores en México son maduros y/o se encuentran en una etapa avanzada en su explotación, sin embargo, debido a que se cuenta con volúmenes considerables de hidrocarburos remanentes, representan una oportunidad para obtener una producción adicional que permita mantener la plataforma de producción.

Los campos maduros y/o en avanzada etapa de explotación tienen gran cantidad de pozos cerrados con posibilidades de explotación, estando en esta condición por diferentes causas; ya sea por problemas asociados a la naturaleza misma de los yacimientos, condiciones mecánicas de los pozos, problemas subsuperficiales y superficiales en los sistemas de producción, oportunidades de explotación de hidrocarburos más rentables o cambios en los horizontes económicos del momento, es por ello, que la reactivación e incorporación a producción de este tipo de pozos representa una oportunidad que ayudaría a incrementar la producción de campos maduros.

OBJETIVO

Desarrollar una estrategia que permita la selección de las mejores oportunidades para reactivar pozos cerrados con posibilidades de explotación desde el punto de vista técnico y económico, tomando como base la información técnica mínima requerida para la selección de oportunidades, a través de un modelo de contratación innovador, donde se plantea un esquema de remuneración en función del flujo de efectivo remanente disponible después del pago de derechos y regalías.

JUSTIFICACIÓN

PEMEX Exploración y Producción (PEP) con el objetivo de contribuir al fortalecimiento de la plataforma de producción y/o atenuar la declinación en los campos de la Subdirección de Producción Campos Terrestres (SPCT), así como de la necesidad de reducir los altos inventarios de pozos cerrados con posibilidades de explotación, que al no operar disminuyen valor económico a la empresa.

La estrategia reducirá el tiempo de reactivación de los pozos al contar con todos los elementos desde el análisis, selección de las mejores oportunidades técnica y

económicamente rentables y discretizar de manera más efectiva la selección de pozos y actividades que sean técnica y económicamente factibles de realizar.

ALCANCE

El alcance de la estrategia de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación comprende únicamente los pozos correspondientes a la Subdirección de Producción Campos Terrestres de los cinco Activos de Producción que la conforman.

Desarrollar el modelo de negocio más conveniente para PEP que permita mediante esquemas de contratación innovadores, que no requieran recursos del Estado Mexicano para la incorporación a producción en corto plazo de los pozos seleccionados y establecer una plataforma de producción que permita incrementar el factor de recuperación de los campos y como consecuencia generarle valor tanto al Estado Mexicano como a PEMEX Exploración y Producción.

El análisis de los pozos se considera en tres etapas: la primera toma en cuenta todos los pozos que tengan oportunidad de aportar hidrocarburo, es decir que tengan reserva remanente asociada; la segunda etapa consistió en el análisis económico de acuerdo a los indicadores que tiene PEP, donde se discretizó y posteriormente se seleccionaron aquellos pozos que resultaron con indicadores económicos positivos después de impuestos y en una última etapa se revisó con más detalle los pozos resultantes, ya considerando para su análisis todos los parámetros, es decir, reserva asociada remanente 2P, factibilidad técnica de intervención de los pozos, condiciones superficiales de infraestructura y evaluación económica.

Dentro de las actividades principales desde el punto de vista técnico se puede mencionar las siguientes:

- Integración, análisis y evaluación de la información técnica y operacional de los pozos y sistemas de producción (desde el yacimiento hasta el punto de medición).
- Ingeniería dirigida al análisis y evaluación de los pozos considerando la información subsuelo – superficie, con el fin de definir las actividades para el mantenimiento y/o incremento de la producción.
- Diseño, programa y cuantificación de los trabajos a ejecutar de construcción, reacondicionamiento y mantenimiento de: caminos, localizaciones e infraestructura (contrapozo, líneas de descarga, árbol de válvulas, entre otros).
- Planeación jerarquizada de los trabajos integrales de reactivación.
- Realización de trabajos de reparaciones mayores y menores a pozos (con y sin equipo).
- Conversión y reacondicionamiento integral de sistemas artificiales de producción.
- Incorporación, mantenimiento y optimización de la producción de los pozos intervenidos.
- Esquema de Medición de la producción de cada uno de los pozos reactivados y validación de sistemas de medición.
- Planeación y costeo de trabajos de taponamiento de pozos reactivados

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

2.1. ANTECEDENTES

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es hoy en día la empresa más grande e importante de México en materia de hidrocarburos, sus actividades involucran toda la cadena productiva, desde la exploración, producción, transformación industrial, logística y comercialización.

En el 2015 Petróleos Mexicanos aprobó una nueva estructura organizacional, por lo que dejan de existir cinco subsidiarias: Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica, Petroquímica y PM Comercio Internacional, como se ve el la Figura 2.1, para convertirse en dos empresas productivas subsidiarias: una dedicada a la Exploración y Producción y otra a Transformación Industrial, así como la creación de cinco empresas productivas subsidiarias en funciones no centrales: Perforación; Logística; Cogeneración y Servicios; Fertilizantes y Etileno. La Figura 2.2 muestra como quedo la estructura organizacional consecuencia de los cambios en 2015.

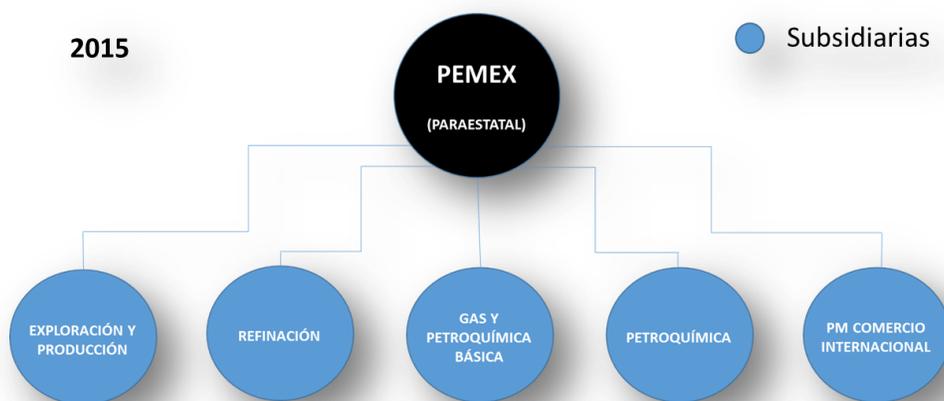


Figura 2.1 Empresas productivas subsidiarias de PEMEX antes de la estructura organizacional de 2015 (Modificada, Financiero)

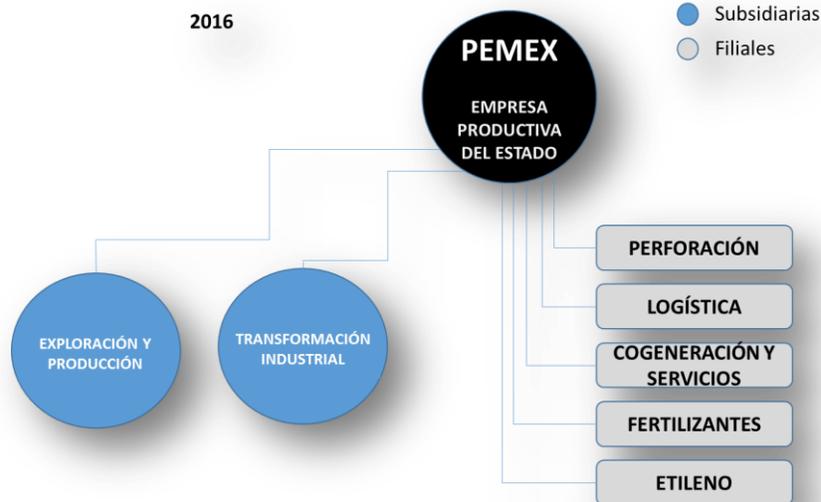


Figura 2.2 Empresas productivas subsidiarias de PEMEX después de la estructura organizacional de 2015 (Modificada, Financiero)

Pemex Exploración y Producción como empresa productiva subsidiaria tiene entre sus principales servicios:

- Estudios y actividades exploratorias
- Administración de pozos, campos y reservas descubiertas
- Desarrollo de campos de producción
- Entrega de hidrocarburos para procesos subsecuentes

Por lo que su cadena de valor o modelo operativo se resume en la Figura 2.3:



Figura 2.3 Cadena de Valor de Pemex Exploración y Producción

Dentro del organigrama de PEMEX Exploración y Producción, se encuentra la Subdirección de Producción de Campos Terrestres (SPCT) la cual esta conformada por el Activo de Producción Bellota-Jujo, Activo de Producción Cinco Presidentes, Activo de Producción Macuspana-Muspac, Activo de Producción Poza Rica-Altamira y el Activo de Producción Samaria-Luna, tal como se aprecia en la Figura 2.4.



Figura 2.4 Ubicación de los cinco Activos de Producción de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres

2.2. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP)

1. Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos
2. Extraer hidrocarburos con costos competitivos y aprovechando las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio.
3. Enfocar la comercialización de productos y servicios en mercados objetivo.
4. Eficientar actividades y operaciones en la cadena de valor de transformación industrial.

5. Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral.
6. Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante el desarrollo tecnológico.
7. Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos.
8. Garantizar la operación segura y confiable.
9. Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades.

2.3. PROBLEMÁTICA

Dado que en la Subdirección de Producción de Campos Terrestres (SPCT) el 80% de sus campos productores son maduros y/o en etapa avanzada de explotación, lo que impacta sustantivamente en la plataforma de producción, ya que no existe una restitución de reservas que compense el ritmo de extracción de los campos. Las problemáticas comunes de este tipo de yacimientos son: declinación de la presión del yacimiento, alta RGA, incremento en el flujo fraccional de agua, depositación parafinas, asfáltenos, entre otros.

Los campos productores de la SPCT tienen en conjunto un inventario de 2499 pozos productores y 1319 pozos cerrados con posibilidades de explotación, el 35% de pozos cerrados con posibilidades de explotación (Tabla 2.1, Clasificación de PEMEX) con reservas remanentes, el número de estos pozos ha incrementado porque no se tienen los recursos suficientes para mantenerlos operando a través de la diversificación y masificación de los sistemas artificiales de producción en los pozos. Esta condición de los pozos representa a su vez un costo adicional para PEP ya que son activos que le generan gastos por el pago de impuestos.

Adicionalmente la disminución en la actividad de pozos de desarrollo y de actividades de mantenimiento a la producción, derivado de la reducción de recursos suministrados a PEP por parte del estado mexicano ha generado una caída en la plataforma de producción de 545,000 bpd y 1800 mmpcd en 2010 a 325,000 bpd y 1100 mmpcd en 2016 para la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, lo que representa una disminución de más del 40.3 % para el aceite y para el gas de un 38.8 % en un periodo de 6 años.

Después de la aplicación de la Reforma Energética en el año 2013, PEMEX obtuvo diversas ventajas, una de las más importantes es la facilidad de asociación y/o generación de esquemas diferentes de contratación que le permitan maximizar el valor económico del hidrocarburo, generando recursos propios y disminuyendo la dependencia del estado mexicano en la asignación de recursos que le permitan poder operar de manera eficiente las asignaciones que le fueron otorgadas en la Ronda Cero.

En este contexto, una de las acciones que se están llevando a cabo dentro de Petróleos Mexicanos es la construcción e implementación de nuevas oportunidades de negocio, las cuales representen un alto atractivo económico tanto para el inversionista como para PEMEX Exploración y Producción (PEP).

Tabla 2.1 Estado de Pozos de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, Septiembre 2016

Activo	Pozos productores	Pozos cerrados con posibilidades	Total de pozos
Bellota - Jujo	197	212	409
Cinco Presidentes	466	206	672
Macuspana - Muspac	207	212	419
Poza Rica - Altamira	1353	566	1919
Samaria - Luna	276	123	399
Total	2499	1319	3818

Con el fin de atenuar la declinación y de incrementar la producción de hidrocarburos en la Subdirección de Producción de Campos Terrestres se desarrolló la estrategia de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación, la cual en una primera etapa toma como base la reserva remanente asociada a los pozos cerrados con posibilidades de explotación, la aplicación de la metodología de análisis para reactivación de pozos, el procedimiento de evaluación económica y la definición de la volumetría en términos de número de pozos, gastos iniciales de los pozos, producciones acumuladas, entre otros.

La estrategia adicionalmente representa el primer mecanismo innovador para PEP en materia de contratación, a fin de obtener recursos adicionales derivado de la reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación sin necesidad de que PEP invierta o pague al contratista por los servicios prestados.

La reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación, representa una oportunidad de negocio viable y atractiva, en términos técnicos y económicos; ya que mediante el desarrollo de la estrategia regional de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación que consiste básicamente en la realización de actividades integrales enfocadas a la incorporación y mantenimiento de la producción de los pozos reactivados, los beneficios se empiezan a reflejar en el corto plazo; en virtud de que los pozos considerados en el proyecto han sido estudiados, seleccionados y cuentan con certidumbre técnica e indicadores económicos positivos.

2.4. RETOS DURANTE EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA

Los retos más relevantes a los que se enfrentó el grupo de trabajo del proyecto “Estrategia de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación para la SPCT” fueron:

1. La obtención de información técnica de calidad.

2. La construcción de fichas técnicas, que permitieran un análisis completo y rápido en la detección de oportunidades de todos los pozos analizados.
3. La evaluación económica, ya que derivado de la reforma energética se crearon diversas regiones fiscales y algunas de ellas tienen beneficios en términos de pago de impuestos que también están impactados por el tipo de hidrocarburos que se espera producir.
4. La construcción de las bases técnicas bajo un enfoque diferente, debido a que es un servicio integral de reactivación de pozos donde por primera vez en la historia de las contrataciones dentro de la empresa todo el riesgo lo asume el contratista, pues es quien íntegramente absorbe la inversión y los costos de operación; adicionalmente y por primera vez en un esquema de contratación, ninguna actividad cumplida o no cumplida generará deuda para PEP.
5. Construir un esquema innovador de pago nunca antes se había realizado en la empresa, el cual condiciona el pago al flujo de efectivo remante después de pagos de derechos y regalías derivado de la producción efectivamente comercializable.

2.5. ACTIVIDADES REALIZADAS POR EL GRUPO DE TRABAJO

1. Integración de la información técnica para la construcción del cuarto de datos.
2. Construcción y aplicación de la metodología para la identificación de oportunidades de reactivación de pozos cerrados.

3. Elaboración de las fichas técnicas con la definición de la actividad mínima requerida para la reactivación de cada uno de los pozos seleccionados y los costos asociados a las mismas.
4. Evaluación económica de cada uno de los pozos seleccionados y análisis de resultados.
5. Generación de la volumetría final y definición de cada uno de los proyectos de acuerdo a su ubicación geográfica, tipo de formación a intervenir, profundidad de las formaciones productoras y utilización tanto de sistemas artificiales de producción como de infraestructura superficial.
6. Construcción del proceso de ejecución del proyecto.

2.6. ACTIVIDADES DEL AUTOR DURANTE EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA

Mi participación en el proyecto de acuerdo a las actividades descritas consistió en:

- Apoyo en el análisis y selección de la información técnica enviada por los Activos de Producción como es:
 - Histórico de producción del pozo, histórico de producción de pozos vecinos
 - Histórico de intervenciones del pozo
 - Expediente de los pozos
- Apoyo en el análisis e identificación de la información contenida en fichas técnicas.

- Apoyo en la construcción del cuarto de datos, dentro de los cuales están:
 - Generación de base de datos que sirvió para la solicitud de información adicional de los Activos de Producción Samaria-Luna y Cinco presidentes pertenecientes a la Subdirección de Producción de Campos Terrestres de PEMEX Exploración y Producción
 - Armado y colocación de la información de acuerdo a la estructura planteada para el cuarto de datos dentro del proyecto para los Activos de Producción Samaria-Luna y Cinco presidentes pertenecientes a la Subdirección de Producción de Campos Terrestres de PEMEX Exploración y Producción.
- Para la aplicación de la metodología, participe con el grupo técnico del proyecto, y con los conocimientos adquiridos en la carrera pude darme cuenta de la aplicación práctica en la generación de proyectos actuales en PEP, el grupo técnico fue el encargado del análisis de la información en fichas técnicas y la información técnica soporte para determinar las oportunidades de explotación de los pozos cerrados que fueron otorgados por cada uno de los diferentes Activos de Producción al proyecto de Reactivación de Pozos Cerrados.

En relación a lo anterior, las actividades que realice dentro de este grupo técnico específicamente en los Activos Samaria-Luna y Cinco Presidentes se encuentran:

- Determinación del diagnóstico
- definición del tipo de intervención
- Determinación de un gasto esperado de aceite y gas inicial
- Construcción de pronósticos de producción para algunos pozos considerados dentro del proyecto

Todas estas actividades las realice bajo la supervisión del ingeniero Luis Rogelio Díaz Medina Responsable del Proyecto Samaria-Luna Cinco Presidentes, que es el encargado de dirigir la parte técnica del proyecto.

- Debido al rápido entendimiento y manejo del simulador que se utilizó para la construcción de pronósticos de producción, se me asignó la tarea de construir junto con el encargado de la parte técnica, todos los pronósticos de producción para uno de los cuatro proyectos que comprenden la estrategia, siguiendo mi participación en la construcción de más pronósticos para algunos pozos de los otros tres proyectos.
- La estrategia considera como tercer punto la elaboración de las fichas técnicas, esta actividad se refiere a la adecuación y construcción de las mismas de acuerdo al formato y orden establecido para ello, que permita tener claridad en su interpretación que van desde los elementos básicos del yacimiento (datos geológicos como porosidad, permeabilidad, etc., petrofísicos, formaciones productoras entre otros).

La primera parte de la ficha esta integrada por toda la información técnica proporcionada por los diferentes Activos de Producción y en una segunda parte se encuentran los resultados técnicos y económicos obtenidos del análisis realizado por el grupo técnico del proyecto. La información que se colocó en cada ficha, inicialmente es el diagnóstico del pozo con su objetivo de reactivación, después se llenaron las diferentes tablas de costos, de esta actividad participe en el diseño de la estructura de las tablas que se presentarían dentro de la ficha técnica así como en la revisión y vaciado de la información que debían de contener, después se construyó una tabla resumen que había que llenar con los datos solicitados, actividad en la que también participe, finalmente se colocaron las imágenes de los pronósticos del producción generados para cada pozo.

Para la adecuación de las fichas técnicas, participe igualmente en la elaboración de todas las fichas técnicas de uno de los cuatro proyectos, igualmente para el proyecto Samaria-Luna Cinco Presidentes.

- Adicionalmente a esas actividades y después de participar en la aplicación de la metodología que se uso para el análisis técnico y económico de los pozos, una de las nuevas actividades que se me asigno fue realizar este informe de trabajo, que desarrolle con la apoyo y dirección del líder de la “Estrategia de Reactivación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación en PEP” el M.I. José Luis González Huerta.

Como parte medular de este informe de trabajo se describe la Metodología IPCPE (Identificación de Pozos Cerrados con Posibilidades de Explotación) como una herramienta innovadora que permita realizar análisis técnico y económico de cada una de las oportunidades de reactivación de pozos, detectadas de manera rápida y eficiente, misma que por primera vez está siendo aplicada en PEP con el desarrollo de este Macro proyecto de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción.

CAPITULO III

DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA

La reactivación, incorporación y mantenimiento de la producción de pozos, se basa en la realización de servicios integrales por parte del contratista, como son: el análisis y evaluación de los pozos considerando la información subsuelo–superficie para determinar la intervención, realizar los trabajos de reparaciones mayores y menores (con o sin equipo) incluyendo la implementación del Sistema Artificial de Producción (SAP), la rehabilitación de infraestructura (líneas donde sea necesario) para asegurar la entrega de los hidrocarburos, la conversión y reacondicionamiento del SAP, la medición y los casos donde sea requerido el taponamiento.

El pago de los servicios integrales es “por barril producido”, el cual en términos económicos se refiere al número de barriles obtenidos y comercializados por PEMEX Exploración y Producción, el pago se hará durante el periodo de producción y a partir de que se determine el flujo disponible de efectivo (después de impuestos) en un plazo de 30 días posterior a la validación de la producción mensual y una vez comercializado el hidrocarburo. Una forma en que el inversionista será incentivado es con la posibilidad de reactivar pozos adicionales a los originalmente contenidos en cada proyecto, lo que le permitirá obtener mayor producción y por lo tanto mejores ingresos, lo anterior derivado del alto inventario de pozos cerrados con posibilidades de explotación.

3.1. INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA

La integración de la información técnica necesaria se realizó a través de la construcción de un Cuarto de Datos, entiéndase por cuarto de datos al conjunto de información técnica mínima requerida para realizar el análisis del pozo y proponer su esquema de explotación, el cual tiene la finalidad de poner a disposición un conjunto de informaciones relevantes que permita realizar los análisis técnicos y económicos necesarios a fin de generar oportunidades que generen valor en cada uno de los pozos.

La estructura de información, es la forma en que se organiza la información que da soporte documental y técnico al proyecto de reactivación de pozos cerrados, la cual se encuentra jerarquizada por niveles de carpetas.

En la Figura 3.1 se aprecia que la carpeta Proyecto esta conformada por una base de datos que contiene información de cada pozo como: ubicación, campo al que pertenece, la formación donde se realizaran las intervenciones, densidad ($^{\circ}$ API) y profundidad total e interior en metros desarrollados (mD); desglose de costos por pozo, evaluador económico, perfil probabilístico, pronósticos de producción por pozo y por proyecto, cédulas de conformidad por Activo de Producción donde se ratifican las reservas por parte de PEMEX Exploración y Producción, histogramas de intervenciones y la información técnica necesaria para el análisis.



Figura 3.1 Estructura de Información

Para el proyecto de Reactivación de Pozos Cerrados el cuarto de datos se construyó con la información técnica que proporcionaron cada uno de los Activos pertenecientes a la Subdirección de Producción de Campos Terrestres de PEMEX Exploración y Producción.

La información técnica se refiere a toda aquella información histórica e inherente al pozo, requerida para la elaboración de las propuestas de reactivación a nivel: Yacimiento-Pozo-Superficie, que permita detectar oportunidades de incorporar producción adicional a la plataforma existente. Los archivos necesarios para la construcción del cuarto de datos en el proyecto se muestran en la Figura 3.2.

La carpeta Pozo xxx contiene la Ficha Técnica, la información histórica de intervenciones, la historia de producción del pozo y pozos vecinos, registros geofísicos y el expediente. Dentro del expediente se encuentra información, por ejemplo: de la perforación y terminación del pozo, interpretación litológica, interpretación de pruebas de presión, etc.



Figura 3.2 Estructura del Cuarto de Datos

3.2. CONSTRUCCIÓN Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el desarrollo de la estrategia objeto de este trabajo y con el fin de alcanzar los objetivos planteados, se estableció un procedimiento metodológico que describe de manera detallada y ordenada las distintas actividades a las cuales fueron sometidos los datos o información de interés, permitiendo a partir del análisis generar propuestas de valor desde el punto de vista técnico y económico. En la Figura 3.3 se muestra las etapas que conformaron el procedimiento metodológico de cómo se desarrollaron las actividades para el análisis de los pozos, las cuales se describirán detalladamente en el subtema 3.2.2 *Aplicación de la metodología* contenido en este informe.



Figura 3.3 Principales actividades de la metodología

3.2.1. CONSTRUCCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Cada paso del proceso es representado por un símbolo diferente que contiene una breve descripción de la etapa de proceso. Los símbolos gráficos del flujo del proceso están unidos entre sí con flechas que indican la dirección de flujo del proceso.

El diagrama de flujo ofrece una descripción visual de las actividades implicadas en un proceso mostrando la relación secuencial entre ellas, facilitando la rápida comprensión de cada actividad y su relación con las demás y el número de pasos del proceso, etc.

Para el caso de este proyecto de reactivación de pozos cerrados y de acuerdo a las principales actividades de la metodología (Figura 3.3), se construyó un diagrama de flujo que tiene las particularidades para analizar la información de los pozos que resulten seleccionados.

La Figura 3.4 “Diagrama de Flujo” inicia haciendo uso del Estado de Pozos de PEMEX Exploración y Producción, con el que se identificaran y seleccionaran pozos de acuerdo a los criterios de selección que se establecieron para esta estrategia, en caso de no cumplir con algún criterio de selección, el pozo no se considera para ser analizado; una vez que el pozo es seleccionado se procede a solicitar su Ficha Técnica e información soporte a los diferentes Activos de Producción, misma que será colocada en el apartado que le corresponda dentro del cuarto de datos.

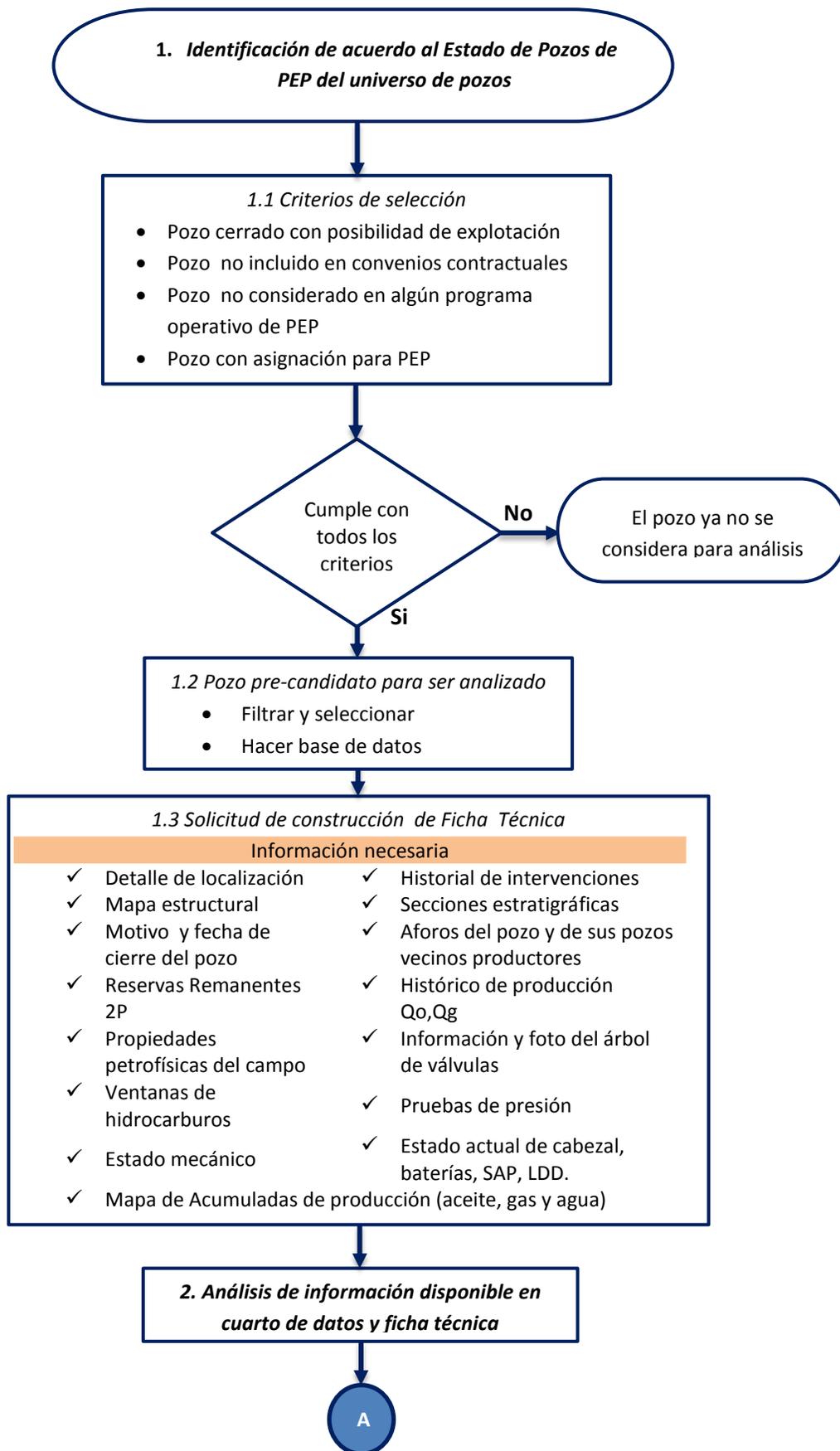
Con la información de la ficha técnica y los archivos soporte se procede a determinar si el pozo tiene oportunidades técnicas de ser explotado, en caso de que al pozo no se le diagnostique alguna posibilidad de explotación, este regresará al Estado de Pozos de PEMEX Exploración y Producción para ser reclasificado como pozo sin posibilidades de explotación, si el pozo si presenta alguna oportunidad, el pozo será analizado para determinarle un objetivo, una reserva remanente, la intervención de acuerdo al objetivo y requerimientos mecánicos del pozo, un gasto inicial de aceite y gas, se le construirán pronósticos de producción y se le determinara la producción acumulada esperada de aceite y gas.

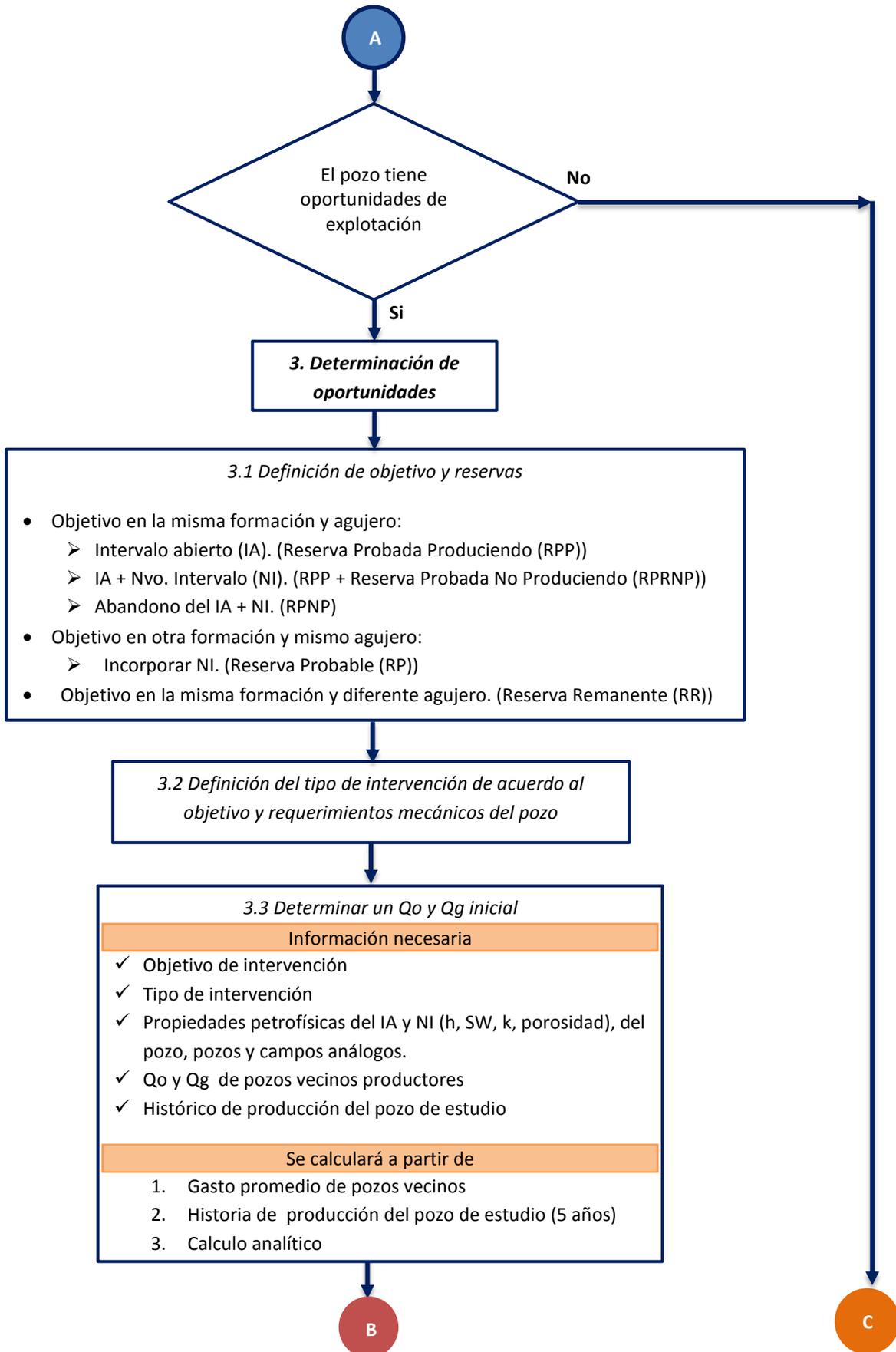
Seguido del paso anterior, se procede de acuerdo al punto 4 del diagrama, al planteamiento y costeo de las actividades necesarias para la reactivación y mantenimiento del pozo.

Una vez que se tienen los perfiles de producción y los costos de reactivación y mantenimiento, se hará la evaluación económica del pozo, de acuerdo a las

premisas establecidas para el desarrollo de esta estrategia, las cuales se mencionan en el apartado de evaluación económica más adelante. Si el Valor Presente Neto Antes de Impuestos (VPN AI) y el Valor Presente Neto Después de Impuestos (VPN DI) son mayores a cero (0), el pozo se considera candidato para ser reactivado bajo el esquema que considera la estrategia. Si el pozo tiene indicadores negativos, regresara al Estado de Pozos para ser reclasificado como pozo sin posibilidades de explotación (Clasificación de acuerdo a PEMEX).

La última actividad de la metodología, como se puede apreciar en la Figura 3.4, consiste en la consolidación de los pozos que integraran cada proyecto, ubicándolos de acuerdo a los siguientes parámetros: su ubicación geográfica, tipo de formación a intervenir, profundidad de las formaciones productoras y utilización tanto de sistemas artificiales de producción como de infraestructura superficial.





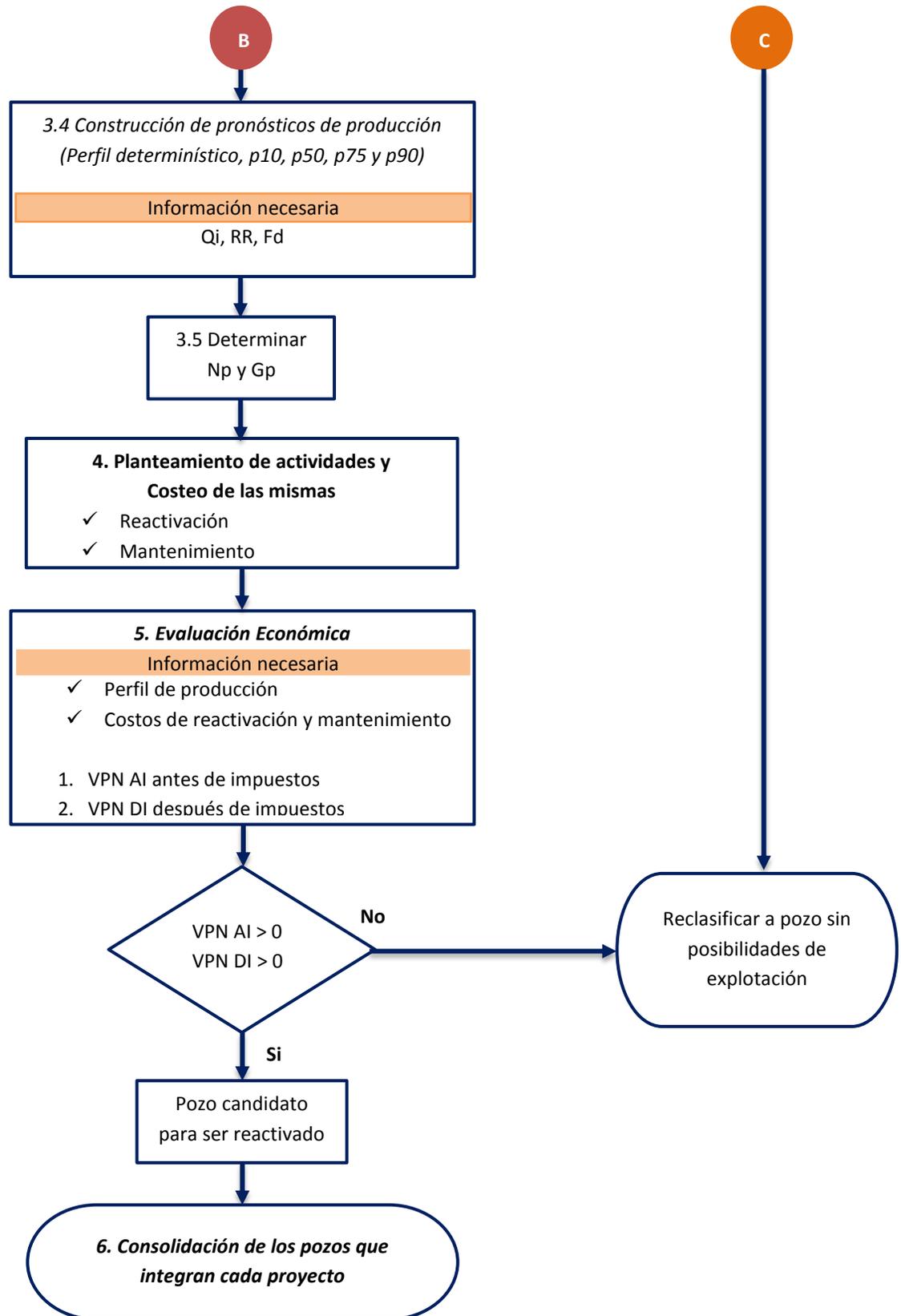


Figura 3.4 Diagrama de Flujo de la Metodología IPCPE

3.2.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA IPCPE

Para ejemplificar como es que la metodología ayuda a realizar un análisis más rápido y organizado, se presentará una descripción de las actividades que propone el diagrama de flujo. Hacer uso de la metodología nos ayuda a la identificación de las oportunidades que resulten rentables antes y después de impuestos.

1. Identificación del universo de pozos cerrados en la SPCT

El universo es el conjunto total de pozos que presentan la característica susceptible de ser estudiado y en quienes se pretende generalizar los resultados. La muestra es un grupo de pozos que reúne las características principales de la población y guarda relación con la condición que se estudia.

Del estado general de pozos de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, se hizo una identificación de los pozos productores, los cuales se separaron en fluyentes y los que tienen algún sistema artificial de producción, de la misma forma los pozos cerrados se clasificaron en cerrados con posibilidades y sin posibilidades de explotación. Los resultados se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Estado General de Pozos de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres

Activo	Pozos productores		Pozos cerrados		Total de pozos
	Fluyentes	Con SAP	Con posibilidades	Sin posibilidades	
Bellota - Jujo	90	107	212	53	462
Cinco Presidentes	116	350	206	795	1467
Macuspana-Muspac	106	101	212	104	523
Poza Rica - Altamira	408	945	566	1305	3224
Samaria - Luna	85	191	123	223	622
Total	805	1694	1319	2480	6298

De la identificación que se realizó con el Estado de Pozos de PEP, específicamente para los pozos productores de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, se identificó un total de 2499 pozos productores en conjunto de los cinco Activos de Producción considerados para la estrategia, de ese total, el 32% son fluyentes y el 68% restante produce con ayuda de algún Sistema Artificial de Producción (Figura 3.5), adicionalmente en la figura se pueden apreciar los pozos totales por activo y sus respectivos porcentajes de acuerdo a pozos fluyentes y pozos que operan con algún sistema artificial de producción.

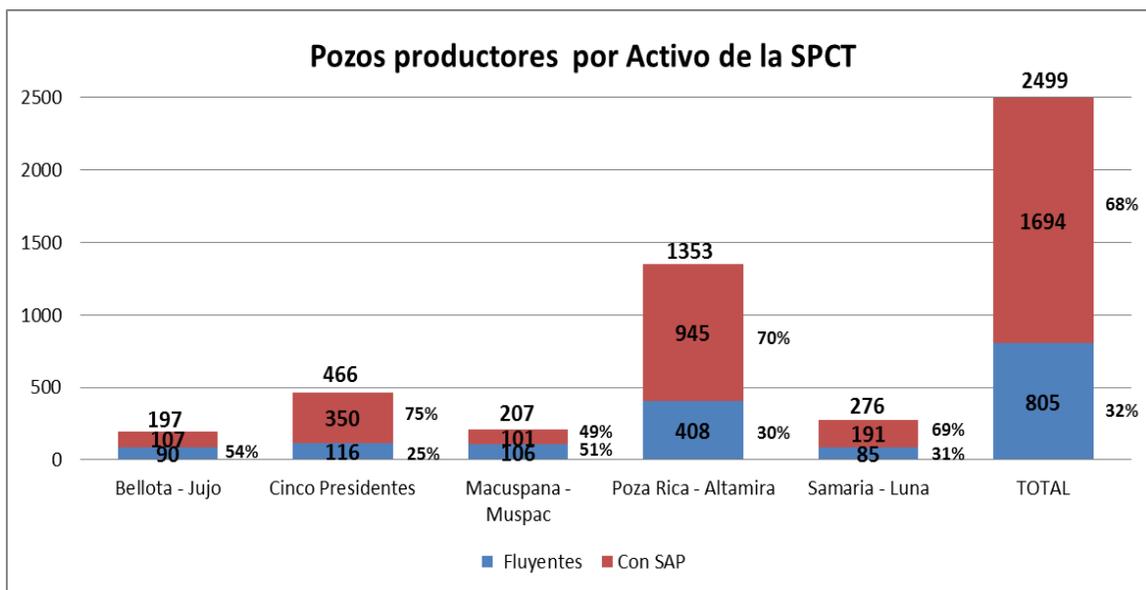


Figura 3.5 Pozos productores por Activo de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres

Una segunda identificación consistió en el análisis de los pozos cerrados pertenecientes a la Subdirección de Producción de Campos Terrestres, se identificaron un total de 3799 pozos cerrados en conjunto de los cinco Activos de Producción considerados para la estrategia, de los cuales el 35% corresponde a pozos con posibilidades de explotación (Figura 3.6), siendo estos los de interés para el desarrollo de la estrategia. Adicionalmente en la Figura 3.6 se pueden apreciar los pozos totales por activo y sus respectivos porcentajes de acuerdo a pozos cerrados con y sin posibilidades de

explotación, esta clasificación es de acuerdo al Estado de Pozos institucional de PEP.

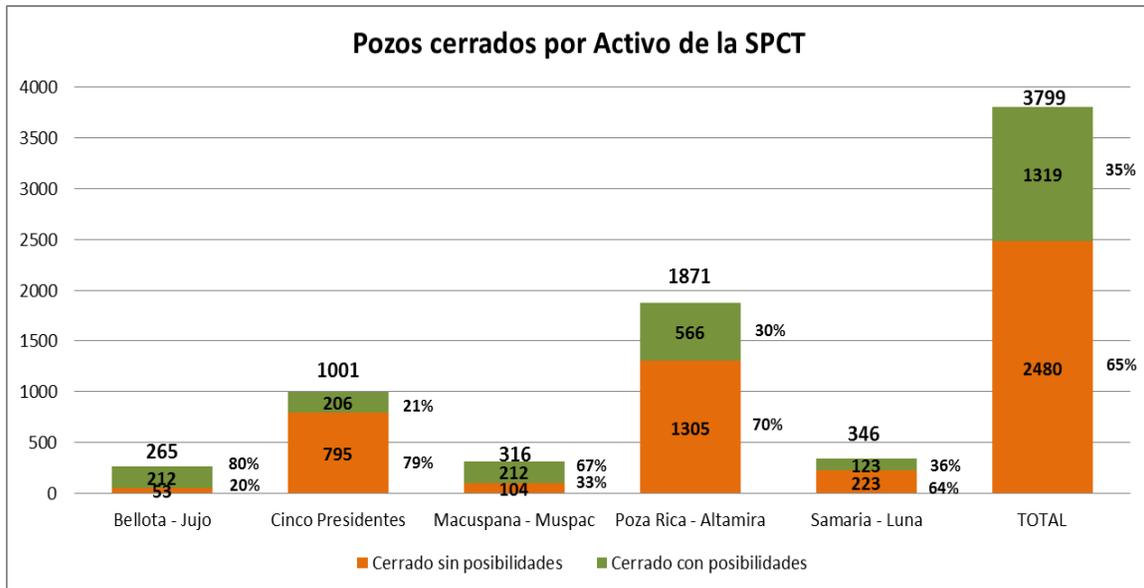


Figura 3.6 Pozos cerrados por Activo de la Subdirección de Producción de Campos Terrestres

1.1 Procedimiento de selección y criterios de selección

Ya que se tienen identificados los pozos que tienen posibilidades de explotación (35%) de acuerdo al estado general de pozos, se procede a una discretización y selección. En el proyecto de reactivación de pozos cerrados los responsables de la actividad de identificación y selección de los pozos estuvo a cargo del grupo de reactivación de pozos cerrados. Las actividades que se realizaron se enlistan a continuación:

- I. Se seleccionaron únicamente pozos de aceite pertenecientes a la SPCT.
- II. De acuerdo a la información del estado general de pozos se identificaron y seleccionaron los pozos cerrados con posibilidades de explotación que cumplieran los siguientes criterios de selección.

- Pozo no incluido en convenios contractuales
- Pozo no considerado en algún programa operativo de PEP
- Pozo con asignación para PEP
- Pozo sin riesgo social y ambiental

III. Se validó, filtró e integró una base de datos con los pozos que reunían los criterios de selección y no presentaran alguna de las excepciones mencionadas.

1.2 Pozo pre-candidato para ser analizado

Los pozos que hasta aquí fueron seleccionados quedaron en carácter de pre-calificados, se procedió a solicitar la construcción de una ficha técnica y la información histórica de cada uno de los pozos a los diferentes Activos de Producción.

Después de la discretización y como primera fase para el proyecto, se identificaron 598 pozos que cumplieran con todos los criterios antes mencionados. De los cuales se solicitaron las fichas técnicas y la información histórica de los pozos seleccionados.

1.3 Formato de ficha técnica

La información y construcción de la ficha técnica debe ser solicitada a los diferentes Activos de Producción, ya que la información necesaria es de su dominio. La ficha técnica del pozo es la recopilación de información del yacimiento- pozo- superficie, se propone una forma y orden para la construcción de las mismas.

INFORMACIÓN NECESARIA PARA CONSTRUCCIÓN DE FICHAS TÉCNICAS

- ✓ Detalle de localización.
- ✓ Sección del mapa estructural del campo que contenga el pozo de estudio
- ✓ Motivo de cierre del pozo
- ✓ Reservas Remanentes
- ✓ Propiedades petrofísicas del campo
- ✓ Aforos del pozo y de sus pozos vecinos productores
- ✓ Secciones estratigráficas
- ✓ Historial de intervenciones
- ✓ Histórico de producción
- ✓ Mapas de Burbujas
- ✓ Pruebas de presión, registros de producción
- ✓ Ventanas de hidrocarburos
- ✓ Estado mecánico
- ✓ Árbol de válvulas
- ✓ Diagramas de líneas de inyección y descarga con sus diámetros y el sistema de recolección
- ✓ Información referente al transporte de los hidrocarburos desde el pozo hasta la pera, macroperas y/o baterías de producción.

Antecedentes

- *Mapa estructural del pozo en el yacimiento*

La posición estructural del pozo en el yacimiento, donde se aprecien señalados el pozo objetivo y sus pozos vecinos productores, debe tener la debida nomenclatura que ejemplifique cual es el estado actual de los mismos.

- *Datos Generales*

Indicar estado, municipio, Activo de Producción, campo y en que yacimiento se encuentra el pozo de estudio. Fecha en que inicio producción, fecha de cierre, tipo de perforación, profundidad en la que se terminó el pozo expresado en metros desarrollados (mD), causa del cierre del pozo.

- *Yacimiento*

Se deben tener los datos de sus propiedades petrofísicas como son: permeabilidad, k expresada en (md); porosidad, \emptyset expresada en (%) y S_w expresada en (%). Adicionalmente debe contener información de la relación gas-aceite RGA (m^3/m^3); densidad, ρ ($^\circ$ API); la ubicación del contacto gas-aceite, CGA (mbnm) y la ubicación del contacto agua-aceite CAA (m). Datos de producción acumulada de aceite, NP expresada en millones de barriles (mmb) y producción acumulada de gas, GP expresada en millones de pies cúbicos (mmmpc).

Antecedentes del pozo

- *Pozo*

Se deben identificar en metros desarrollados (mD) los intervalos abiertos y/o prospectivos e indicar, si es que se tiene la información, a que yacimiento corresponde cada uno. De los intervalos identificados se debe colocar el último aforo del Q_o (bpd), Q_g (mmpcd), F_w (%) y la RGA (m^3/m^3), adicionalmente se coloca la reserva remanente 2P (RR2P) asociada a estos intervalos. De existir alguna observación se anotará en el apartado dedicado a ello.

- *Pozos vecinos productores*

Se revisa el dato del último aforo de aceite, gas y agua de cada pozo vecino productor, el dato debe de ser el más reciente a la fecha en que se realiza la ficha, posteriormente se procede al llenado tomando en cuenta que la

información se debe indicar en las siguientes unidades: Q_o (bpd), Q_g (mmpcd), RGA (m^3/m^3), F_w (%) y la distancia al pozo objetivo (m).

- *Instalaciones*

Existencia y condición de instalaciones superficiales. Se inspeccionara cabezal, batería, SAP y estatus de la línea de descarga. Las acciones que se deben realizar para conocer si las estructuras son útiles se definen por inspeccionar la infraestructura, es decir conocer las condiciones actuales del equipo y evaluar si el equipo y las instalaciones superficiales son útiles para su uso.

Diagramática del campo con ubicación del pozo

- *Pozos vecinos*

Se revisa su comportamiento de producción actual, su posición estructural con respecto al pozo de estudio, sus zonas abiertas a producción correlacionadas con la del pozo estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.

- *Análisis de datos geológicos*

De la posición estructural del pozo en el yacimiento, se realizan análisis estratigráficos de los cortes transversales del pozo en correlación con sus pozos vecinos. Identificación de los contactos agua aceite (CAA) y contacto gas aceite (CGA).

Evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y prospectivos

Identificación de los intervalos abiertos y prospectivos, mediante la evaluación de los diferentes registros disponibles en la ficha técnica como pueden ser: las curvas de potencial natural, rayos gamma, calibración del agujero, curvas de resistividad, índice de porosidad sónico, densidad, neutrón; es posible interpretar los valores de

saturación de agua; así como también se grafican los volúmenes de fluidos y el volumen litológico. Los intervalos prospectivos que presenten mejor porosidad y permeabilidad, serán prioridad al momento de determinar una actividad de reactivación al pozo.

Comportamiento de producción del pozo

El comportamiento de producción del pozo se representa por medio de gráficas que indican la cantidad de cada tipo de fluido producido a través del tiempo. La primera gráfica muestra el comportamiento de la producción de aceite (Q_o) bpd vs tiempo (t), la segunda el comportamiento del gas (Q_g) mmpcd vs tiempo (t) y la tercera la producción histórica de agua. Cada gráfica también muestra los acumulados de aceite (N_p) en mmb y el gas (G_p) en mmmpc.

Mapa de producción acumulada

Es la representación de la producción acumulada de aceite (NP), gas (G_p) y agua de los pozos que son productores en una zona determinada del yacimiento. Se debe hacer la identificación del pozo de interés y marcarlo para poder comparar como ha sido su producción con respecto a sus pozos vecinos productores.

Comportamiento de presión estática del campo

La presión estática es medida en un pozo después de que se haya cerrado durante un período de tiempo, usualmente después de 24 o 72 horas, dependiendo de las características del yacimiento (se conoce como tiempo de estabilización). Cuando se descubre un yacimiento, la presión estática es igual a la presión inicial, después de que comienza la producción, la presión estática se aproxima a la presión promedio del yacimiento.

Conocer la presión estática nos ayudará a determinar las características de las instalaciones superficiales y subsuperficiales para el manejo de los hidrocarburos que se produzcan.

Comportamiento dinámico del pozo antes del cierre

Se colocaran la gráfica que representa el comportamiento de la salinidad expresada en miles de partes por millón (mppm) y el % de agua producida durante el tiempo que ha producido el pozo.

También se colocará la gráfica que representa las diferentes presiones que se presentan en la cabeza del pozo (PTP), presión en la línea de descarga (PLD), presión en la tubería de revestimiento (PTR) considerando el estrangulador a través del cual está fluyendo el pozo.

Estado Mecánico, árbol de válvulas y LDD del pozo a una fecha

- Representación gráfica de la condición mecánica del pozo donde se describe como fue construido el pozo por ejemplo cuantas tuberías de revestimiento, liner, profundidad de los empacadores, profundidades a las cuales se realizaron las cementaciones las características técnicas de los accesorios como diámetros, clasificación del tipo de tuberías y también como está la relación con los intervalos de interés en la formación productora y en general todos los trabajos realizados después de la terminación a la fecha en que se construya la ficha técnica.
- Coordenadas del pozo en U.T.M. que es la ubicación espacial del pozo.
- Foto del árbol de válvulas, LDD del pozo y camino de acceso; donde se aprecie la condición actual de los mismos.

- La distribución de accesorios del pozo.

Resumen histórico de intervenciones

Son todos los trabajos realizados al pozo desde su perforación y terminación hasta la fecha en que se construya la ficha, mismos que deben de aparecer en orden cronológico. Esta información es primordial para el diagnóstico del pozo y la recomendación del tipo de intervención a realizar para la reactivación de pozo.

2. Análisis de información

Durante la vida productiva de un pozo se presentan diversas situaciones que impiden que este siga produciendo, es por ello que se procede a analizar las causas que no permitieron seguir con su producción, para luego hacer las recomendaciones necesarias que permitan al pozo seguir produciendo. Los insumos que se deben visualizar para detectar la causa de cierre son:

- ✓ Fichas técnicas
- ✓ Información histórica de producción
- ✓ Registros geofísicos
- ✓ Información de pozos y campos análogos:
 - ❖ RR, NP, GP, contactos, producción.

El procedimiento consiste en:

- Identificadas las causas de cierre y las diferentes problemáticas que haya presentado el pozo durante su vida productiva se genera un diagnóstico lo que se concluye del análisis.

Conocer esta información nos ayudará a determinar si el pozo tiene o no oportunidades de explotación. Si desde análisis para el diagnóstico el pozo

presenta problemas mecánicos que impiden su ejecución o no cuenta con intervalos prospectivos o con reserva, el pozo no será tomado en cuenta, quedando solo aquellos pozos que tengan una factibilidad técnica de reactivación.

3. Determinación de oportunidades

El siguiente paso de acuerdo al diagrama de flujo después del análisis de la información es determinar si el pozo tiene o no factibilidad técnica de ser explotado, situación que se describe en el diagnóstico del pozo.

Para la determinación de las oportunidades lo primero que se hará es determinar un objetivo y las reservas asociadas al mismo, se elegirá el tipo de intervención y se detallaran las actividades con las cuales se puede reactivar el pozo, se hará una estimación de un gasto inicial de aceite y gas y el flujo fraccional de agua esperado, así como la construcción de su pronóstico de producción con un perfil determinístico y sus perfiles probabilísticos a P10, P50, P75 y P90.

3.1 Definición de objetivo y reservas

Cuando se habla de la definición de objetivo, se refiere a determinar los intervalos que se pretenden explotar, esta decisión será fundamentada por la interpretación de los diferentes registros que contenga la ficha técnica y que estén contenidos en el cuarto de datos.

Se analizan de los intervalos ya explotados cuáles fueron las causas por la que dejaron de producir (incremento en el flujo fraccional de agua, declinación natural, baja presión de fondo, generación de parafinas o asfáltenos, entre otros), se verifica si es factible hacer producir nuevamente estos intervalos con el uso de nuevas técnicas y tecnologías que hagan rentable su explotación y finalmente los intervalos prospectivos, que son todos aquellos que en su momento no fueron explotados pero que en los registros geofísicos manifiestan probable acumulación

de hidrocarburos, esto sucede principalmente en formaciones del terciario donde normalmente se explotan diversas arenas que se encuentran a diferentes profundidades.

Los pozos pueden tener una reserva autorizada (reserva que asigna PEMEX Exploración y Producción) que puede ser diferente a la reserva verificada (reserva estimada por parte del grupo de reactivación de pozos cerrados) con la información obtenida y el análisis realizado, para una visualización rápida se define a continuación una pequeña clasificación de los objetivos de acuerdo a los intervalos que se pretenden explotar, asociando a cada uno de ellos su tipo de reservas, tal como se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Clasificación de reservas de acuerdo al tipo de objetivo

Objetivo en la misma formación y agujero	Intervalo abierto (IA) = Reserva Probada Produciendo (RPP)
	IA + Nvo. Intervalo (NI) = RPP + Reserva Probada No Produciendo (RPRNP)
	Abandono del IA + NI = (RPNP)
Objetivo en otra formación y mismo agujero	Incorporar NI = Reserva Probable (RP)
Objetivo en la misma formación y diferente agujero	Reserva Probable (RP)

3.2 Definición del tipo de intervención de acuerdo al objetivo y requerimientos mecánicos del pozo.

- Se procede a presentar la mejor propuesta de reactivación que permita continuar con la vida productiva del pozo y poder incrementar la recuperación de los hidrocarburos presentes en el yacimiento,

considerando la compatibilidad de las condiciones mecánicas del pozo y el análisis de la infraestructura requerida.

- De acuerdo a la problemática y las consideraciones que tiene el pozo, la definición del tipo de intervención será de acuerdo al objetivo seleccionado. La intervención consistirá en la ejecución de alguna reparación mayor o menor, que puede ser con o sin equipo.
- Definición de las actividades a realizar para la recuperación de la reserva remanente, por ejemplo: control de agua, redisparos, tubería de revestimiento rota, cambio y/o aplicación de sistemas artificiales, inhibición de parafinas y/o asfáltenos, mala adherencia, entre otros).

3.3 Determinar un Q_o y Q_g inicial

Para la determinación de un gasto inicial de aceite y gas es necesario que se tengan los siguientes insumos:

- ✓ Objetivo de intervención
- ✓ Tipo de intervención
- ✓ Propiedades petrofísicas del IA y/o NI (h , S_w , k , porosidad) del pozo y pozos vecinos con continuidad lateral.
- ✓ Q_o y Q_g de pozos vecinos productores
- ✓ Histórico de producción del pozo de estudio

El gasto de aceite y gas inicial (Q_{oi} y Q_{gi}) determinístico se calcula así:

- ❖ Promedio del último gasto de aceite y gas registrado de pozos vecinos.
- ❖ Reserva remanente asociada a los intervalos que se pretenden explotar.
- ❖ Promedio del comportamiento de producción de algún pozo vecino productor.

- ❖ Promedio de los datos históricos de producción del pozo de estudio (5 años).
- ❖ Cálculo analítico.

Otra forma de calcular un Q_o y Q_g inicial es por medio de un análisis estocástico:

- ❖ Probabilidad de ocurrencia a P50, a partir de gastos de pozos vecinos.
- ❖ Probabilidad de ocurrencia a P50, a partir del comportamiento de producción de algún pozo vecino productor.
- ❖ Probabilidad histórica a P50, del gasto de producción del pozo.
- ❖ Caracterización de variables petrofísicas e inclusión en Modelo Analítico Probabilístico

3.4 Construcción de pronósticos de producción (Perfil determinístico, P10, P50, P75 y P90)

Para construir el pronóstico de producción determinístico necesitamos:

- ✓ Q_i esperado
- ✓ Reserva remanente (RR)
- ✓ Factor de declinación (Fd)

Un pronóstico de producción se realiza por medio de curvas de producción asociadas a un factor de declinación, utilizando la historia de producción de los fluidos aceite y gas del pozo.

Para la construcción de los pronósticos de producción de cada uno de los pozos analizados del proyecto, se construyó un simulador en Excel previamente ajustado. El uso de esta herramienta se describe a continuación:

- I. Inicialmente nos presenta y permite la entrada de 28 datos históricos de producción de aceite, gas y agua del pozo en estudio, estos datos deben ser preferentemente los últimos antes del cierre del pozo; al ingresar esos

datos se generan dos gráficas que representa el comportamiento de producción del período elegido, una gráfica representa la producción de aceite y la otra la del gas.

- II. De las gráficas que se acaban de generar podremos determinar el factor de declinación (F_d), la herramienta “Simulador para construcción de pronósticos de producción” nos permite por medio del ajuste de una línea que represente la tendencia del comportamiento de producción del pozo; cada línea que generamos y ajustamos nos da un valor de declinación mensual, elegiremos aquella que represente mejor el comportamiento de producción y que pase por donde hay una mayor concentración de puntos.
- III. El siguiente paso es introducir el Q_{oi} (bpd), Q_{gi} (mmpcd), calculados en la actividad anterior, la RR2P (mmbpce) y el factor de conversión del gas. Al introducir estos datos, inmediatamente se genera una tabla que presenta la producción esperada mes a mes y que va de acuerdo a la declinación mensual previamente definida en el paso II.

A la par también se generan la gráficas que representan el comportamiento que se espera que tengan el gasto de aceite (Q_o vs t) y gas (Q_g vs t), el tiempo para el caso de este proyecto es de seis años.

Para la construcción de perfiles probabilísticos de producción a P10, P50, P75 y P90 se usará la misma herramienta “Simulador para construcción de pronósticos de producción” que se usó para el perfil determinístico.

Los datos que nos sirvieron para determinar el Q_o y Q_g iniciales (*ya sea de pozos vecinos, del comportamiento de producción de un pozo vecino y/o de la historia de producción del mismo pozo*) serán ingresados a la herramienta “Simulador para construcción de pronósticos de producción”, permitiendo la entrada de hasta 28 datos.

La herramienta calculara la probabilidad de que los gastos iniciales propuestos ocurran, el P10 representa un 90% de probabilidad de ocurrir y el P90 solo un 10%. Realizado el cálculo a P10, P50, P75 Y P90 con los datos ingresados, se genera una tabla que al igual que en el determinístico presenta la producción esperada mes a mes y que va de acuerdo a la declinación mensual previamente definida en el paso II, obteniendo así cuatro tablas.

La representación gráfica de la información contenida en cada una de las tablas se verá dentro de la gráfica (Q_o vs t) y (Q_g vs t) del perfil determinístico, resultando así en la generación de cuatro líneas adicionales de la que representa el perfil determinístico, mismo que siempre estará entre el P50 Y P75. Para el ajuste de este simulador se utilizó un simulador comercial (Crystal Ball).

3.5 Determinación de la N_p y G_p del pozo

Con la tabla de producción mensual que se genera en el “Simulador para construcción de pronósticos de producción” y de acuerdo al tiempo que hayamos elegido podemos calcular el N_p (mmb) y G_p (mmpc), mismo que siempre deberá ser menor a la RR2P que hayamos determinado.

4. Análisis de costos de las actividades propuestas

En función de la información histórica de las intervenciones y de acuerdo a las actividades propuestas para la reactivación del pozo:

- I. Discretizar e identificar los costos asociados tomando como base contratos ejecutados o en ejecución a aquellas actividades propuestas su reactivación.
- II. Se colocarán los costos a cada una de las actividades para la intervención del pozo.

- III. También se consideraron y costearon aquellas actividades que ayudarán al mantenimiento de la producción.
- IV. Se clasificaron por tipo de intervenciones tipo de acuerdo a sus costos y grado de complejidad. Lo que nos permitirá de manera inicial poder mapear todos los pozos del proyecto con costos tipo asociados a cada intervención.

La Tabla 3.3 muestra algunos ejemplos de reparaciones mayores sin y con equipo, donde se pueden ver diferentes tipos de actividades y su costo asociado. Por ejemplo para una estimulación se le estimo un costo de \$6,561,463.00.

Tabla 3.3 Ejemplo de tabla para el cálculo de costos de intervención para reparaciones mayores

REPARACIONES MAYORES SIN EQUIPO				
Tipo I (tapón mecánico)	Tipo II (Control de agua)	Tipo III (Exclusión de agua)	Tipo IV	Tipo V (Disparos)
Colocar tapón mecánico. Aislar intervalo.	Control de Agua; Gel y Cemento	Exclusión de Agua; Cemento Microfino	Tapón Cemento con TF	Pistolas entubadas 2"
\$8,681,981.79	\$10,302,109.49	\$11,612,046.79	\$8,104,161.79	\$7,097,408.79

Estimulación	Fracturamiento
\$6,561,463.00	\$10,690,162.00

REPARACIONES MAYORES CON EQUIPO			
Tipo I (cambio de intervalo)	Tipo II (Moler tapón, 3000 m)	Tipo III (Moler tapones 2-3)	Tipo IV REE
Efectuar cambio de intervalo: Aislar intervalo inferior y explotar intervalo superior, meter aparejo de producción de 2500 M.	Efectuar cementacion forzada a intervalo abierto, moler tapón, reconocer PI original y meter aparejo de producción. (Aparejo de 2000-3000 m)	Efectuar cementacion forzada a intervalo abierto, moler tapones (tres), reconocer PI original y meter aparejo de producción. (Aparejo de 2000-3000 m)	Reentrada de de 3500 - 5500 m, Saliendo en TR de 7" y Liner de 5"
\$18,127,846.41	\$19,840,542.41	\$21,741,064.19	\$112,503,391.21
	Tipo II (4500 m 1000 HP)		
	Efectuar cementacion forzada a intervalo abierto, moler tapón, reconocer PI original y meter aparejo de producción a 4500 m		
	\$20,622,554.41		
	RMACE_Tipo II_4500 m 2000 HP		
	Efectuar cementacion forzada a intervalo abierto, moler tapón, reconocer PI original y meter aparejo de producción a 4500 m		
	\$22,312,264.41		

La tabla 3.4 muestra ejemplos de reparaciones menores con y sin equipo, donde se pueden ver diferentes tipos de actividades y su costo asociado. Por ejemplo efectuar un cambio de sistema artificial por otro de características similares se le estimo un costo de \$7,307,166.04.

Tabla 3.4 Ejemplo de tabla para el cálculo de costos de intervención para reparaciones menores

REPARACIONES MENORES CON EQUIPO	
Tipo I (Cambio de SAP)	
Efectuar cambio de sistema artificial por otro de características similares	
\$7,307,166.04	
Tipo I_Térmico	
Conversion de sistema aparejo convencional por aparejo térmico	
\$27,825,527.29	

REPARACIONES MENORES SIN EQUIPO			
Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Abrir camisa con ULA	Abrir camisa con TF	Disparo puncher	Recuperar y Colgar TF
\$498,258.79	\$1,080,258.79	\$2,209,489.79	\$3,580,170.57

Taponamiento Terciario	Taponamiento Mesozoico
\$2,298,339.55	\$3,613,539.55

5. Evaluación económica

La metodología universalmente aceptada para la evaluación económica de proyectos se conoce como flujo de caja descontado. Esta consiste en un modelo matemático financiero, en el cual se simulan variables económicas y financieras asociadas a cada proyecto durante su operación futura. Este método relaciona los tres elementos básicos del negocio: inversión, ingresos y costos de operación, bajo ciertas condiciones fiscales, condiciones financieras de costo de capital y expectativas de ganancia del inversionista, a fin de obtener como resultado unos

indicadores sobre la efectividad financiera del negocio bajo un entorno de riesgo determinado.

Se tomaron en cuenta todos los pozos que después de ser analizados económicamente con el simulador (herramienta evaluadora de PEP) las corridas financieras y obtener los indicadores económicos VPN, VPI, VPNAI, VNPD, entre otros, hayan arrojado después de impuestos resultados positivos, esto con el fin de ratificar que son actividades económicamente rentables.

Premisas Económicas

- Horizonte económico
- Tasa de descuento
- Pronósticos de paridad cambiaria
- Pronósticos de precios de los hidrocarburos
- Régimen fiscal

Insumos

- Pronósticos del perfil de producción
- Costo de inversión
- Costos de operación y mantenimiento

Metodología

- Elementos del flujo de caja
 - (+) Ingresos
 - Egresos
 - (-) Costos de inversión
 - (-) Costos de operación y mantenimiento
 - (-) Derechos
 - (-) Impuestos

Indicadores económicos

- Valor Presente Neto (VPN)
- Valor Presente de la Inversión total (VPI)
- Eficiencia de la Inversión (EI)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de Recuperación de la Inversión

Con la finalidad de identificar las operaciones y premisas por campo, para obtener el indicador de rentabilidad, y así evaluar los pozos después de impuestos el cual de manera gráfica se muestra a continuación.

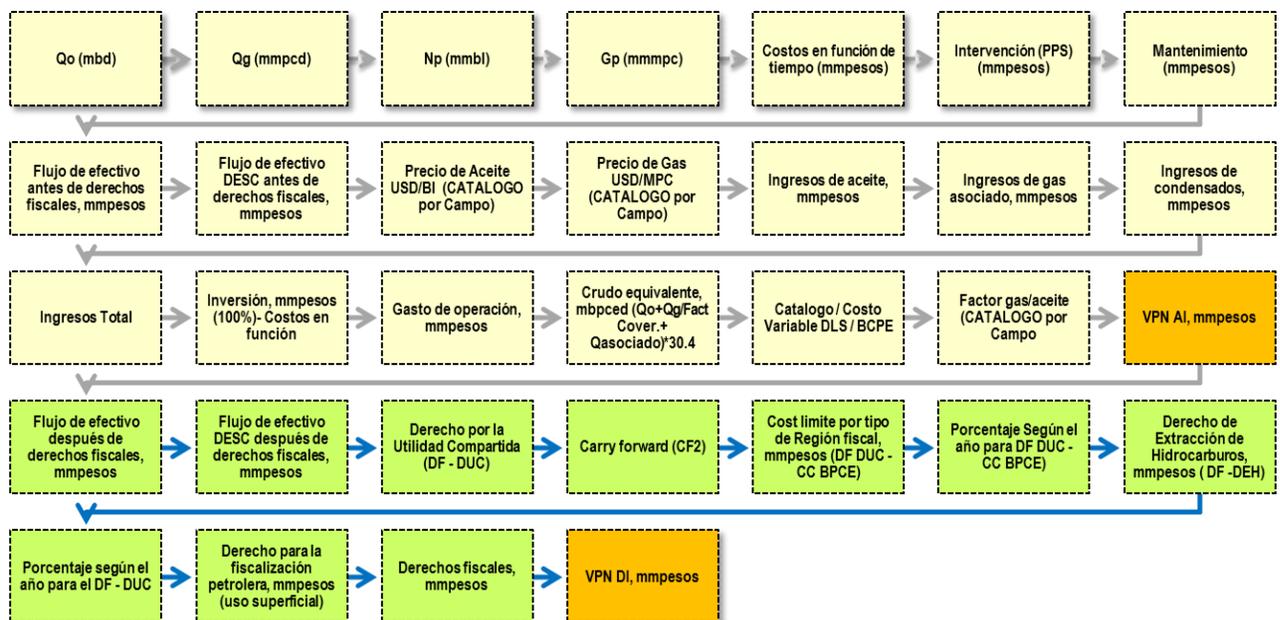


Figura 3.7 Esquema para visualizar de forma detallada los cálculos y premisas contenidas en el evaluador de PEMEX

Tabla 3.5 Premisas para el cálculo de VPN antes de impuestos (VPNAI)

Premisas	Que Hacer Formula
Inversión	$intervención + Mantenimiento = Inversión$
Ingresos	$Ingresos\ de\ aceite,\ mmpesos + Ingresos\ de\ gas\ asociado,\ mmpesos = Ingresos\ total$
Gastos de Operación	$\frac{Crudo\ equivalente}{Costo\ variable} \frac{(Qo+Qg/fc)*30.4}{10\ (us\ por\ barril)} = Gasto\ de\ operación$
Flujo efectivo antes DF	$Ingreso + Inversión + Gasto\ de\ operación = Flujo\ efectivo\ antes\ DF$
Flujo efectivo DESC antes DF	$\frac{Flujo\ efectivo\ antes\ DF}{1+Tasa\ de\ descuento\ mensual} = Flujo\ efectivo\ DESC\ antes\ DF$
VPNAI	$= \sum Flujo\ efectivo\ DESC\ antes\ DF = VPNAI,\ mmpesos$

Tabla 3.6 Premisas para el cálculo de VPN después de impuestos (VPNDI)

Premisas	Que Hacer Formula
Flujo de efectivo después de derechos fiscales	$Flujo\ efectivo\ antes\ DF - Derechos\ fiscales,\ mmpesos = FEDDF$
Flujo de efectivo DESC después de derechos fiscales,	$\frac{Flujo\ efectivo\ antes\ DF}{1+Tasa\ de\ descuento\ mensual} = Flujo\ efectivo\ DESC\ antes\ DF$
Derecho por la Utilidad Compartida (DF - DUC)	$Ingreso\ total - Carry\ forward\ (CF2) - Derecho\ de\ Extracción\ de\ Hidrocarburos,\ mmpesos\ (DF - DEH) * Porcentaje\ según\ el\ año\ para\ el\ DF - DUC = Derecho\ por\ la\ utilidad\ compartida$
Carry forward (CF2)	$= Cost\ limite\ por\ tipo\ de\ Región\ fiscal,\ mmpesos\ (DF\ DUC - CC\ BPCE) = Carry\ forward\ (CF2)$
Cost limite por tipo de Región fiscal, (DF DUC - CC BPCE)	$Ingreso\ total * Porcentaje\ según\ el\ año\ para\ el\ DF - DUC = Cost\ limite\ por\ tipo\ de\ Región\ fiscal$
Porcentaje Según el año para DF DUC - CC BPCE)	
Derecho de Extracción de Hidrocarburos, (DF -DEH)	$Precio\ de\ aceite * Precio\ de\ gas * Ingreso\ de\ gas\ no\ asociado * ingreso\ de\ aceite * ingreso\ de\ gas\ asociado / 100 = Derecho\ de\ extracción\ de\ hidrocarburos$
Porcentaje según el año para el DF - DUC	
Derecho para la fiscalización petrolera, (uso superficial)	$Ingreso\ total - Derecho\ por\ la\ utilidad\ compartida - Derecho\ de\ Extracción\ de\ Hidrocarburos,\ mmpesos\ (DF - DEH) * Porcentaje\ de\ uso\ superficial DUC = Derecho\ para\ la\ fiscalización\ petrolera$
Derechos fiscales	$Derecho\ por\ la\ Utilidad\ Compartida\ (DF - DUC) + Derecho\ de\ Extracción\ de\ Hidrocarburos,\ mmpesos\ (DF - DEH) + Derecho\ para\ la\ fiscalización\ petrolera,\ mmpesos\ (uso\ superficial) = Derechos\ fiscales,\ mmpesos$
VPN DI	$= \sum Flujo\ efectivo\ DESC\ antes\ DF = VPN\ AI,\ mmpesos$

6. Consolidación de los pozos que integraran cada proyecto.

En una primera fase de la estrategia se seleccionaron 598 pozos, los cuales fueron analizados siguiendo la Metodología IPCPE y por último como parte de la misma se les aplicaron los criterios de la plantilla del evaluador proporcionada por la Gerencia de Programación y Evaluación de la SPCT para obtener indicadores de valor presenta neto (VPN) antes y después de impuestos; resultando 223 pozos como viables, cuyos indicadores después de impuestos fueron positivos, los cuales representan el 17% del total de pozos con posibilidades de explotación.

Con los pozos seleccionados de cada Activo, se procedió a definir cada uno de los cuatro proyectos que conforman la estrategia de reactivación. Los parámetros para definirlos se consideraron de acuerdo a su ubicación geográfica, tipo de formación a intervenir, profundidad de las formaciones productoras y utilización tanto de sistemas artificiales de producción como de infraestructura superficial.

3.3. ELABORACIÓN DE LAS FICHAS TÉCNICAS

Para mostrar de manera desarrollada como se construyeron cada una de las fichas técnicas y la aplicación de la metodología, se ejemplificara con la explicación de un pozo. La información de los pozos del proyecto es de carácter confidencial, por lo que se tomo un pozo incluido en el mismo, el cual se renombra como Ato 10, este pozo fue cerrado por alto porcentaje de agua.

3.3.1. Identificación del universo de pozos cerrados en la SPCT

Tomando en consideración el inventario total de pozos cerrados con posibilidades de explotación de los campos pertenecientes a la Subdirección de Campos Terrestres 1319 pozos, se obtuvo información suficiente para iniciar el análisis en una primera fase del proyecto de 598 pozos de los cuales se pudieron construir el

mismo número de fichas lo que represento el 45% del número total de pozos contenidos en los estados de pozos institucionales. (Figura 3.8)

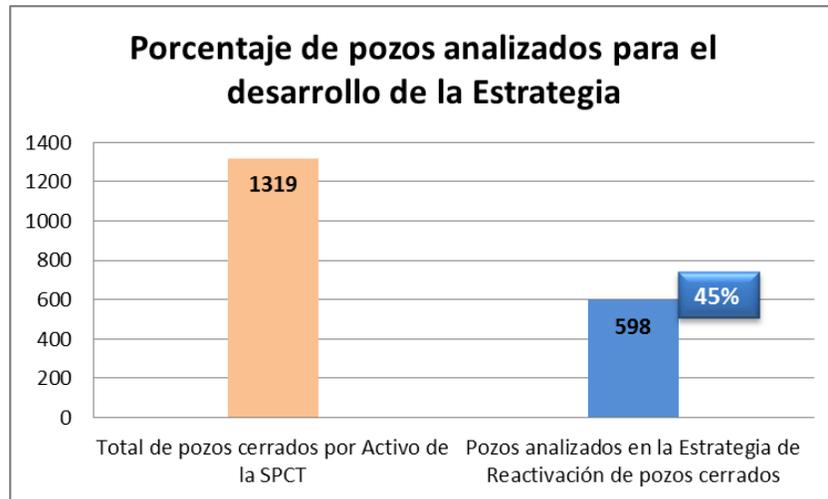


Figura 3.8 Porcentaje total de pozos analizados en la fase I del proyecto con respecto al número total de pozos existentes en el estado de pozos institucional de PEP

3.3.2. Análisis de información

De acuerdo a la metodología se debe hacer un análisis para determinar si el pozo tiene factibilidad de ser reactivado, con información contenida en la ficha técnica y de ser necesario con información complementaria disponible en el cuarto de datos. Para el proyecto de pozos cerrados se analizaron los 598 pozos seleccionados.

ANTECEDENTES

En el apartado de antecedentes se divide en dos partes, la primera corresponde a la Figura 3.9 que representa el mapa estructural y la ubicación del pozo y la segunda corresponde a la información de la Tabla 3.7, donde se muestran los datos principales del pozo y del campo, la formación productora, cuando fue perforado el pozo, la fecha de cierre y sus causas, tipo de pozo, ubicación

geográfica, datos del yacimiento (permeabilidad, porosidad, saturación de agua, reserva remanente, N_p , G_p entre otros).

1. Ubicación

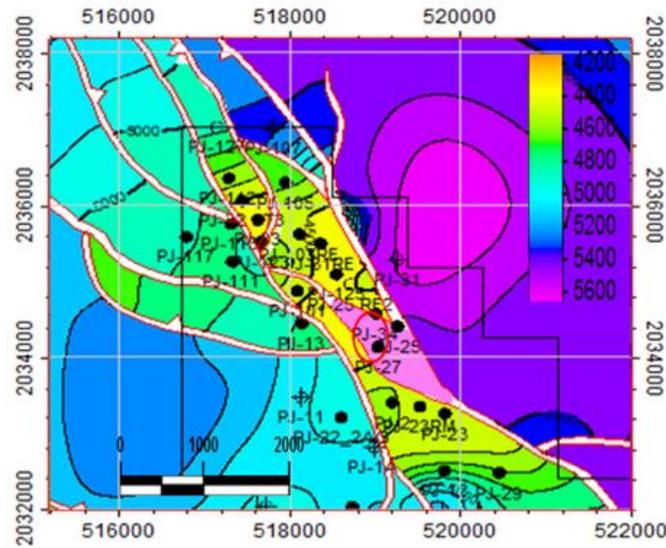


Figura 3.9 Ficha técnica – Mapa estructural

Tabla 3.7 Ficha técnica - Datos generales del pozo

Datos Generales					
Campo: Ato			Pozo: Ato 10		
Yacimiento: KI, KM, KS			Activo de Producción: Samaria Luna		
Inició Producción: 01-07-2009			Fecha Cierre: 20-11-2015		
Tipo de perforación: Direccional			Prof. Int. Total: 5,375 mD		
Estado: Cerrado			Municipio: Centla		
Causas del cierre del pozo: alto porcentaje de agua.					
Yacimiento					
N_p	2.8	<u>mmb</u>	RGA	364	m^3/m^3
G_p	7.5	<u>mmpc</u>	CGA	-	<u>mblm</u>
RR2P	0.090	<u>mmpcpe</u>	CAA	4750	m
ρ	39-43	<u>°API</u>	\emptyset	4-6	%
			K	0.2	md
			<u>Sw</u>	69.4	%

ANTECEDENTES DEL POZO

La Tabla 3.8 muestra los datos de los últimos aforos, los intervalos productores, si existen o no intervalos prospectivos, información de producción de pozos vecinos, la distancia del pozo como opera el pozo, que infraestructura contiene, entre otros.

Tabla 3.8 Ficha técnica - Antecedentes del pozo

Pozo									
Intervalos			Últimos Aforos					Reservas	Observaciones
Intervalo(mD)	Yacimiento	Abierto o Prospectivo	fecha	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	Fw (%)	RGA (m ³ /m ³)	Remanente 2P	
5178-5205, 5270-5276, 4887-5049	KI, KM, KS	Cerrado	16-mar-15	269	0.54	66.10	307	0.090	
			25-abr-15	349	1.60	60	307		
			6-jun-15	340	0.50	60.50	450		
			7-jun-15	366	0.80	62.50	450		
			9-jun-15	214	0.40	67.80	450		
			11-jun-15	129	0.20	64.00	450		
			12-jun-15	109	0.20	69.40	450		

Pozos vecinos productores						Instalaciones	
Pozo	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	RGA (m ³ /m ³)	Fw (%)	Distancia al pozo Objetivo(m)	Cabezal	Pijije 1A
Ato 2	84	0.267	565	87	764	Batería	Pijije
Ato 33	577	1.416	437	24	2179	SAP	Fluyente
Ato 34	698	2.163	552	67	442	Estatus LDD	
Ato 31	528	2.708	914	77			

DIAGRAMÁTICA DEL POZO CON UBICACIÓN DEL POZO

La Figura 3.10 muestra la diagramática del, donde se aprecia cual es la posición estructural del pozo con respecto a los pozos que operan en el campo en los intervalos productores, el contacto agua aceite, la profundidad vertical desarrollada para cada uno de los pozos que conforman el campo la formación productora de cada uno de los pozos.

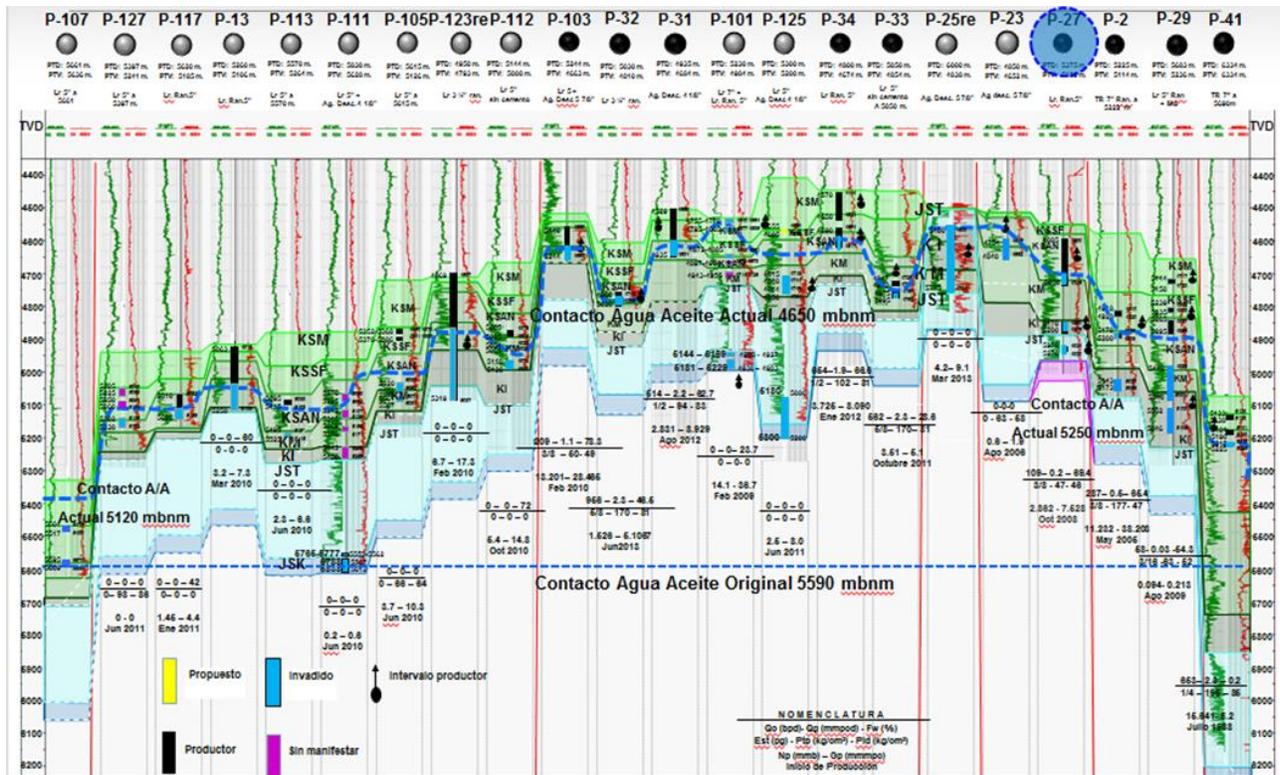


Figura 3.10 Ficha técnica – Diagramática del pozo

EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LOS INTERVALOS ABIERTOS Y PROSPECTIVOS

En el apartado de evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y prospectivos es muy importante ya que se definen las propiedades petrofísicas de la formación, de los intervalos que ya fueron explotados, los intervalos prospectivos, en donde existieron pérdidas durante la cementación, cuáles fueron las zonas donde existió manifestación de hidrocarburos la selección de los intervalos con respecto a la profundidad vertical desarrollada y cuáles son las oportunidades con intervalos prospectivos que se puedan identificar en los registros.

En la Figura 3.11 se pueden ver señalados los intervalos ranurados (4887-5049, 5178-5205 mD) indicados de color verde y el intervalo disparado (5270-5276 mD) indicado de color rojo. De lado derecho se tiene una evaluación de las

propiedades de los intervalos disparados, como: volumen de arcillas, porosidad, saturación de agua en porcentaje, densidad y resistencia. Por ejemplo el intervalo inferior se observa con una saturación de agua del 76%.

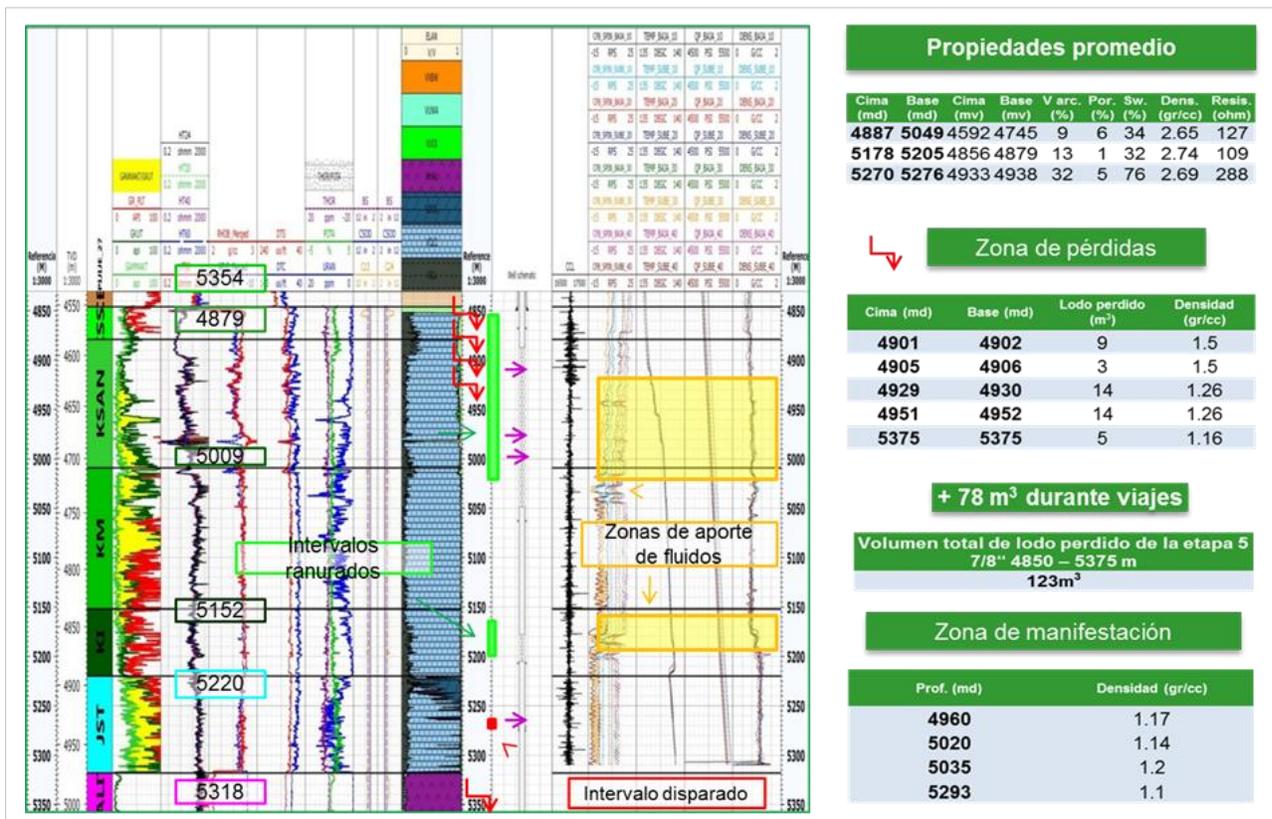


Figura 3.11 Ficha técnica – Evaluación petrofísica de los intervalos abiertos y prospectivos

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO

El comportamiento de producción del pozo refleja la historia de producción con respecto al tiempo, así como su producción acumulada en términos de aceite y gas, de la misma forma refleja el comportamiento del flujo fraccional de agua y la relación gas aceite, información que es muy importante para tomar decisiones con respecto a la forma en que se puede operar el pozo.

Para el caso de este pozo y de acuerdo a la Figura 3.13 se puede ver que el pozo estuvo produciendo desde octubre del 2008 a noviembre del 2015, acumulando una producción de aceite de 2.8 mmb y una producción acumulada de 7.5 mmmpc de gas, presentando en su período de producción previo a su cierre un porcentaje de agua de aproximadamente 70%.

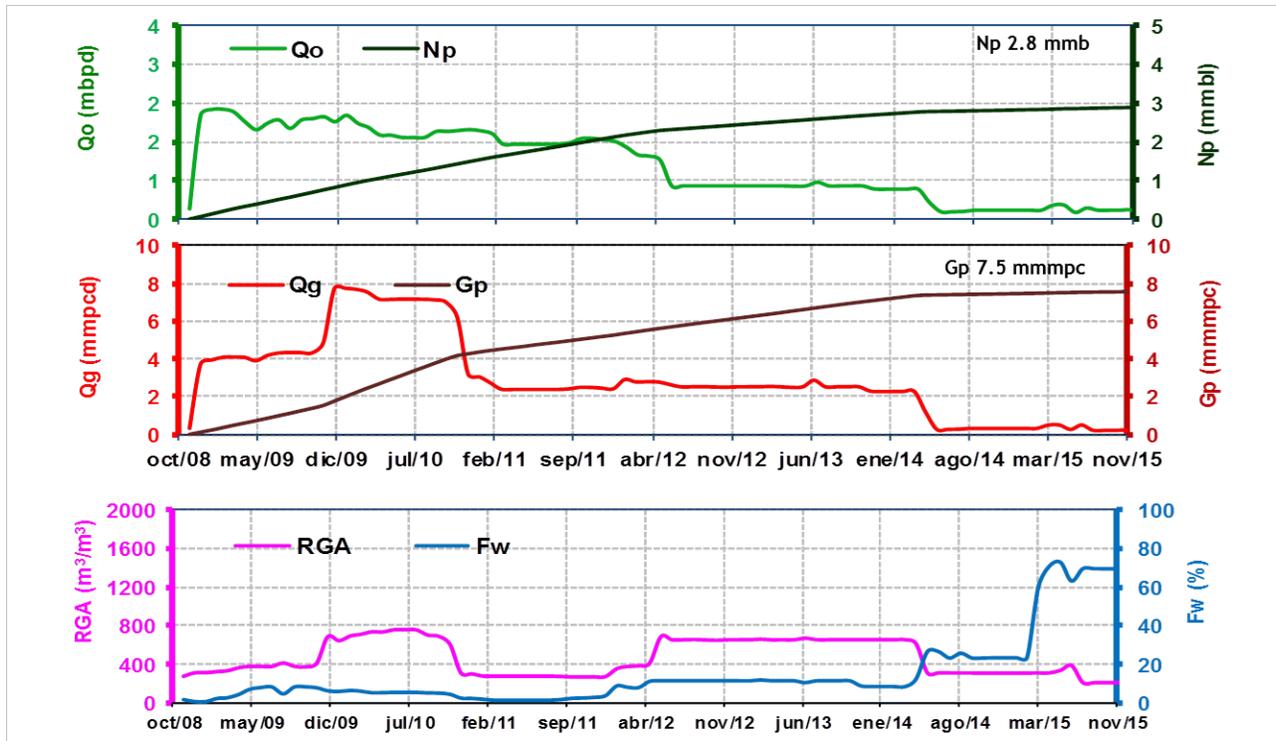


Figura 3.12 Ficha técnica – Comportamiento de producción del pozo

MAPA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DESTACANDO EL POZO OBJETIVO

El mapa de producción acumulada muestra de manera gráfica (gráfica de burbujas) las producciones acumuladas de los pozos que constituyen el campo tanto de aceite, agua y gas.

La figura 3.13 representa la acumulación de aceite, gas y agua del pozo analizado con respecto a sus pozos vecinos productores, pudiéndose observar que el pozo de estudio tiene una producción menor con respecto a sus vecinos.

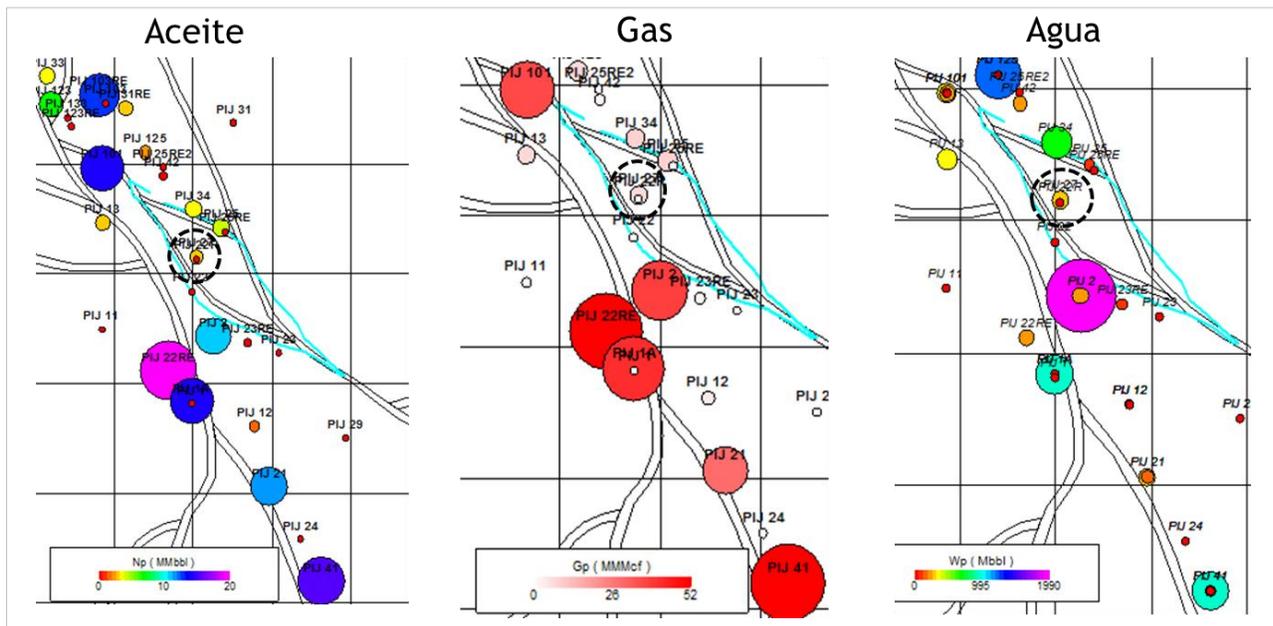


Figura 3.13 Ficha técnica – Gráfica de burbujas aceite, gas y agua

COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL POZO ANTES DEL CIERRE

El comportamiento dinámico del pozo antes del cierre refleja el comportamiento que tuvo el pozo en estudio en cuanto a la producción, el diámetro del estrangulador con el cuál se operó, el comportamiento de la presión tanto de fondo como de superficie, los parámetros antes citados establecen el comportamiento del pozo, así como las caídas de presión que tiene con respecto a la infraestructura existente, el comportamiento de agua nos da un indicador para que en función de la infraestructura para tratamiento de agua que se tiene se puedan tomar decisiones de hasta cuánta agua se puede manejar en superficie y los costos asociados.

En la figura 3.14 se puede observar en la primera gráfica, que a partir de abril del 2012 se eleva el porcentaje agua producido, lo cual se puede verificar y ratificar con la Figura 3.12. Aumentando por la misma razón la salinidad.

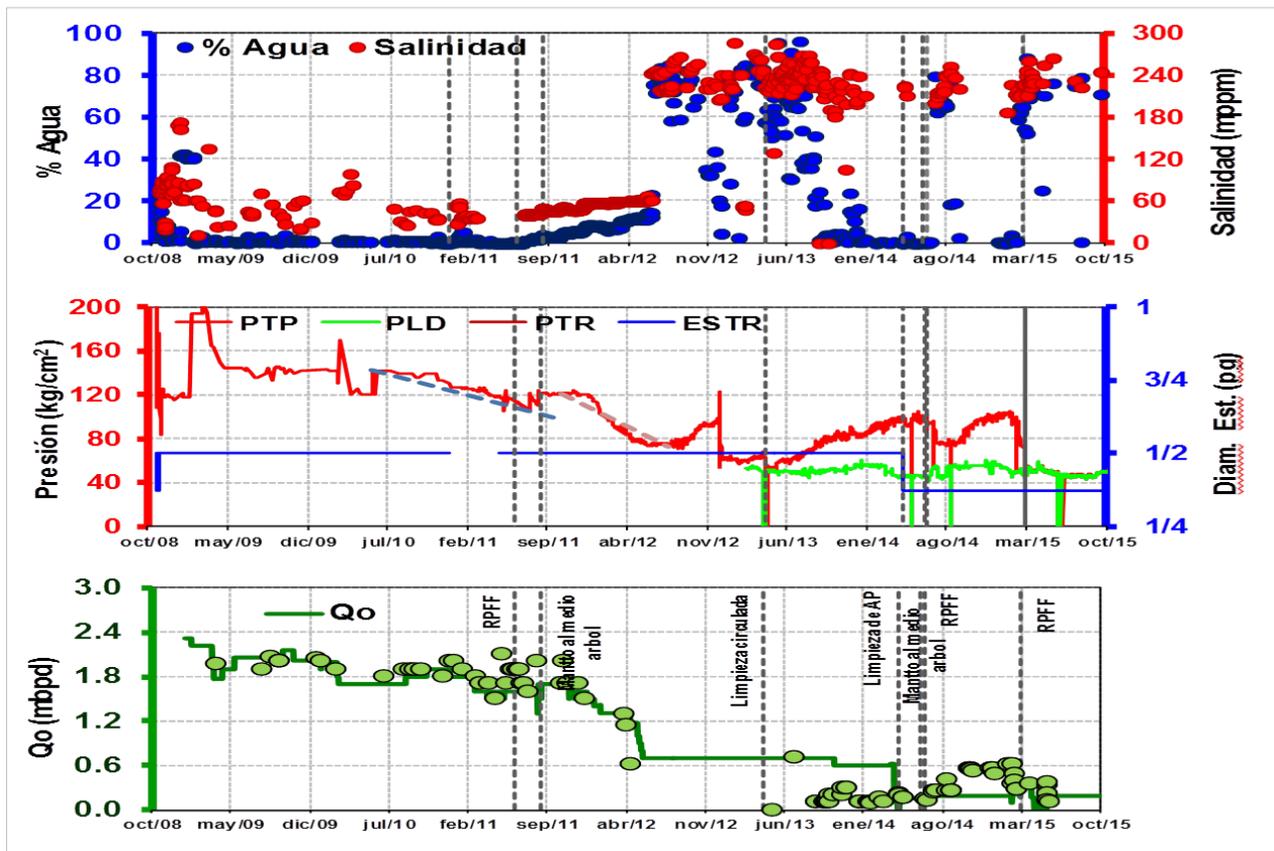


Figura 3.14 Ficha técnica –Comportamiento dinámico del pozo antes del cierre

ESTADO MECÁNICO, ÁRBOL DE VÁLVULAS Y LDD DEL POZO

La información contenida en el estado mecánico del pozo, el árbol de válvulas y la línea de descarga permite conocer que operaciones se pueden realizar conociendo los límites mecánicos de los accesorios, además de conocer el diámetro de la línea y el amarre del pozo, condiciones con las cuales podemos decidir cómo vamos a realizar la intervención y como operará el pozo, y sobre todo cuales serían las limitaciones para manejar la producción en superficie.

De la figura 3.15 podemos observar del estado mecánico por ejemplo, la profundidad de los intervalos productores (4888-5049, 5178-5206 y el 5270-5276 mD). Los intervalos superiores fueron terminados con empacadores hinchables y se encuentran ranurados. La profundidad total a la que se termino el pozo fue a 5,375 m. y la profundidad interior es de 5,367 m.



Figura 3.15 Ficha técnica – Estado mecánico, árbol de válvulas y LDD del pozo

RESUMEN HISTÓRICO DE INTERVENCIONES

Conocer las intervenciones historicas realizadas al pozo nos permite revisar que tipo de actividades se realizaron y si existen modificaciones al estado mecánico del pozo (en caso de reparaciones mayores o menores con equipo), sobre todo de los intervalos productores en que fechas fueron disparados, si requirió limpieza o estimulación despues del disparo, si manifesto presión al disparo, etc.

La Figura 3.16 muestra un resumen de las actividades que se le han realizado al pozo desde su terminación que fue en octubre del 2008, aunque el pozo se termina en esa fecha inicia su producción hasta julio del 2009. Al pozo se le han realizado tres registros de presión de fondo fluyendo RPF, en abril del 2015 se instaló un estrangulador de fondo para el control de agua, durando esta actividad solo siete meses, ya que después se cerro el pozo.

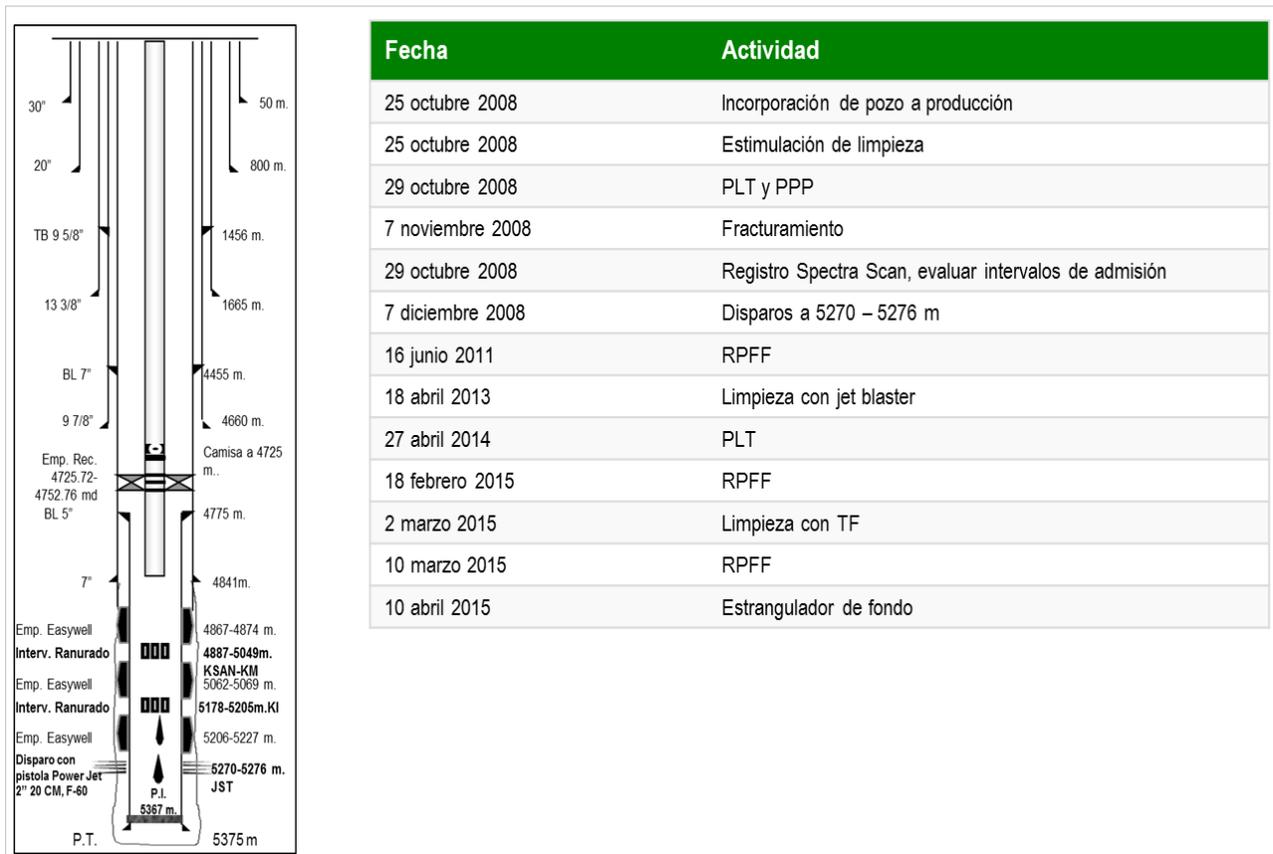


Figura 3.16 Ficha técnica – Resumen histórico de intervenciones

3.3.3. Determinación de oportunidades

Con toda la información que se ha descrito hasta el momento y realizando el análisis respectivo, ya estamos en condiciones de poder generar un diagnóstico y una propuesta de intervención, detallando las actividades mínimas para realizarla. Para el caso del ejemplo que nos ocupa, el resultado del análisis técnico dio como diagnóstico e intervención el siguiente:

Diagnóstico – Objetivo

- El pozo acumuló en 7 años (jul-09 a nov-15) 2.8 mmb de aceite y 7.5 mmpc de gas, con un Fw% de 69.4% en los intervalos abiertos actualmente 4887-5049, 5178-5205 y 5270-5276 md, de las formaciones KM, KI y KS, posee en su configuración mecánica un liner ranurado con empacadores hinchables, su ultimo aforo registro 109 bpd de aceite, 0.20 mmpcd de gas y Fw% de 69.40%, sus pozos vecinos son el Ato-2 y el Ato-34 ubicados hacia el Nor Oeste, al mismo nivel estructural, también se encuentran con alta producción de agua (Fw% 73%), el pozo fue cerrado por alto porcentaje de agua. Derivado de la terminación por empacadores hinchables y TR ranurada, los 3 intervalos abiertos y que comunican las 3 formaciones (KS-KM-KI), hace suponer que de origen la cementación no garantizaba un sello entre las formaciones y la TR de explotación. A partir de la respuesta del registro PLT se observa la entrada preferente de agua en la sección ranurada inferior.
- **Objetivo: RMA S/E.** Efectuar control de agua a los intervalos productores (5178-5206, 4888-5049, 5270-5276), realizar inducción con Nitrógeno e instalar válvula motora.

3.3.4. Análisis de costos de las actividades propuestas

Una vez obtenido el diagnóstico y definiendo la actividad mínima requerida el siguiente paso que nos marca la metodología es realizar el costeo de cada una de estas actividades en función de la intervención propuesta, la producción esperada y los días que durara la operación, con lo que obtenemos el costo total de la intervención inicial.

En la Tabla 3.9, lo primero que podemos apreciar es que el tipo de intervención que se le hará al pozo es una reparación mayor sin equipo, la cual consiste en efectuar operaciones de exclusión de agua a los intervalos productores, a lo cual se le asocio un costo de 5.542 millones de pesos, se estimulara, inducirá y medirá el pozo, lo cual tiene un costo asociado de 2.397 millones de pesos. Para realizar las actividades de intervención al pozo se estimo un costo total de 8.7 millones de pesos. La intervención se espera que dure aproximadamente 10 días.

Tabla 3.9 Ficha técnica – Análisis de costos de las actividades mínimas requeridas para la reactivación del pozo

POZO: ATO 10	INTERV. RMA S/E	PROD. ESP. 114 BPD
		TIEMPO: 10 DIAS
Actividad		Costo MM Pesos
Efectuar toma de información de pozo		0.120
Operación sin equipo de Exclusión de agua (C.F., UAP, TF, N2)		5.542
Evaluar pozo		0.539
Estimulación, Inducción, evaluación y medición		2.397
Suministro válvula Motora (BNI)		0.076
Suministro y equipos auxiliares		0.046
	Costo Total (MMP)	8.70

La Tabla 3.10 presenta el costo de las actividades mínimas requeridas para incorporar el pozo a producción como: el total de los costos por infraestructura e instalaciones con un costo de 1.093 millones de pesos y por concepto de medición se estimo un costo de 4.478 millones de pesos. El pozo se espera que este en producción 67 meses.

Tabla 3.10 Ficha técnica – Actividad mínima requerida para incorporar el pozo a producción

Actividades de Infraestructura/Instalaciones	Frecuencia (Una sola exhibición)	Costo de Infraestructura (MMpesos)
Total	1	1.093

Operación del pozo	Meses
Tiempo estimado de duración del pozo en producción dentro del contrato	67

Actividades de Medición del pozo	Costo (MMpesos/mes)	Costo total de Medición (MMpesos)
Medición a boca de pozo con equipo multifásico – 4 mediciones por mes.	0.067	4.478

Se considera el costo de la actividad mínima requerida de cada uno de los conceptos incluyendo la frecuencia en que se llevarán a cabo estas actividades, que permitirán que el pozo opere de manera continua durante el tiempo proyectado.

Con este último concepto ya se tienen todos los rubros en términos de inversión y costo de operación que impactaran de manera directa en la rehabilitación del pozo.

La Tabla 3.11 muestra inicialmente los principales conceptos para el mantenimiento de la producción, donde incluso se estimo un costo de 2 millones de pesos para una reparación mayor sin equipo que se le pueda realizar al pozo

más adelante, ese costo más el costo total de los otros conceptos, nos da un total de 4.230 millones de pesos. Al final de la tabla se presentan el costo total, dividido en el costo estimado de la intervención (como se ve en la Tabla 3.9) de 8.7 millones de pesos, y para el concepto de mantenimiento de producción un costo de 9.8 millones de pesos, para obtener un costo total de 18.5 millones de pesos.

Tabla 3.11 Ficha técnica – Actividad mínima requerida para el mantenimiento de producción

Actividad de Mantenimiento de la producción	Frecuencia	Costo mensual (MMpesos/unid)	Costo de Mantenimiento de producción (MMpesos)
Intervención adicional RMA S/E	único	-	2.000
Seguridad	único	-	0.050
Gestoría	1 vez/año	0.100	0.558
Reclamaciones	1 vez/año	0.080	0.447
Mantenimiento a LDD	1 vez/año	0.027	0.151
Mantenimiento a vías de acceso, área de pera y contrapozo	1 vez/año	0.162	0.905
Mantenimiento de Medio árbol de válvulas/Pintura, infraestructura	único	-	0.120
Total			4.230

Costo de Intervención (MMPesos)		8.70
Costo Total de Mantenimiento de Producción (MMPesos)		9.80
Infraestructura	1.093	
Medición	4.478	
Mantenimiento de Producción	4.230	
Costo Total (MMPesos)		18.50

Finalmente se construye una tabla en Excel donde se consideran ya los resultados finales del análisis, como son el gasto inicial de aceite y gas, la reserva remanente, el flujo fraccional de agua para posteriormente construir el perfil de producción esperado del pozo.

Continuando con el ejemplo, la Tabla 3.12 muestra un resumen, obteniendo los datos para su llenado de la información resultante del diagnóstico y del análisis de oportunidades. Para este caso como ya se dijo antes, se espera una producción de aceite de 114 bpd y de gas 0.363 mmpcd; el pozo cuenta con una reserva remanente de 0.090 Mmbpce, el tipo de trabajo a realizar será una reparación mayor con equipo, la estimación del gasto fue en función de los pozos vecinos de correlación (véase Tabla 3.8).

Tabla 3.12 Ficha técnica – Tabla resumen

Pozo	Qo inicial (BPD)	Qg inicial (MMPCD)	RGA (m3/m3)	Fw (%)	Tipo de hidrocarburo	Fd. Mes %	RR2P (Mmbpce)	Formación Objetivo	Tipo de Trabajo	PI (md)	Gastos	Observaciones
ATO 10	114	0.363	567	30	Acetite/Gas	7.35	0.090	Mesozoico	RMA S/E	5367	La producción fue asignada en función de los pozos de correlación	El pozo acumuló en 7 años (jul-09 a nov-15) 2.8 mmb de aceite y 7.5 mmpcd de gas, con un Fw% de 69.4% en los intervalos abiertos actualmente 4887-5049, 5178-5205 y 5270-5276 md, de las formaciones KM, KI y KS, posee en su configuración mecánica un liner ranurado con empacadores hinchables, su último aforo registro 109 bpd de aceite, 0.20 mmpcd de gas y Fw% de 69.40%, sus pozos vecinos son el Ato-2 y el Ato-34 ubicados hacia el Nor Oeste, al mismo nivel estructural, también se encuentran con alta producción de agua (Fw% 73%), el pozo fue cerrado por alto porcentaje de agua. Derivado de la terminación por empacadores hinchables y TR ranurada, los 3 intervalos abiertos y que comunican las 3 formaciones (KS-KM-KI), hace suponer que de origen la cementación no garantizaba un sello entre las formaciones y la TR de explotación. A partir de la respuesta del registro PLT se observa la entrada preferente de agua en la sección ranurada inferior.

3.3.5. Construcción de pronósticos de producción

Con el perfil de producción en términos determinísticos se realiza la simulación y el análisis probabilístico del perfil de producción en diferentes percentiles desde P10 hasta P90 tanto de aceite como de gas, con lo cual podremos realizar posteriormente la evaluación económica del pozo y definir la rentabilidad del mismo.

La Figura 3.17 muestra el perfil de producción de aceite del pozo Ato 10, donde la línea amarilla corresponde al perfil determinístico, se puede ver que la producción de aceite inicial esperada es de 114 bpd, acumulando aproximadamente 0.047 mmb. Las otras cuatro líneas corresponden a los diferentes percentiles, teniendo para cada uno de ellos un gasto de aceite inicial esperado y su respectivo acumulado.

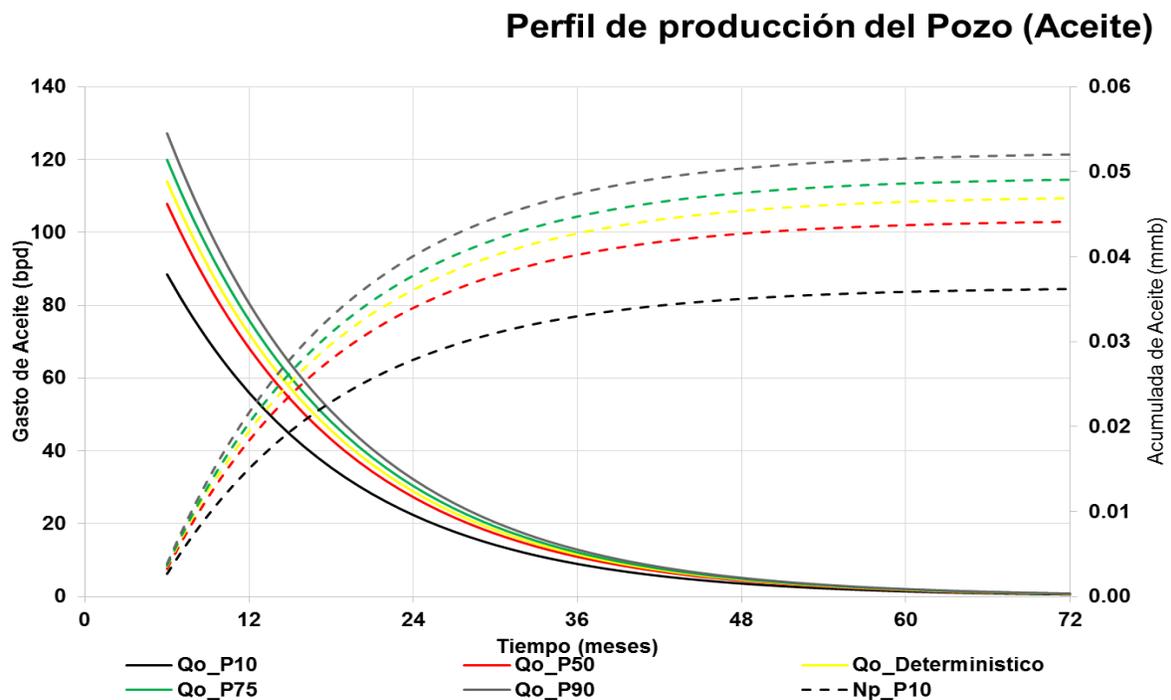


Figura 3.17 Ficha técnica – Perfiles de producción de Aceite

La Figura 3.18 muestra el perfil de producción de gas del pozo Ato 10, donde la línea amarilla corresponde al perfil determinístico, se puede ver que la producción de gas inicial esperada es de 0.369 bpd, acumulando aproximadamente 0.16 mmmpc. Las otras cuatro líneas corresponden a los diferentes percentiles, teniendo para cada uno de ellos un gasto de gas inicial esperado y su respectivo acumulado.

Perfil de producción del Pozo (Gas)

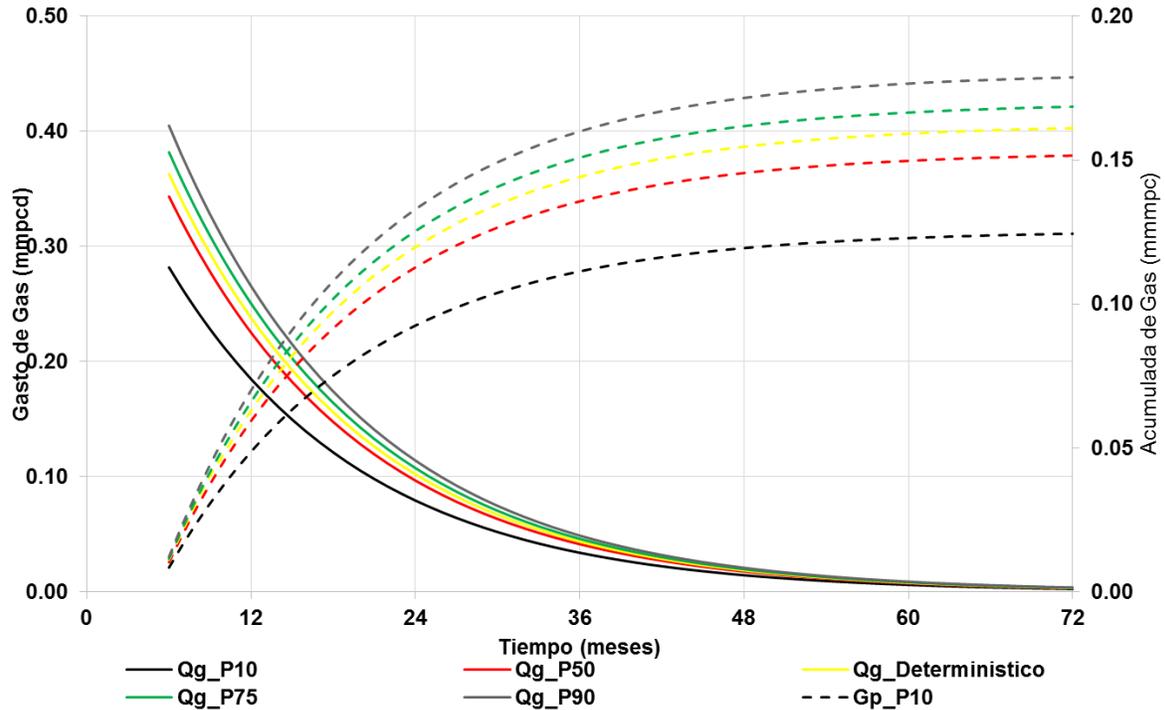


Figura 3.18 Ficha técnica – Perfiles de producción de Gas

3.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Uno de los parámetros importantes en la evaluación económica es la estructura de costos, mediante la cual se determinan los costos de las actividades que se requieren para la reactivación y mantenimiento del pozo analizado, por lo que se revisaron y analizaron los precios unitarios de contratos ejecutados o en ejecución y se definieron los costos finales para cada uno de los cuatro grandes grupos definidos como son:

A) Inversión

1. Costo de Intervención
2. Costo de Infraestructura

B) Operación y Mantenimiento

1. Costo de Medición
2. Costo de mantenimiento a la producción, desglosado en catorce numerales para cada una de las actividades definidas.

La Tabla 3.13 ejemplifica los costos para el caso del pozo ejemplificado, donde de manera inicial se divide en cuatro costos principales, los cuales son: costo de intervención, costo de infraestructura, costo de medición y costo de mantenimiento de producción. El cuarto costo se subdivide en 14 conceptos, de los cuales se muestra el costo asociado a cada uno, siendo la suma de estos igual al costo de mantenimiento de producción; dentro de los costos considerados en esta sección se tiene el concepto 4.1, lo que representa las posibles actividades adicionales que se le podrían hacer al pozo más adelante con la finalidad de mantener la producción, para el caso de este pozo se esta considerando una RMA S/E (Redisparos =DCP) con un costo de 0.6 millones de pesos y una RMA S/E (Estimulación/TF/Limpieza) con un costo de 1.4 millones de pesos, dando el total de 2 millones que se tienen para el concepto 4.1.

El costo total es la suma de los costos 1, 2, 3 y 4 de acuerdo a la Tabla 3.13. Esta tabla es la que alimenta las Tablas 3.9, 3.10 y 3.11.

Tabla 3.13 Costos de inversión, operación y mantenimiento

Pozo	Ato 10	Total
Actividad de reactivación	RMA SE	
Costo Total	\$18.50	\$18.50
1- Costo Intervención	\$8.70	\$8.70
2- Costo de infraestructura	\$1.09	\$1.09
3- Costo de medición	\$4.48	\$4.48
4- Costo de Mantenimiento de producción	\$4.23	\$4.23
4.1- Intervenciones adicionales para mantenimiento de producción RMA o RME C/S equipo	\$2.00	\$2.00
4.1.1- RMA S/E (Redisparos =DCP)	\$0.60	\$0.60
4.1.2- RMA S/E (Estimulación/TF/Limpieza)	\$1.40	\$1.40
4.1.3- RME S/E (Int. Camión Varillero)		\$0.00
4.2- Operación diaria con BN-MTC	\$0.00	\$0.00
4.3- Instalación y desmantelamiento SAP BM	\$0.00	\$0.00
4.4- Operación diaria BM	\$0.00	\$0.00
4.5- Uso de químicos (Tubería capilar, limpieza de aparejo e inyección superficial)	\$0.00	\$0.00
4.6- Limpieza con UAC	\$0.00	\$0.00
4.7- Gestoría	\$0.56	\$0.56
4.8- Seguridad	\$0.05	\$0.05
4.9- Reclamaciones	\$0.45	\$0.45
4.10- Mantenimiento a LDD	\$0.15	\$0.15
4.11- Mantenimiento a vías de acceso, área de pera y contrapozo	\$0.90	\$0.90
4.12- Mantenimiento a infraestructura BN	\$0.00	
4.13- Mantenimiento de Medio árbol de válvulas/Pintura, infraestructura	\$0.12	\$0.12
4.14- Taponamiento	\$0.00	\$0.00

Una vez obtenidos estos valores con el apoyo de un simulador y tomando en cuenta los perfiles de producción mostrados en las Figuras 3.17 Perfiles de Producción de Aceite y 3.18 Perfiles de Producción de Gas, se obtienen los parámetros económicos para cada uno de los meses que durara el pozo produciendo. Para efectos de mejor apreciación estos se muestran de manera gráfica en las siguientes figuras:

Perfil de producción (mbpce)

Para efectos de la evaluación económica se toma el perfil de producción en términos de barriles de petróleo crudo equivalente con el fin de obtener los ingresos totales asociados a la producción durante toda la vida productiva del pozo Ato 10.

La Figura 3.19 muestra para el caso del pozo ejemplo una producción a partir del sexto mes de 6.1 mbpce aproximadamente.

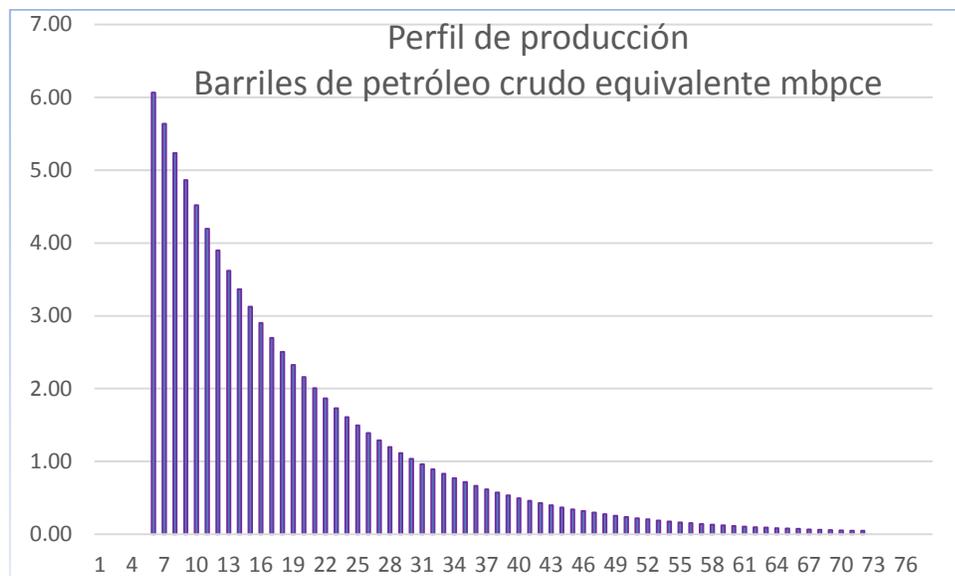


Figura 3.19 Perfil de producción (mbpce)

Costo de Inversión mensual

Establece los montos a erogar mensualmente considerando el costo de inversión, que es el monto más alto. En la Figura 3.20 se puede apreciar que el costo es cercano a los 9 mmpesos y posteriormente los costos de operación que para este caso en comparación con la inversión son remanentes. De la Tabla 3.13 sabemos que ese valor exacto es 8.7 mmpesos.

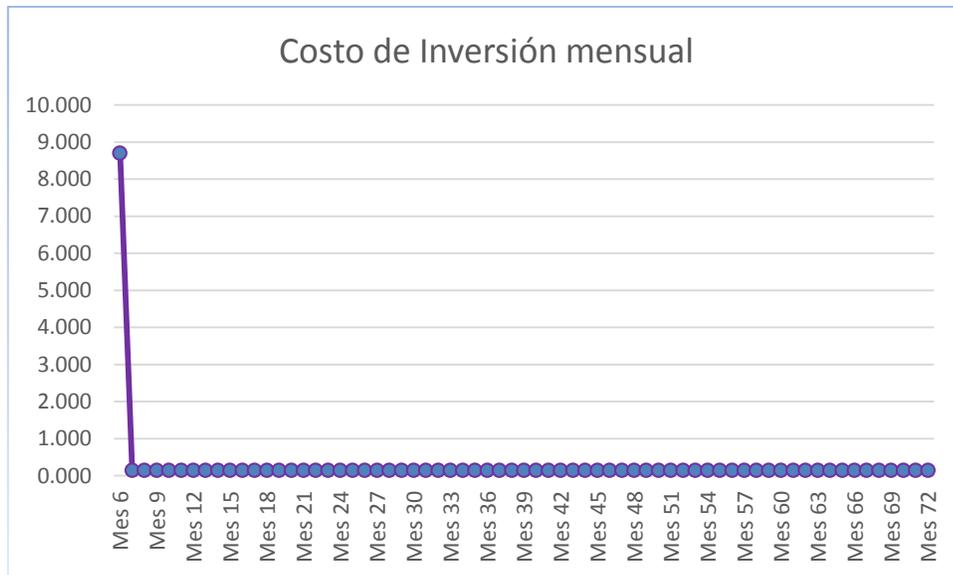


Figura 3.20 Costo de Inversión mensual

Costo de Operación

El gasto de operación refleja los costos asociados al mantenimiento de la producción así como actividades intermedias que permiten mantener el perfil de producción estimado. La Figura 3.21 muestra un costo de casi 0.06 mmpesos inicialmente, el cual considerando la suma de todos los costos mensuales nos debe de dar un total de 9.18 mmpesos.

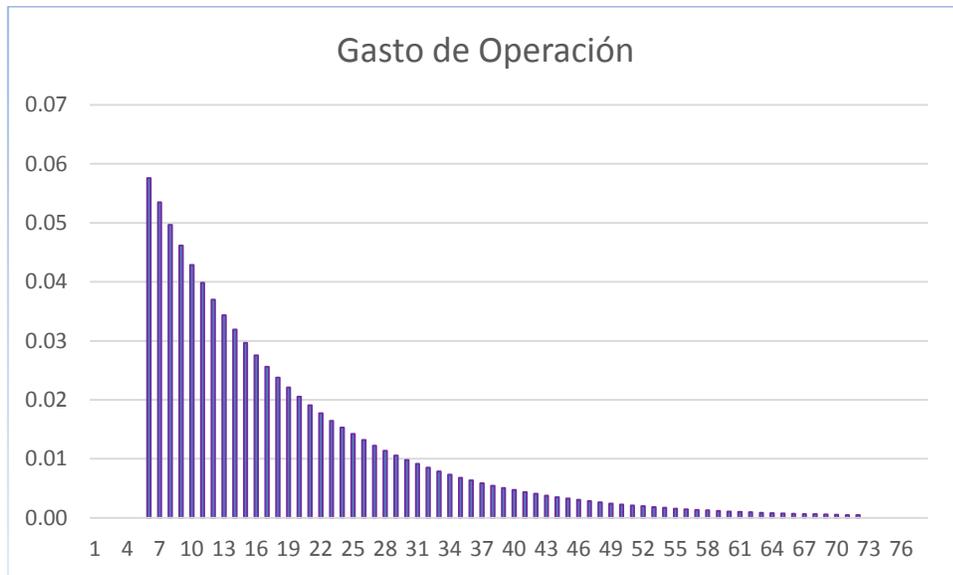


Figura 3.21 Costo de Operación

Precio del aceite

La Figura 3.22 muestra el comportamiento y las variaciones de los precios del aceite para el pozo para todo el periodo de tiempo que se proyecta que produzca. Estos valores fueron obtenidos de las proyecciones que tiene PEMEX Exploración y Producción dentro de sus premisas de evaluación.

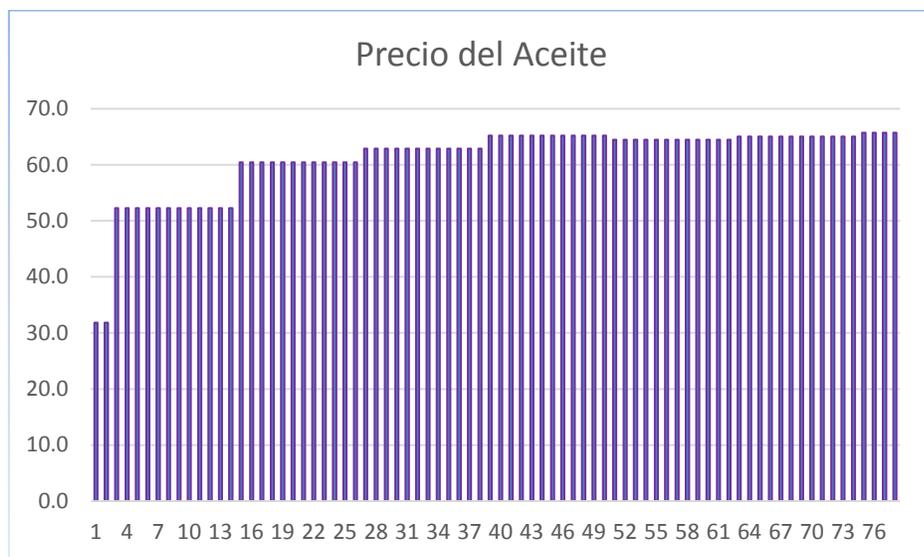


Figura 3.22 Precio del aceite

Precio del gas

La Figura 3.22 muestra el comportamiento y las variaciones del precio del gas a los largo de la vida productiva del pozo. . Estos valores fueron obtenidos de las proyecciones que tiene PEMEX Exploración y Producción dentro de sus premisas de evaluación.

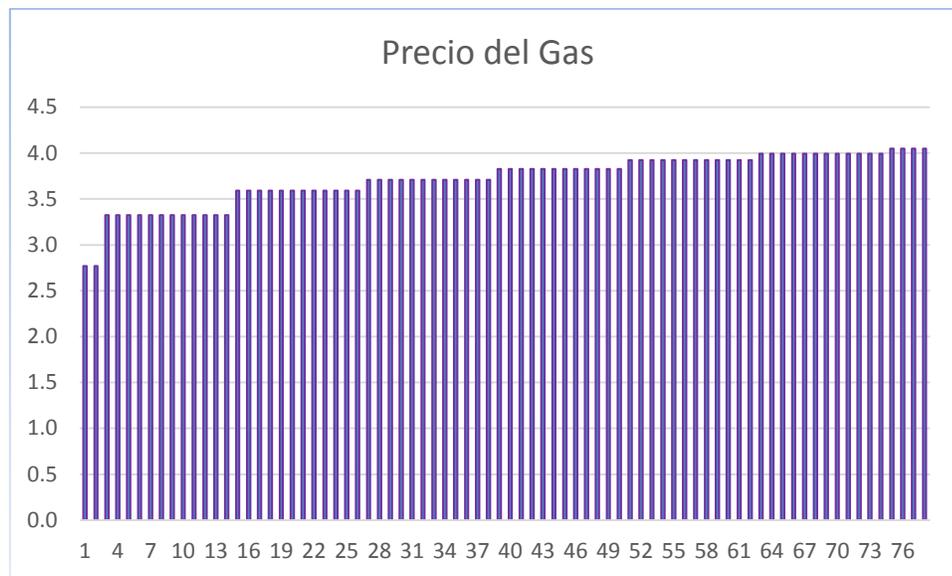


Figura 3.23 Precio del gas

Ingresos por producción de aceite

Tomando en cuenta la variación de los precios y el perfil de producción, se estiman los ingresos por la producción de aceite para cada uno de los meses considerados en el pozo. El total de los ingresos de aceite, se obtiene de la suma da cada uno de los meses, como se muestra en la Figura 3.24.

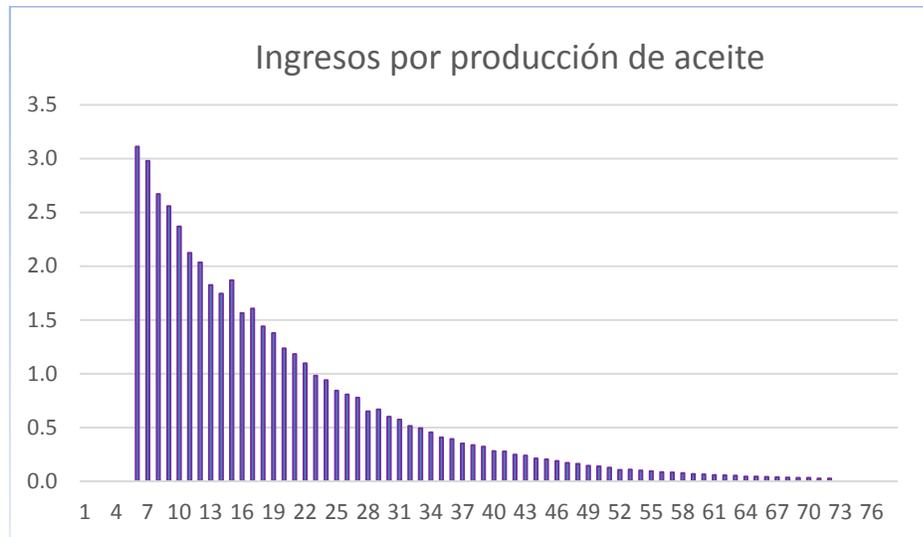


Figura 3.24 Ingresos por producción de aceite

Ingresos por producción de gas

De la misma forma con la variación de los precios del gas y el perfil de producción de gas se calculan los ingresos que se obtendrían por la producción de gas estimada. El total de los ingresos de gas, se obtiene de la suma da cada uno de los meses, como se muestra en la Figura 3.25.

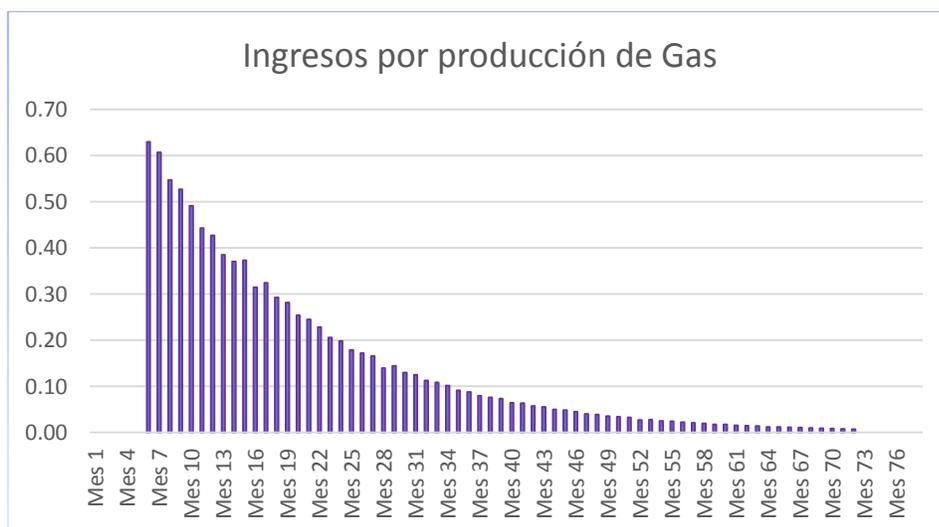


Figura 3.25 Ingresos por producción de gas

Ingresos totales

Tomando en cuanto los ingresos por la producción de aceite y por la producción de gas, la Figura 3.26 muestra los ingresos totales del pozo por la producción de hidrocarburos.

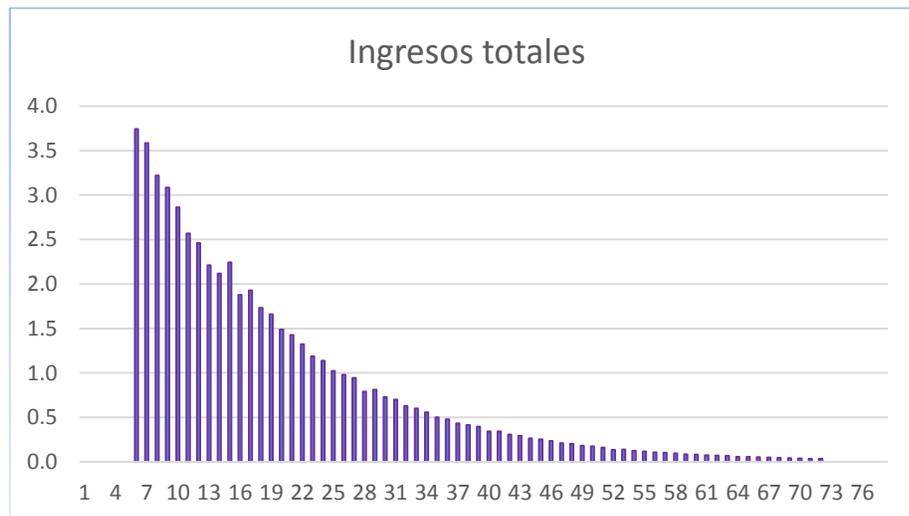


Figura 3.26 Ingresos totales

Flujo de efectivo antes de derechos fiscales

Tomando en cuenta la inversiones y los costos de operación y mantenimiento así como los ingresos totales para cada uno de los meses en que dura el proyecto se calcula el flujo de efectivo antes de derechos fiscales, como se puede observar en la Figura 3.27 a partir del séptimo mes el flujo de efectivo es positivo lo que indica que durante el primer semestre del proyecto se recupera la inversión y se pueden pagar los costos de operación y mantenimiento de la producción para cada mes.

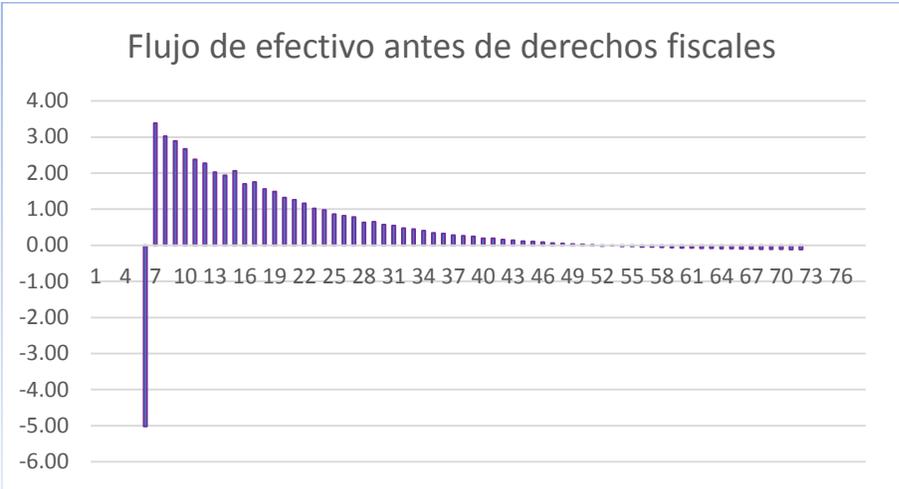


Figura 3.27 Flujo de efectivo antes de impuestos fiscales

Carry forward

Saldo de la cuenta de cierre transferido como saldo de la cuenta de apertura para un nuevo periodo contable, es decir los saldos que quedan al ejercicio fiscal que termina y el impacto que tienen con respecto al nuevo ejercicio fiscal. La Figura 3.28 muestra como es el comportamiento mes a mes durante la duración de la ejecución del proyecto.

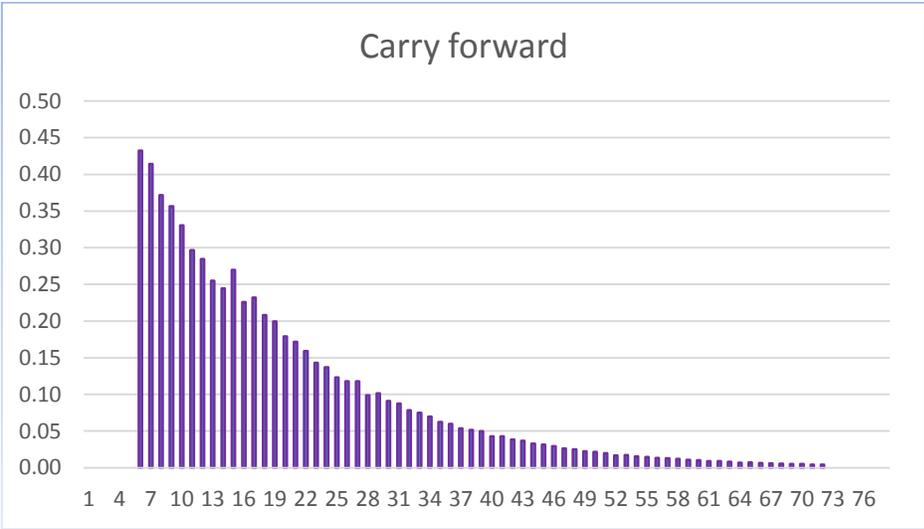


Figura 3.28 Carry forward

Derechos de extracción del hidrocarburo

Son las obligaciones que se tienen con el estado mexicano por la extracción del hidrocarburo para cada uno de los meses que el pozo se encuentra aportando producción de aceite y gas, la Figura 3.29 muestra su comportamiento.

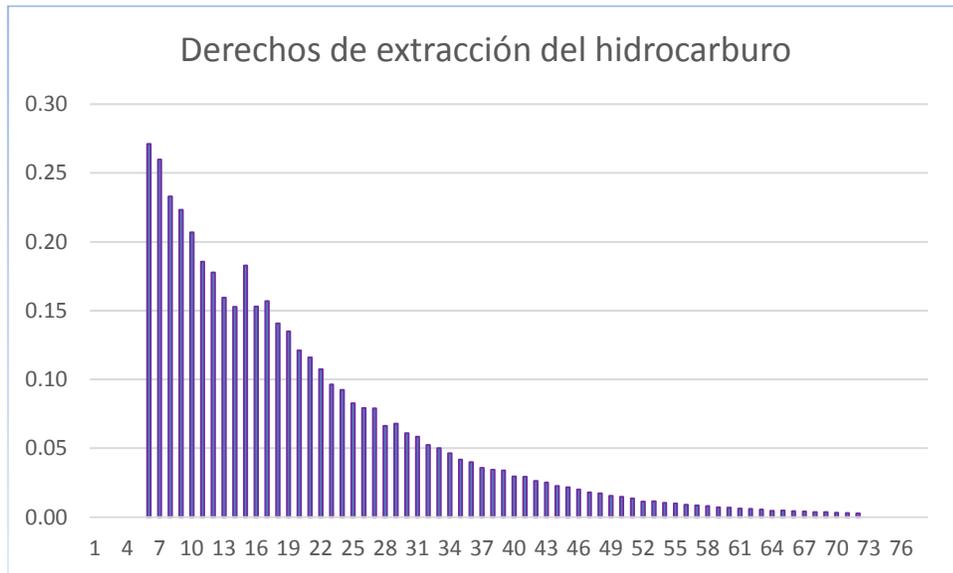


Figura 3.29 Derechos de extracción del hidrocarburo

Derecho por utilidad compartida

Son los derechos que se pagan al estado mexicano derivado de las utilidades generadas debido a la comercialización del hidrocarburo, la Figura 3.30 muestra su comportamiento.



Figura 3.30 Derecho por utilidad compartida

Uso Superficial

Son los derechos por el uso superficial del hidrocarburo incluyendo su comercialización, la Figura 3.31 muestra su comportamiento.

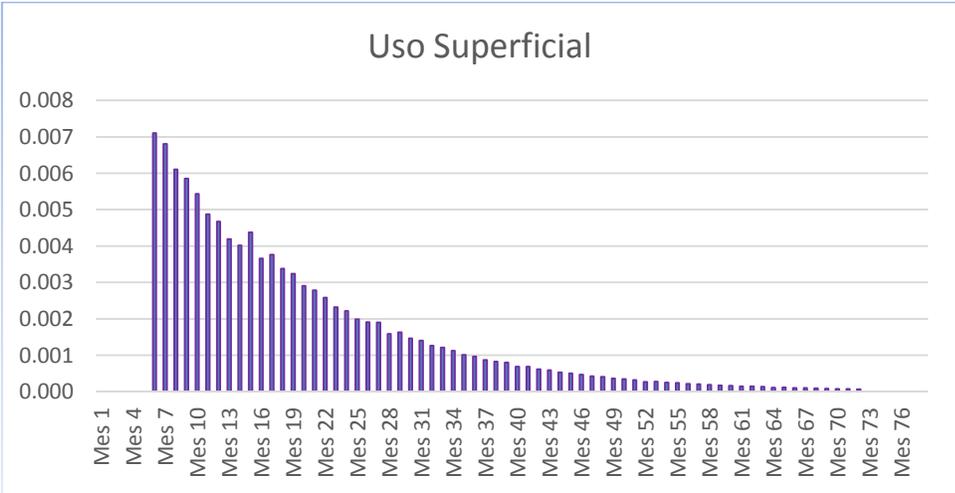


Figura 3.31 Uso superficial

Derechos Fiscales

Es la suma de todos los derechos y obligaciones fiscales pagados al estado mexicano que contempla el uso superficial, utilidad compartida, extracción del hidrocarburo, la Figura 3.32 muestra su comportamiento.



Figura 3.32 Derechos fiscales

Flujo de efectivo después de derechos fiscales

Es el excedente que se obtiene después de cumplir con todos los compromisos y pagos de derechos fiscales y los costos derivados de la inversión y la operación del mantenimiento de la producción. En la Figura 3.33 se ve como a partir del séptimo mes el flujo de efectivo es positivo.

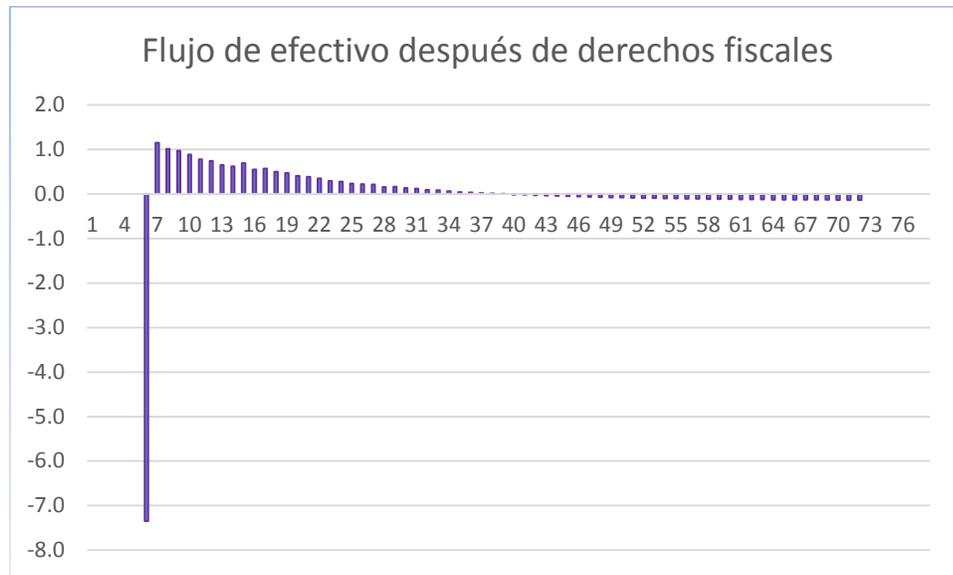


Figura 3.33 Flujo de efectivo después de derechos fiscales

A manera de resumen y una vez realizada la evaluación económica explicada anteriormente, obtenemos los parámetros más importantes que intervienen desde el punto de vista económico y que nos permiten tomar una decisión respecto a la rentabilidad del proyecto. La Tabla 3.14 resume los indicadores obtenidos del análisis técnico como son: el gasto de aceite (Q_o), el gasto de gas (Q_g), la inversión total requerida para la intervención y mantenimiento del pozo, la producción acumulada de aceite (N_p) y de gas (G_p); así también como los indicadores económicos como el valor presente neto antes y después de impuestos (VPN_{AI} y VPN_{DI}), el valor presente de la inversión (VPN_I), el cociente de (VPN_{DI} / VPN_I) y el factor de conversión del gas (Factor G/A).

Tabla 3.14 Indicadores técnicos y económicos por pozo

Q_o (Mbd)	Q_g (MMpcd)	Inversión total (MMpesos)	N_p (MMb)	G_p (MMMpc)	VPN_{AI} (MMpesos)	VPN_{DI} (MMpesos)	VPN Inversión (MMpesos)	$VPN_{DI}/$ VPN_I	Costo Variable (DLS / BCPE)	Factor G/A
0.114	0.3630	18.50	0.047	0.161	32.68	2.52	15.66	0.16	0.55	4.24

Como podemos observar para el pozo Ato 10, el valor presente neto antes de impuestos esta en 32.68 mmpesos con una inversión a valor presente de 15.66 mmpesos, por lo que finalmente el valor presente neto después de impuestos es de 2.52 mmpesos.

Por lo que para el caso de este pozo en particular, si resulta rentable realizar la actividad programada contra los resultados económicos obtenidos y los costos e inversiones asociados a la misma.

3.5. FASES DEL PROCESO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

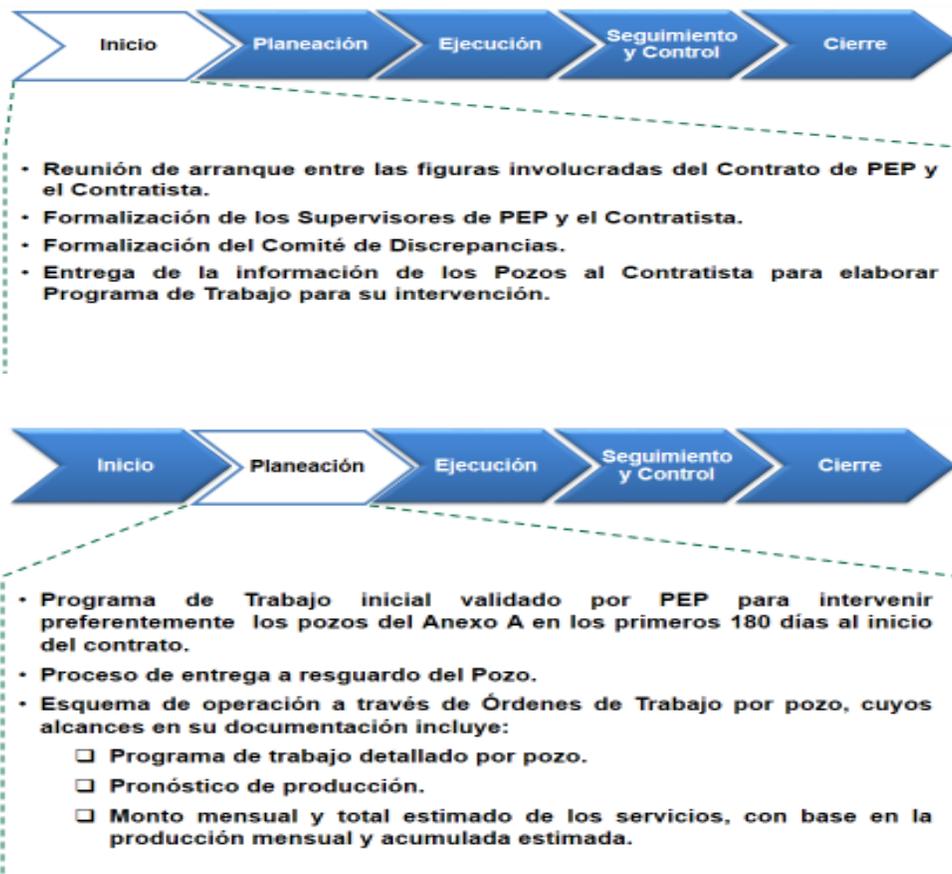
A continuación se describen las fases de ejecución del proyecto tomando en cuenta la metodología antes descrita para todos los pozos cerrados con posibilidades de explotación que integran cada proyecto.

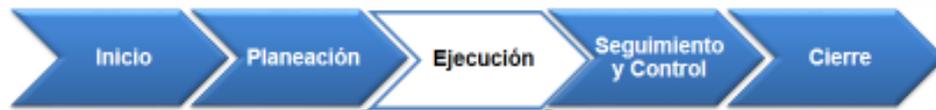
Que contempla desde su inicio hasta el cierre del proyecto una vez que los pozos ya terminaron su vida productiva y ya se obtuvo la reserva remanente considerada en el análisis.

La Figura 3.34 se divide en cinco bloques, cada uno de ellos representa una fase de la ejecución del proyecto. La primera fase **inicia** con una reunión entre las figuras involucradas de PEP y el Contratista, donde se le entregara al Contratista la información técnica necesaria para que elabore su Programa de Trabajo para la intervención de cada uno de los pozos por reactivar.

La segunda fase corresponde a la **Planeación**, en donde al Contratista se le darán 180 días naturales una vez iniciado el contrato para realizar todas las actividades de reactivación de todos los pozos, el proceso de entrega a resguardo del pozo al Contratista, órdenes de trabajo donde se detalle el programa de trabajo por pozo, se incluyan los pronósticos de producción y se adicionen el monto mensual y total estimado de los servicios.

La fase tres es acerca de la **Ejecución**, donde se considera el mantenimiento de la producción de los pozos reactivados, el proceso de autorización de pozos adicionales, taponamiento y validación de la producción mensual para fines de facturación y pago. Como cuarta fase esta el **Seguimiento y Control**, donde se evaluara el desempeño del Contratista y por como última fase el **Cierre**, donde se analizara la opción de continuidad por parte del Contratista, se realizará el cierre de órdenes de trabajo, se hará el proceso de recepción del pozo y de las instalaciones por parte de PEP y el cierre y finiquito del contrato.

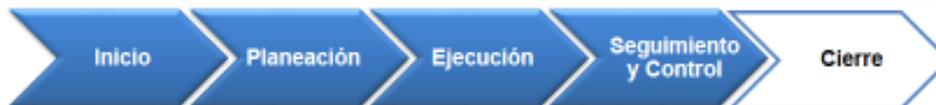




- Mantenimiento de la producción de los pozos reactivados.
- Proceso de autorización por PEP a los pozos adicionales.
- Documentación de Órdenes de Trabajo adicionales.
- Taponamiento previa autorización del Administrador del Activo.
- Validación de la producción mensual (soportada con mediciones), para fines de facturación y pago.



- Evaluación del desempeño al Contratista, que incluye exhortos al Contratista.
- Cláusulas de salida en función de la [Evaluación del Desempeño](#) (tercer exhorto).



- Análisis de opciones de continuidad.
- Cierre de Órdenes de Trabajo.
- Proceso de recepción del pozo y las instalaciones por parte de PEP.
- Cierre y finiquito del Contrato.

Figura 3.34 Proceso de ejecución del proyecto

CAPITULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

A. Se aplicó la metodología para el análisis y generación de oportunidades para la reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación. Para el pozo Ato 10, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se definieron las actividades mínimas requeridas para la reactivación del pozo

Actividad

Efectuar toma de información de pozo

Operación sin equipo de Exclusión de agua (C.F., UAP, TF, N2)

Evaluar pozo

Estimulación, Inducción, evaluación y medición

Suministro válvula Motora (BNI)

Suministro y equipos auxiliares

- Se definieron los horizontes de producción del pozo
- Se obtuvo el perfil de producción determinístico
- Se construyeron los perfiles probabilísticos en P10, P50, 75 y P90.

Los resultados se aprecian en las Figuras 3.17 y 3.18 contenidas en el desarrollo de la estrategia.

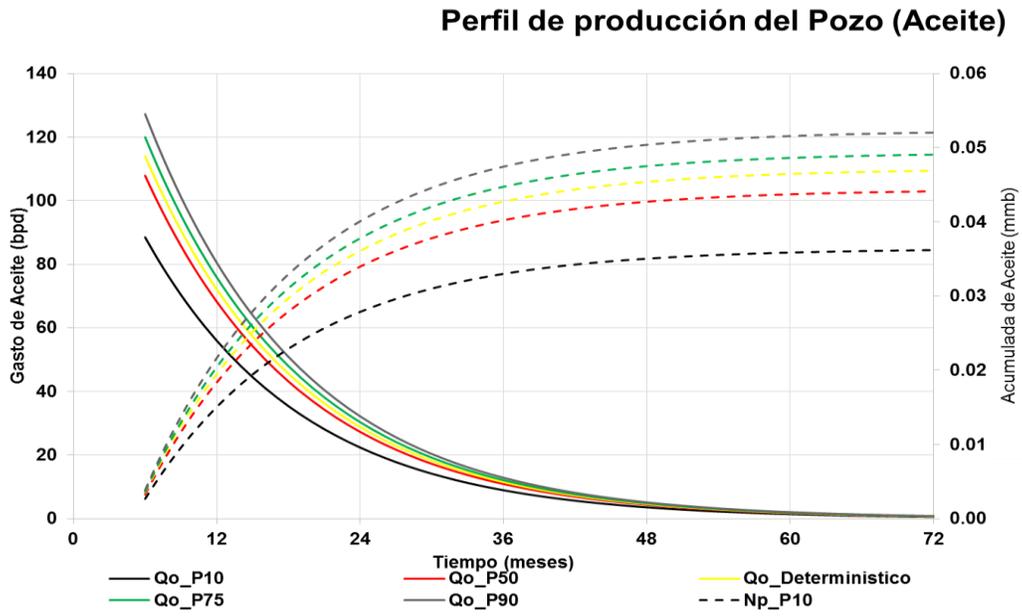


Figura 3.17 Ficha técnica – Perfiles de producción de Aceite

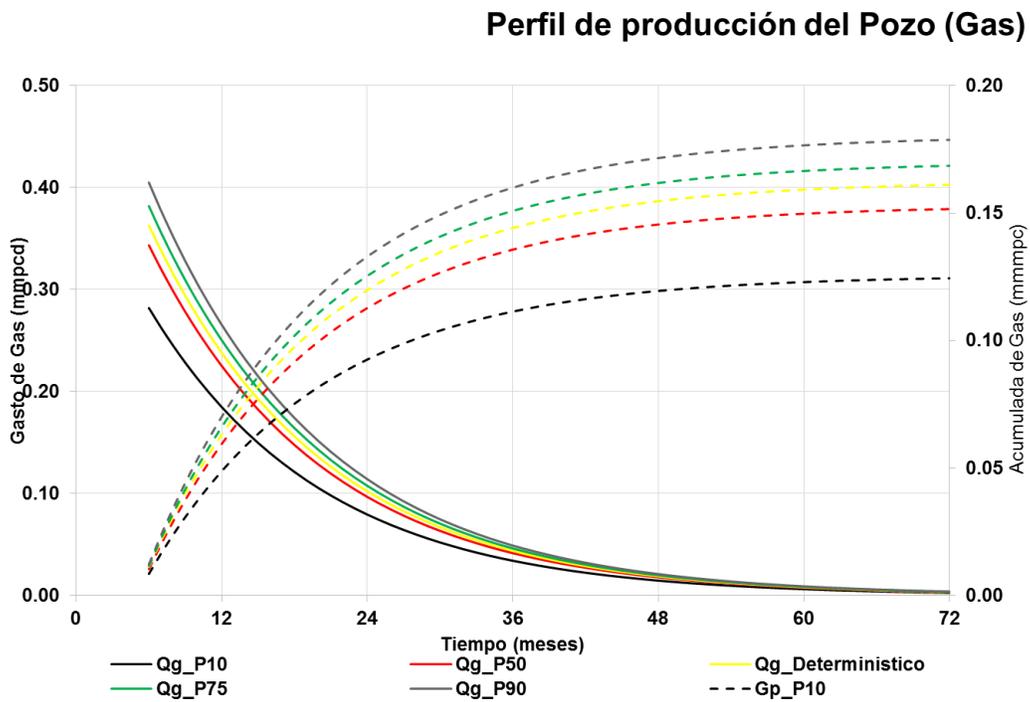


Figura 3.18 Ficha técnica – Perfiles de producción de Gas

B. Se aplicó la metodología de integración y análisis de costos de las actividades inherentes a la reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación.

- Se costearon las actividades de intervención inicial (reactivación del pozo). Tabla 3.9 contenida en el desarrollo de la estrategia.

POZO: ATO 10	INTERV. RMA S/E	PROD. ESP. 114 BPD
		TIEMPO: 10 DIAS
Actividad		Costo MM Pesos
Efectuar toma de información de pozo		0.120
Operación sin equipo de Exclusión de agua (C.F., UAP, TF, N2)		5.542
Evaluar pozo		0.539
Estimulación, Inducción, evaluación y medición		2.397
Suministro válvula Motora (BNI)		0.076
Suministro y equipos auxiliares		0.046
	Costo Total (MMP)	8.70

Tabla 3.9 Ficha técnica – Análisis de costos de las actividades mínimas requeridas para la reactivación del pozo

- Se costearon todas las actividades asociadas a la operación continua y mantenimiento de la producción. Tabla 3.10 y Tabla 3.11, contenidas en el desarrollo de la estrategia.

Actividades de Infraestructura/Instalaciones	Frecuencia (Una sola exhibición)	Costo de Infraestructura (MMpesos)
Total	1	1.093

Operación del pozo	Meses
Tiempo estimado de duración del pozo en producción dentro del contrato	67

Actividades de Medición del pozo	Costo (MMpesos/mes)	Costo total de Medición (MMpesos)
Medición a boca de pozo con equipo multifásico – 4 mediciones por mes.	0.067	4.478

Tabla 3.10 Ficha técnica – Actividad mínima requerida para incorporar el pozo a producción

Actividad de Mantenimiento de la producción	Frecuencia	Costo mensual (MMpesos/unid)	Costo de Mantenimiento de producción (MMpesos)
Intervención adicional RMA S/E	único	-	2.000
Seguridad	único	-	0.050
Gestoría	1 vez/año	0.100	0.558
Reclamaciones	1 vez/año	0.080	0.447
Mantenimiento a LDD	1 vez/año	0.027	0.151
Mantenimiento a vías de acceso, área de pera y contrapozo	1 vez/año	0.162	0.905
Mantenimiento de Medio árbol de válvulas/Pintura, infraestructura	único	-	0.120
Total			4.230

Costo de Intervención (MMPesos)		8.70
Costo Total de Mantenimiento de Producción (MMPesos)		9.80
Infraestructura	1.093	
Medición	4.478	
Mantenimiento de Producción	4.230	
Costo Total (MMPesos)		18.50

Tabla 3.11 Ficha técnica – Actividad mínima requerida para el mantenimiento de producción

C. Se aplicó el procedimiento para la evaluación económica integral en la generación de un modelo de negocio en términos de rentabilidad para lo cual se tomó como referencia la plataforma de producción durante todo el periodo.

- Se obtuvieron los valores para todo el periodo de producción del pozo de los derechos fiscales los cuales se mencionan los totales obtenidos:
 - Derechos de extracción: 4.39 mmpesos. Figura 3.29 contenida en el desarrollo de la estrategia.

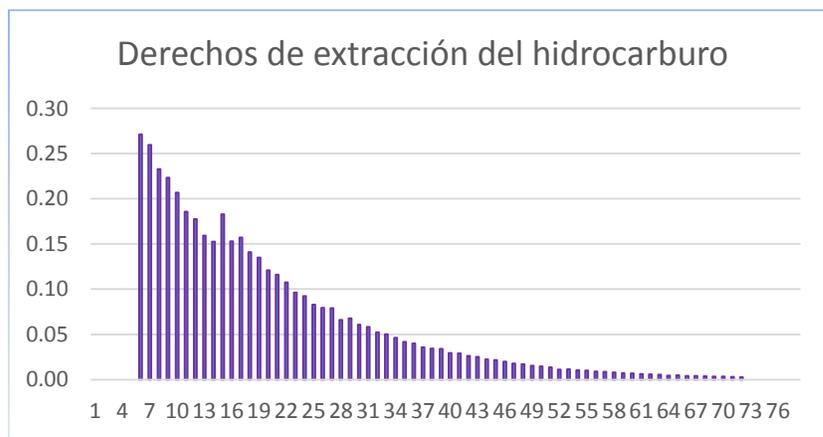


Figura 3.29 Derechos de extracción del hidrocarburo

- Derechos de utilidad compartida: 30.15 mmpesos. Figura 3.30 contenida en el desarrollo de la estrategia.



Figura 3.30 Derecho por utilidad compartida

- Derechos de uso superficial: 0.109 mmpesos. Figura 3.31 contenida en el desarrollo de la estrategia.

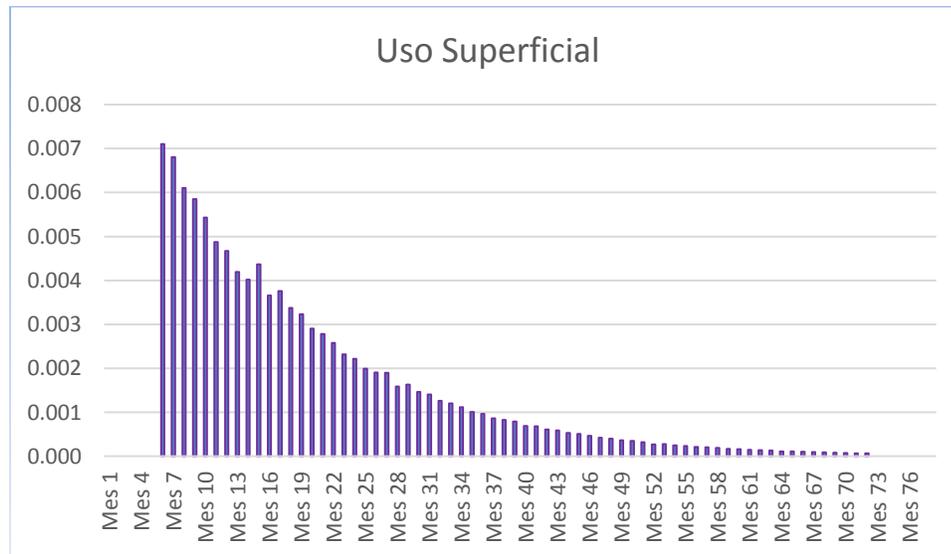


Figura 3.31 Uso superficial

- Saldo de la cuenta de cierre (Carry forward): 6.72 mmpesos. Figura 3.28 contenida en el desarrollo de la estrategia.

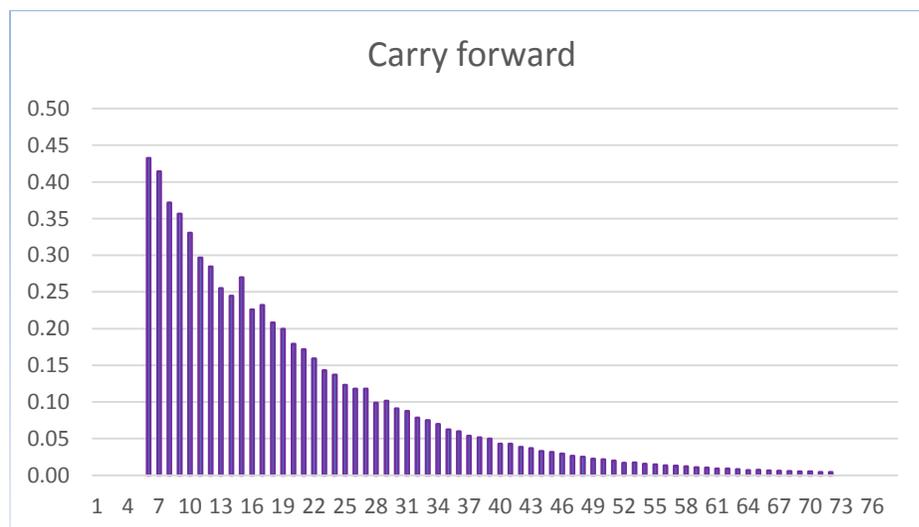


Figura 3.28 Carry forward

- Se obtuvieron los ingresos totales los cuales consideran:
 - Ingresos por la producción de aceite: 46.6 mmpesos. Figura 3.24 contenida en el desarrollo de la estrategia.

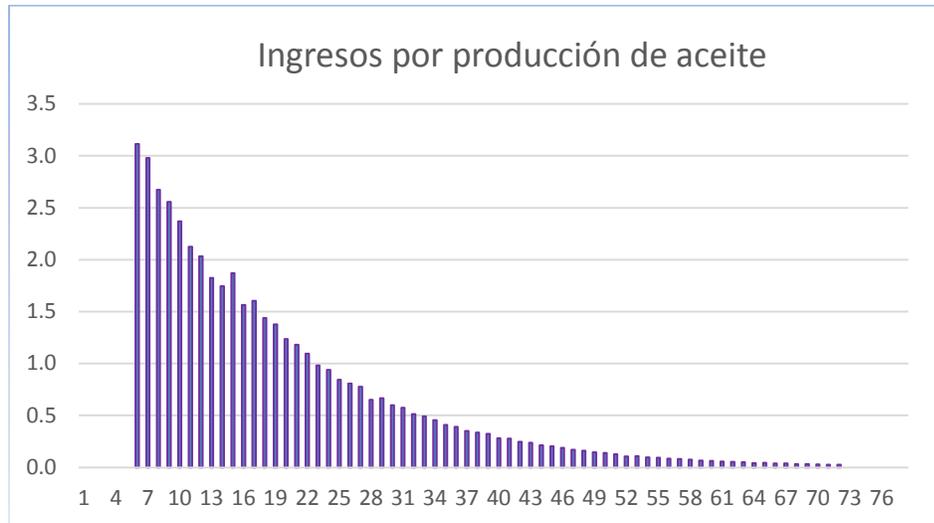


Figura 3.24 Ingresos por producción de aceite

- Ingresos por la producción de gas: 9.84 mmpesos. Figura 3.25 contenida en el desarrollo de la estrategia.

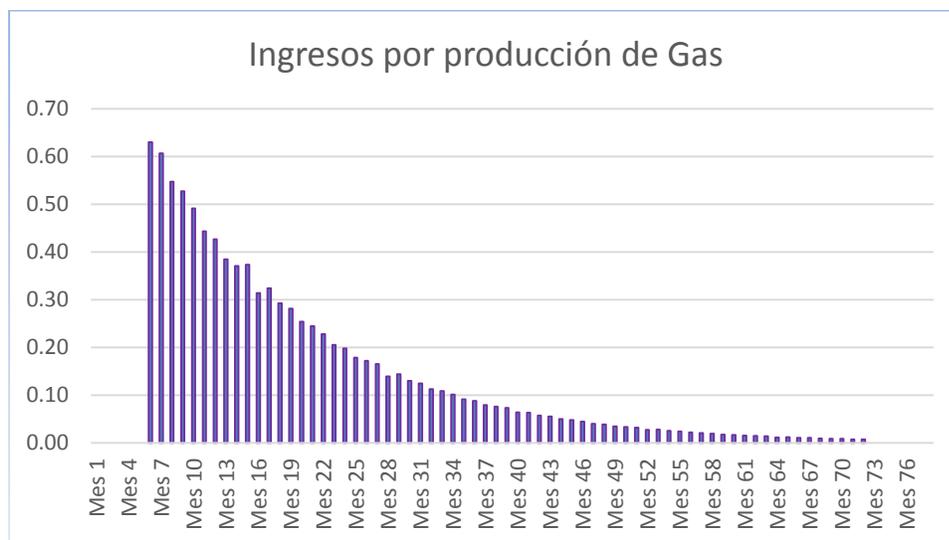


Figura 3.25 Ingresos por producción de gas

- Se obtuvieron todos los egresos asociados al periodo de explotación del pozo, los cuales son:
 - Costos de inversión mensual: 9.87 mmpesos. Figura 3.20 contenida en del desarrollo de la estrategia.

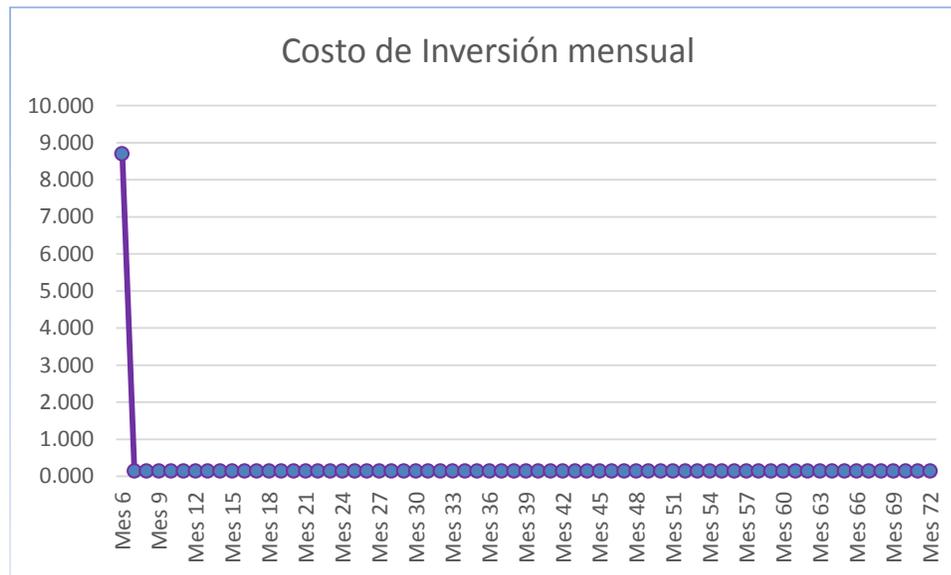


Figura 3.20 Costo de Inversión mensual

- Gasto de operación: 9.18 mmpesos. Figura 3.21 contenida en del desarrollo de la estrategia.

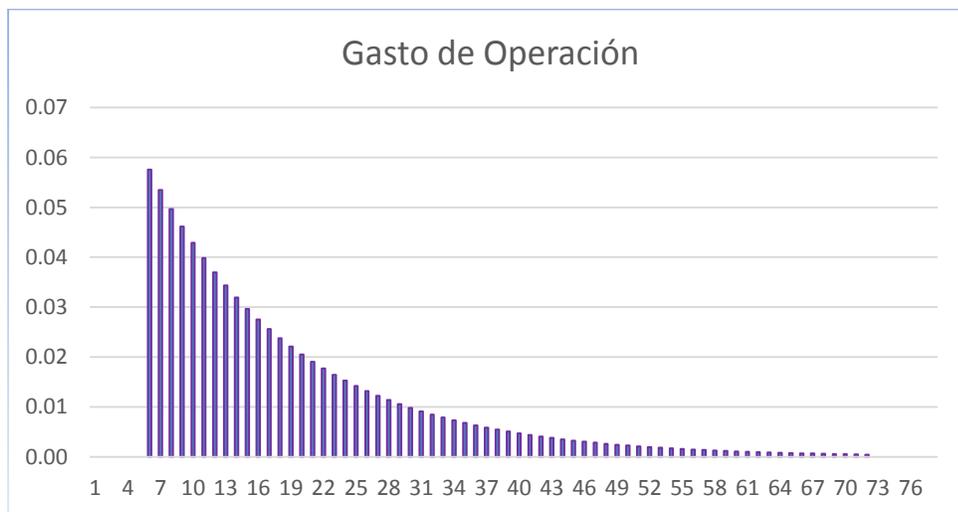


Figura 3.21 Costo de Operación

- Se calculó el flujo de efectivo antes de impuestos primer indicador que nos permite ver reflejado a través del tiempo en que momento los flujos empiezan a ser positivos, es decir que los ingresos son mayores a los costos asociados a la actividad. Figura 3.27 contenida en del desarrollo de la estrategia.

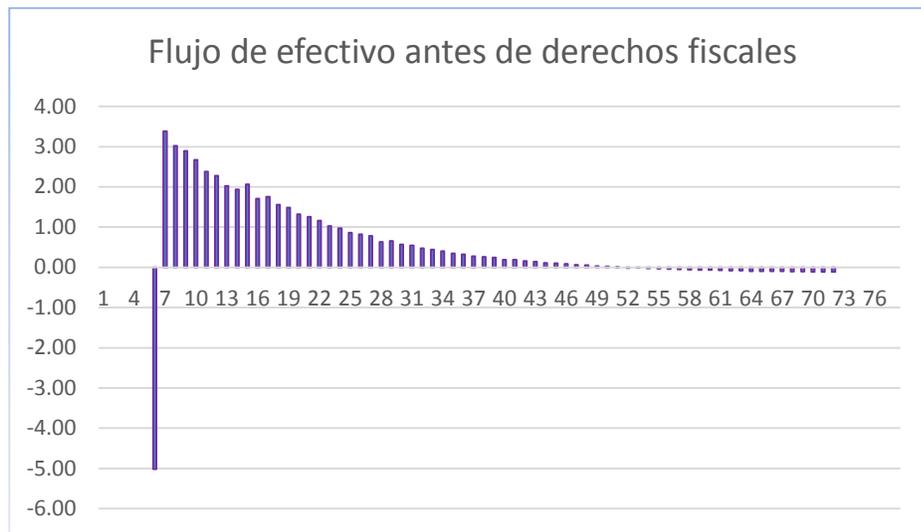


Figura 3.27 Flujo de efectivo antes de impuestos fiscales

- Se calculó el flujo de efectivo después de impuestos, con este indicador nos permite observar a lo largo de la vida del proyecto (pozo) cual es el comportamiento de nuestra inversión y en qué momento del tiempo se recupera la inversión, así mismo podemos observar cual será nuestra utilidad neta lo que sin duda nos permitirá tomar decisiones en términos de financiamiento para fondear el proyecto, cuál sería el costo máximo del financiamiento y cuánto tiempo voy a requerir ese financiamiento, lo mismo aplica para los créditos con los proveedores de servicios, cuanto tiempo se requiere de crédito que no impacte en la rentabilidad del proyecto (pozo). Figura 3.33 contenida en del desarrollo de la estrategia.

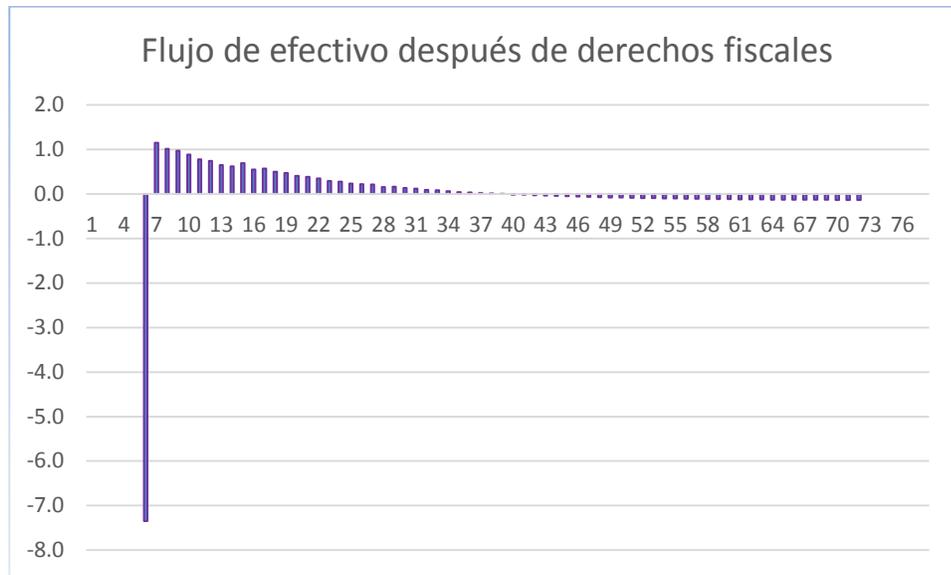


Figura 3.33 Flujo de efectivo después de derechos fiscales

Una vez obtenidos todos estos factores que impactan desde el punto de vista financiero en la vida económica del proyecto (pozo) obtenemos los indicadores tanto técnicos (Qo, Qg, Np,Gp) como económicos (VPN AI,VPNDI,VPN, Costo variable, Factor G/A , VPNDI/VPI). La Tabla 3.14 contenida en del desarrollo de la estrategia, arroja valores positivos de VPN antes y después de impuestos.

Qo (Mbd)	Qg (MMpcd)	Inversión total (MMpesos)	Np (MMb)	Gp (MMMpc)	VPN AI (MMpesos)	VPN DI (MMpesos)	VPN Inversión (MMpesos)	VPNDI/VPN I	Costo Variable (DLS / BCPE)	Factor G/A
0.114	0.3630	18.50	0.047	0.161	32.68	2.52	15.66	0.16	0.55	4.24

Tabla 3.14 Indicadores técnicos y económicos por pozo

Con estos indicadores podemos apreciar que el proyecto (pozo) genera utilidad neta como negocio por lo que podemos concluir que es rentable.

D. Se describieron las fases de ejecución del proyecto de reactivación de pozos con posibilidades de explotación.

CONCLUSIONES

Es conveniente realizar una descripción detallada del planteamiento del problema y del desarrollo de la metodología que permita determinar las actividades para la reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación, realizando la construcción de un perfil de producción determinístico y la creación de perfiles de producción probabilísticos que determinan el grado de certidumbre de las inversiones y de la rentabilidad del proyecto cuando se aplica el análisis económico de detalles considerando los costos asociados a cada una de las actividades y el pago de derechos fiscales en su conjunto.

La determinación del comportamiento del flujo de efectivo antes y después de impuestos permite obtener una idea clara del comportamiento financiero del proyecto y tomar decisiones de cuál es el mejor esquema de financiamiento que se deberá elegir, que no afecte la utilidad; también se debe de determinar cual es el período requerido del financiamiento.

La metodología establece una nueva forma de ver las actividades de reactivación de pozos cerrados con posibilidades de explotación, al proponer una manera ordenada de analizar estos pozos tomando en cuenta el punto de vista técnico y considerando de manera importante la parte económica y financiera, además de estimar cuál es su impacto en la rentabilidad y factibilidad de que esta actividad asegure la generación de valor económico para Pemex Exploración y Producción.

Tomando en consideración los cambios recientes a la Constitución donde PEMEX se transforma de manera radical, obliga a proponer nuevas formas de generar valor a la organización, por lo que esta metodología propone acciones ordenadas desde el punto de vista de negocio para la reactivación de pozos cerrados con los que se espera generar valor en los siguientes rubros:

- I. Disminución el inventario de pozos cerrados con posibilidades de explotación con lo que se deja de destruir valor financiero a la organización al dejar de pagar impuestos por activos improductivos (pozos que al estar cerrados no generan valor económico a la organización).
- II. Definición de pozos que no tengan oportunidades de ser explotados por falta de reserva remanente o accidentes mecánicos que dejen inoperante el pozo con lo que mediante el taponamiento de pozos se deja de destruir valor financiero a la organización.
- III. Al analizar los pozos de manera ordenada e integral permite tomar acciones inmediatas apoyados en los nuevos lineamientos y ventajas que brinda la reforma energética a través de la LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS (CAPITULO III ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, SERVICIOS Y OBRAS, Sección Primera, Artículo 76)
- IV. Obtener producción adicional y construir una plataforma de producción en el corto plazo al aprovechar los activos existentes (pozos cerrados, líneas de descarga, infraestructura, entre otros)
- V. Generar ingresos económicos adicionales a la organización que le permitan mejorar sus balances contables y estos recursos reinventarlos en proyectos que al igual que este generen mayor valor económico a Petróleos Mexicanos.
- VI. El masificar esta metodología no solo a campos terrestres sino también a pozos de gas no asociado y a las regiones marinas permitirá obtener ingresos adicionales a Petróleos Mexicanos, ya que derivado del alto

inventario de pozos cerrados a nivel nacional marca un potencial de desarrollo muy atractivo para los inversionistas que realicen estas actividades, al estado mexicano y a Petróleos Mexicanos.

Por todo lo anterior, podemos concluir que esta es una metodología que generará valor a la organización en el corto plazo y permitirá desarrollar otros proyectos ya desde una nueva perspectiva al ver a PEMEX Exploración y Producción como una empresa subsidiaria productiva del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilar Hernández, Enrique. *Retos y oportunidades de la reactivación de los campos maduros*, Jornadas Técnicas AIPM, 2013.
2. Craft, B.C. and M.F Hawkins. *Applied Reservoir Engineering*. Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.
3. Economides Michael J. et all. *Petroleum Production Systems*, Prentice Hall, 1993.
4. Escobar Freddy H., Ph.D. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Editorial Universidad Surcolombiana, 2004.
5. *Estado General de Pozos*, PEMEX, Septiembre 2016.
6. Garaicochea P, Francisco, José Luis Bashbush B. *Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería,
7. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*, PRMS, 2011 SEC, 2010
8. Hernández García, Gustavo. *Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros*, PEMEX, Enero 2015
9. Información del Proyecto, *Reactivación de Pozos Cerrados con posibilidades de explotación*, PEMEX, 2016.
10. *Ley de Hidrocarburos Asignaciones, Contratos, Reglamentos y mucho más*, Deloitte, Enero 2015
11. *Ley de ingresos sobre hidrocarburos (Nueva Ley DOF 11-08-2014)*, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014
12. *Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo (Ley Abrogada DOF 11-08-2014)*, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014
13. *Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2016-2020*, PEMEX, Diciembre 2015
14. Ramírez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares. *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
15. *Recopilación Técnica Halliburton, Ingeniería de Yacimientos*.
16. *Reforma Energética en México y PEMEX como Empresa Productiva del Estado*, PEMEX, Septiembre 2014.
17. Rodríguez Nieto, Rafael. *Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1980.

ANEXO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 DEFINICIONES

Abandono de pozos: la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Aceite: Hidrocarburo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad, expresada en grados API.

Aceite extrapesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Aforo: Es la operación de medición del flujo volumétrico a boca del pozo en un tiempo determinado.

Barriles por día (bpd): En producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas.

Batería de separación: Se emplea para separar los componentes provenientes del pozo agua, gas y aceite en un sistema de recolección. Los separadores pueden ser verticales, horizontales y esféricos además también pueden ser monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Bombeo mecánico: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada normalmente por arriba de la camisa en el aparejo de producción, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, en el aparejo se instalan mandriles (herramientas que alojan las válvulas R20) y en los mandriles válvulas con la que se regula el paso del gas hacia la tubería de producción del pozo.

Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas adicionalmente se encuentran pozos.

Compresor: Es un equipo instalado en la superficie que normalmente le adiciona energía al gas teniendo una presión de succión más baja y una presión de descarga más alta.

Condensados: Líquidos del gas natural o hidrocarburos súper ligeros (por encima de los 45 °API.)

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Contacto de fluidos: La superficie o interfase en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en saturaciones de fluidos.

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa o reduce reservas, por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa o reduce reservas, por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Estimulación: Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para aumentar permeabilidad (k) y reducir el daño en la formación productora de un pozo.

Estratigrafía: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos.

Gas asociado libre: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto: Gas natural disuelto en el aceite del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite a las condiciones de presión y temperatura originales.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva extraída en un determinado periodo de tiempo.

Límite convencional: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento o investigación de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Límite físico: Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.),

por contactos entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

Mapa estructural: Un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad. Muestra la elevación de una determinada capa de roca, generalmente por debajo de la superficie.

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos y otras propiedades asociadas a la productividad.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Pozo: Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo, configuración y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores, pozos verticales, direccionales, horizontales y multilaterales

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes y las propiedades de las rocas. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de hidrocarburos después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Viscosidad: Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Cuando se diseña un nuevo programa de explotación en un área más o menos conocida, por lo general, sólo se dispone de una cantidad limitada de información por lo que se debe recurrir a diferentes estudios y pruebas para obtener información que sea útil en la caracterización de los yacimientos.

1.2.1. Propiedades de la roca

❖ **Espesor Neto Productivo, h**

Es definido como aquellos intervalos de roca que contienen hidrocarburos, a los cuales se les deben de aplicar valores de permeabilidad, porosidad, saturación de los fluidos y la eliminación de las capas arcillosas.

El espesor neto es uno de los parámetros más difíciles de estimar en el análisis de yacimientos. Las herramientas para determinarlo son los registros eléctricos y el análisis de núcleos. En algunos yacimientos una relación neta/bruta es usada para obtener el espesor neto.

❖ Porosidad, ϕ

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. La porosidad generalmente se expresa en porcentaje. (Craft, 1991)

Magnitudes típicas de la porosidad

La porosidad es considerada:

- Muy Baja cuando es $\leq 5\%$
- Baja cuando es $>5\%$ pero $\leq 10\%$
- Promedio cuando es $>10\%$ pero $\leq 20\%$
- Buena cuando es $>20\%$ pero $\leq 30\%$
- Excelente cuando $>30\%$ (Craft, 1991)

❖ Permeabilidad

La permeabilidad puede definirse como la capacidad que tienen las rocas para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados. Si los poros de una roca no están interconectados no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

Generalmente, la permeabilidad utilizada en la industria del petróleo es una constante en la ecuación de Darcy que toma en cuenta el gasto de flujo, gradiente de presión y propiedades del flujo.

❖ Saturación

El término saturación de fluidos es utilizado para indicar la presencia de fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como: “La fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a las condiciones del yacimiento”.

1.2.2. Propiedades de los fluidos

De manera general los fluidos están clasificados como gases y líquidos. Un fluido puede existir como gas o líquido, dependiendo de la presión y temperatura a la cual está sometido.

Un sistema de hidrocarburos puede ser homogéneo o heterogéneo. Un sistema homogéneo es aquel que tiene las mismas propiedades químicas y físicas a lo largo de su extensión, y un sistema heterogéneo es todo lo contrario, es decir, no mantiene las mismas propiedades químicas y físicas y además está compuesto por partes o por fases, diferenciándose entre ellas por sus propiedades. Una fase es homogénea y está separada del resto de las fases por distintos bordes.

❖ Relación Gas – Aceite, RGA

Son los metros cúbicos de gas producido por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar (60°F, 14.7 psi). Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas, afectan dicho valor. Esta relación es clave para determinar el tipo de crudo en un yacimiento.

$$RGA = \frac{Vol.gas @c.s}{Vol.aceite @c.s.}$$

❖ Gravedad Específica

Es una escala adoptada por la American Petroleum Institute (API) para determinar la gravedad específica o densidad de un hidrocarburo. Entre más grados API se obtiene un hidrocarburo de más baja densidad.

$$Gravedad API = \frac{141.5}{Gravedad Específica @60°F} - 131.5$$

El grado API influye directamente en el costo del hidrocarburo, entre más alto sea el grado más elevado será su precio.

Los crudos, según su gravedad se clasifica en: Referencia

- Súper Pesados (Menos de 10 °API)
- Pesados (10 – 22 °API)
- Medianos (22 – 32 °API)
- Livianos (32 – 42 °API)
- Condensados (Mayor de 42 °API)

1.3 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS

Recurso petrolero son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a las condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. La cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no.

Las recursos poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de ventas de hidrocarburos, por eso hoy en día las compañías les resulta de carácter prioritario la determinación de los recursos y reservas disponibles, para saber si son capaces de respaldar la inversión y generar ganancias.

Particularmente, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos y se caracterizan por ser acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

Reservas

Son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y ser remanentes (a la fecha de la evaluación), basadas en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

Adicionalmente, las reservas pueden además ser clasificadas de acuerdo con el grado de certidumbre que se tenga basándose en información de ingeniería que permite establecer el nivel de confiabilidad que garantiza que la acumulación de hidrocarburos es de carácter comercial, de acuerdo a este criterio se tienen los siguientes tipos de reservas:

El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las cantidades recuperables que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben de clasificarse como recursos contingentes.

❖ **Reservas probadas**

Se consideran como reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenidos en los yacimientos; las cuales hayan sido cuantificadas mediante pruebas de producción, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, las cuales pueden ser estimadas con una certeza razonable de ser producidas comercialmente.

Las áreas consideradas como probadas incluyen: áreas delineadas por perforaciones y definidas por los contactos entre los fluidos y por las porciones sin perforar del yacimiento que indica razonablemente la existencia de reservas comercialmente explotables.

❖ Reservas probables

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería, desde el punto de vista de su recuperación posee un grado menor de certeza comparada con el de las reservas probadas. Las reservas probables incluyen aquellos que son anticipadas a producción, aquellas que aparecen en los registros pero por falta de datos de núcleos o pruebas definitivas que certifique su existencia real son catalogadas como probables.

❖ Reservas posibles

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, donde la información geológica y de ingeniería indican un grado de certeza de por lo menos 10% que se podrían recuperar bajo las condiciones operacionales, económicas y contractuales que lo permitan. En otras palabras, se clasifican como reservas posibles los volúmenes que no califiquen como reservas probables debido a que la información geológica y de ingeniería tiene un menor grado de certeza.

1.3.1. Factor de recuperación (Fr)

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37% con respecto a los campos en explotación del mundo. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final de cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo.

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento dependerá de muchos factores, entre otros, de las variaciones en las propiedades petrofísicas de la roca, propiedades de los fluidos, tipo de mecanismo que impera en el yacimiento, ritmo

de explotación, etc.

La localización de los pozos y los gastos de producción son las medidas principales de control que el ingeniero de yacimientos establece a fin de obtener la mayor recuperación posible. De los conceptos expresados con anterioridad, se acentúa que el volumen de hidrocarburos recuperables es siempre menor que el volumen original.

El factor de recuperación o la recuperación simplemente a una fecha considerada se tiene de “dividir el volumen producido acumulado de aceite (N_p) a la misma fecha, entre el volumen original de aceite (N)”, pudiendo expresarse en fracciones o porcentaje, esto es:

$$F_R = \frac{N_p}{N}$$

1.4 ETAPAS DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO

La Administración Moderna de Yacimientos admite y evalúa la necesidad de implementar procesos durante la etapa productiva del campo que incluyen sistemas artificiales de producción, recuperación adicional, para cumplir con el objetivo de maximizar el valor económico del campo.

Los proyectos de explotación comprenden, entre otros, los siguientes elementos físicos y actividades:

- Pozos de desarrollo.
- Pozos intermedios.
- Pozos inyectoros.
- Ductos.
- Estaciones de compresión.
- Tanques.
- Intervenciones y Reparaciones Mayores.

- Reparaciones Menores.
- Pruebas piloto.
- Sistemas artificiales de producción.
- Optimización del proceso de producción.
- Aseguramiento de la calidad de aceite y gas.
- Recuperación secundaria.
- Recuperación mejorada.
- Programas de mantenimiento de instalaciones.
- Taponamientos.
- Desmantelamiento de instalaciones.
- Programa de desincorporación de pozos e instalaciones.
- Restauración de las áreas de trabajo.

1.5 DEFINICIÓN DE CAMPO MADURO EN MÉXICO DE ACUERDO A PEMEX

Los campos maduros en México se definen como aquellos campos donde el margen de utilidad es rentable pero no suficientemente competitivo con otros proyectos en la cartera de inversiones de PEP. El concepto de madurez es dinámico, es decir, puede ser temporal en función de las condiciones del mercado y nivel de costos de extracción y producción.

También se define como campos maduros aquellos donde se ha alcanzado el pico máximo de su producción y empieza su etapa de declinación. Su clasificación está relacionada a criterios volumétricos y económicos que dependen de la condición del campo, su límite de producción y su costo de rentabilidad.

Actualmente, alrededor del 50% de la producción mundial de hidrocarburos proviene de campos maduros y entre 75-80% de la producción acumulada se ha producido de campos de más de 30 años de antigüedad. En función de las definiciones, México estaría produciendo de campos maduros entre el 40 y el 70% de la producción de aceite.

Desde un punto de vista técnico, existen áreas que necesariamente influyen en el factor de recuperación de campos maduros:

- Identificación, cuantificación y factibilidad de producir las reservas remanentes de aceite y gas.
- Optimización de la productividad a través de reparación de pozos.
- Acceso apropiado para drenar hidrocarburos.
- Sistemas artificiales y aseguramiento de flujo de fluidos.
- Mantenimiento de presión y comportamiento de barrido.
- Separación y manejo de fluidos.
- Administración de yacimientos.

1.5.1 Características principales

- Vida de producción mayor a 30 años.
- Bajos factores de recuperación.
- Avanzado estado de agotamiento.
- Altos porcentajes de declinación de producción.
- Pozos inactivos, y los activos presentan problemas para producir.
- No se han realizado nuevas perforaciones, ni reparaciones de pozos en los últimos años, o se han realizado muy pocos.
- Limitado uso de nuevas tecnologías, debido a indicadores económicos.
- Muy baja ó casi nula asignación de recursos, debido a su baja productividad.

1.5.2 Visualización actual de oportunidades

México tiene una gran cantidad de activos de producción, ya sean principalmente de aceite y gasíferos tanto terrestres como marinos, varios de estos activos se consideran campos maduros o marginales y tienen ciertas particularidades como: tener yacimientos en avanzado estado de explotación, bajas productividades de aceite por pozo, su producción está en declinación, altos porcentajes de RGA,

altos costos de producción, proyectos con indicadores poco atractivos, instalaciones antiguas y sobredimensionadas, exceso de personal y por supuesto utilidades de operación inciertas y en algunas circunstancias bajas y negativas.

Estos activos a pesar de lo anterior poseen todavía un enorme valor en términos de reserva, habilidades personales e instalaciones estratégicas. Una variable importante que mejora los costos de producción, es el incremento de la producción. De ante mano se sabe que para incrementarla se requieren importantes recursos y que los resultados de los proyectos no son siempre seguros: sin embargo la presencia de reservas probadas y probables en aquellos campos que así lo reporten y la disponibilidad y calidad de información técnica hacen viable las opciones de reactivar los proyectos de desarrollo y de recuperación mejorada más rentable.

1.6 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA OBTENER INFORMACIÓN

1.6.1 Registros geofísicos

El propósito de tomar registros de los pozos es el de obtener un registro gráfico de una o más de las propiedades físicas o químicas de las formaciones geológicas encontradas durante la perforación de un pozo. Muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en laboratorio, pero desde el punto de vista del ingeniero de yacimientos sólo los registros eléctricos y nucleares (radiactivos) permiten realizar medidas que se pueden usar con efectividad en las operaciones rutinarias. También son considerados elementos indispensables en la interpretación geológica-económica de áreas exploratorias, desarrollo de campos, caracterización de yacimientos y evaluación de reservas.

La interpretación cualitativa de los registros de los pozos se basa en los datos y forma de la curva registrada, y requiere considerable conocimiento de las condiciones geológicas existentes. El entendimiento de los principios

fundamentales en las medidas es de sumo valor en el análisis empírico de los registros de los pozos es muy importante.

Algunas de estas propiedades físicas que podemos determinar con los registros geofísicos son: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. Desafortunadamente, solo algunos de estos parámetros petrofísicos pueden medirse directamente. En cambio, deben inferirse u obtenerse de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones.

1.6.2 Estudios petrofísicos

La petrofísica se refiere al estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos contenidos en ella. El conocimiento de estas propiedades junto con las propiedades de los fluidos es fundamental para desarrollar, administrar y predecir el comportamiento de manera eficiente de los yacimientos petroleros.

La petrofísica proporciona, para propósitos volumétricos y de modelado, el espesor neto (h), porosidad (ϕ), permeabilidad (k), saturación de agua, aceite y gas (S_w , S_o y S_g , respectivamente), localización de contactos y volumen de arcilla (V_{cl}).

Partiendo de lo anterior, el modelado petrofísico se refiere al proceso o procedimiento utilizado para interpretar los datos petrofísicos, los cuales generalmente se obtienen de los registros geofísicos de pozos. Para calibrar los modelos petrofísicos, éstos se deben correlacionar con los datos de núcleos, datos de producción, pruebas de presión, entre otros.

1.6.3 Pruebas de presión-producción

El análisis de pruebas de presión es una técnica donde se estudia el comportamiento de un pozo cuando éste es sometido a variaciones de presión y/o

producción con respecto al tiempo. Con la información obtenida de estos análisis se pueden estimar las propiedades de roca, de los fluidos y del flujo. Básicamente con esta técnica, los datos de presiones y gastos medidos son ajustados a un modelo matemático de flujo que mejor describa el comportamiento dinámico del sistema pozo-yacimiento. Algunos de los datos obtenidos a partir de estos análisis son el volumen de drene del pozo, el daño o la estimulación en la vecindad del pozo, la presión del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad, algunas discontinuidades en el yacimiento, la distribución de fluidos, entre otros.

Algunas pruebas de presión son la de incremento de presión, decremento de presión, pruebas de inyectividad, prueba de interferencia, etc.

1.6.4 Análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT)

Un conocimiento apropiado del comportamiento de los fluidos a lo largo de la vida productiva de un campo o yacimiento, es fundamental para una eficiente administración de yacimientos. Lo anterior, debido a que las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante para el desarrollo de herramientas de pronósticos de producción de hidrocarburos, y por lo tanto para el diseño de instalaciones y equipos para el manejo y transporte de hidrocarburos.

Asimismo, las propiedades de los fluidos influyen en la determinación de los volúmenes in situ, en el cálculo de factores de recuperación y en la definición de estrategias de desarrollo. La caracterización del comportamiento de los fluidos del yacimiento con la presión, volumen y temperatura (PVT) consiste de una serie de pasos:

1. Adquisición de muestras representativas de fluidos
2. Mediciones PVT en el laboratorio
3. Control de calidad de las mediciones

4. El desarrollo de modelos matemáticos que representen los cambios en las propiedades del fluido en función de la presión, temperatura y composición.

Cabe resaltar que el tipo de fluido y los procesos de producción dictarán el tipo y la cantidad de datos requeridos. Algunas de las propiedades de los fluidos son: factores de volumen de agua de formación, del aceite y del gas (B_w , B_o y B_g , respectivamente); relación de solubilidad en el aceite y en el agua (R_s , R_{sw}); viscosidades del agua, del aceite y del gas (μ_w , μ_o , μ_g , respectivamente); compresibilidad del agua, del aceite y del gas (c_w , c_o , c_g) y presión de saturación (P_b).