



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“OPTIMIZACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS
DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO MADURO
CON RECUPERACIÓN SECUNDARIA”**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

PAOLA ELIZABETH LÓPEZ CHÁVEZ

DIRECTOR DE TESIS:

JESÚS AGUIRRE Y OSETE

MENTOR DE PEMEX:

JORGE HUESCANI JIMÉNEZ BERNAL



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO DF 2015

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

SINODALES

PRESIDENTE: DR. Ricardo José Padilla y Sánchez

VOCAL: M.I Jesús Aguirre y Osete

SECRETARIO: ING. José Juventino Sánchez Vela

PRIMER SUPLENTE: ING. Gustavo E. Prado Morales

SEGUNDO SUPLENTE: ING. César Alejandro Mar Álvarez

Contenido

Agradecimientos.....	i
Índice de Tablas.....	ii
Índice de Figuras	iv
Abstract.....	vi
Introducción.....	vii
CAPÍTULO I Proyecto Integral De Campos Maduros Terrestres Del Área Poza Rica	1
1.1 Datos Generales del Proyecto	5
1.1.1 Objetivo del proyecto.....	5
1.1.2 Ubicación	5
1.1.3 Alcance.....	7
1.1.4 Avance y logros del proyecto	9
1.2 Descripción Técnica del Proyecto.....	10
1.2.1 Exploración.....	10
1.2.2 Caracterización y Delimitación del Yacimientos del Área de Estudio.....	12
1.2.3 Geología Estructural.....	12
1.2.4 Evaluación Petrofísica.....	34
1.2.5 Caracterización de la Faja de Oro	37
1.3 Pruebas de Laboratorio.....	50
1.3.1 Pruebas de Laboratorio.....	50
CAPÍTULO II Inversión y Reservas del Campo en Estudio	53
2.1 Proyectos de Inversión.....	53
2.1.1 Volumen original	54
2.1.2 Recursos Prospectivos	55
2.1.3 Recursos Contingentes.....	55
2.2 Reservas.....	55
2.2.1 Clasificación de Reservas	56
2.2.2 Petróleo Crudo Equivalente	59
2.2.3 Incorporación de Reservas	59
2.3 Factores de Recuperación de Fluidos	59
2.3.1 Factores que Influyen en la Recuperación	60
2.3.2 Factores de Control en la Estimación de Reservas.....	61
2.4 Estado Actual de los Campos del Proyecto Integral de Campos Maduros Terrestres Área Poza Rica.....	62
2.4.1 Volumen Original y Factores de Recuperación	62
2.4.2 Reservas Remanentes 1P, 2P y 3P.....	63

2.5 Fuentes de Ingresos y Egresos	64
2.5.1 Inversión.....	64
2.5.2 Gastos de Operación	65
2.5.3 Precio de Hidrocarburos	66
2.5.4 Futuro Perfil de Producción de Hidrocarburos.....	67
CAPÍTULO III Escenarios de Explotación	69
3.1 Desarrollo de Campos	69
3.1.1 Desarrollo Inicial	69
3.1.2 Comportamiento Primario	69
3.2 Métodos de Recuperación.....	70
3.2.1 Recuperación Primaria	70
3.2.2 Recuperación Secundaria	73
3.2.3 Recuperación Terciaria y/o mejorada (EOR).....	76
3.2.4 Recuperación Avanzada (IOR).....	77
3.3 Mecanismos de Producción.....	77
3.4 Simulación Matemática.....	80
3.5 Evaluación de Campos Maduros	87
3.6 Abandono.....	89
3.6.1 Abandono Temporal	89
3.6.2 Abandono Permanente o Definitivo	89
3.7 Principales Alternativas de Explotación.....	90
3.7.1 Descripción de alternativas.....	91
CAPÍTULO IV Evaluación del Riesgo Económico.....	94
4.1 Evaluación determinística	95
4.1.1 Pronósticos de Producción.....	95
4.1.2 Precios.....	95
4.1.3 Costos	95
4.1.4 Tiempo.....	96
4.1.5 Inversiones.....	96
4.2 Indicadores Económicos.....	96
4.2.1 Valor Presente Neto VPN.....	97
4.2.2 Valor Presente de Inversión VPI	98
4.2.3 Eficiencia de Utilidad o Relación VPN/VPI.....	98
4.2.4 Tasa Interna de Retorno TIR	98
4.2.5 Relación Beneficio Costo (B/C)	100
4.2.6 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).....	100
4.3 Límite Económico	101
4.4 Análisis de Sensibilidad	101
4.4.1 Diagrama de Tornado	102

4.5 Resultados de los Análisis de Sensibilidad y Costos de las Opciones	104
4.6 Evaluación de Alternativas.....	107
4.6.1 Estimación de Producción, ingresos, inversión y costos	107
CAPÍTULO V Estrategias de Desarrollo y Producción	111
5.1 Plan de Explotación para la estrategia seleccionada.....	111
5.1.1 Descripción general de las instalaciones de producción y tratamiento de crudo y gas	111
5.2 Muestreos y análisis para corroborar calidad de los hidrocarburos	116
5.3 Perforación y Reparación de Pozos	116
5.4 Recuperación Primaria y Secundaria.....	120
5.5 Desincorporación de activos y/o abandono.....	124
5.6 Premisas Económicas	125
5.6.1 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos.....	125
5.6.2 Diagrama de tornado	127
5.7 Plan de Ejecución del Proyecto para la Alternativa Seleccionada	128
5.8 Seguridad Industrial.....	130
5.8.1 Identificación de riesgos	130
5.8.2 Niveles de conflicto potencial identificados	131
5.8.3 Evaluación de riesgos operativos	131
5.8.4 Jerarquización de riesgos	131
5.8.5 Análisis de Consecuencias	132
5.8.6 Metodología de análisis de consecuencias.....	132
5.8.7 Caso Real de una Falta de Seguridad Industrial.....	133
5.9 Medio ambiente	135
CONCLUSIONES.....	xi
RECOMENDACIONES.....	xiii
BIBLIOGRAFÍA.....	xiv
NOMENCLATURA	xvi
GLOSARIO	xvii

Agradecimientos

A Dios

Gracias Señor por acompañarme durante toda mi vida, por haberme permitido lograr este sueño. Cada día me das más de un motivo para adorar tu divino ser.

A Mis Padres

Gracias a ambos, por haberme educado bajo los principios de nobleza y amor. Quiero que sepan que jamás existirá forma de agradecerles todo su esfuerzo y sacrificio constante, el logro mío también es suyo. Dignos de recibir siempre mi respeto y admiración.

Papito: Gracias por enseñarme a no rendirme nunca ante los problemas.

Mami: Gracias por despertarme todos los días a las cinco de la mañana.

A Mi Hermano

Tobby hermoso. Gracias por hacer de este recorrido de mi vida, el más maravilloso a tú lado. Te amo.

A Mi Tía Palhy

Gracias Goldita, por todo tu amor y el apoyo que me has brindado toda la vida.

A Mi Universidad y a Mí País México

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, quien me abrió las puertas desde el 2006 en el Colegio de Ciencias y Humanidades y a mi país México. Gracias por brindarme una carrera profesional proporcionándome las herramientas y conocimientos necesarios para convertirme en ingeniero.

A Mis Sinodales

A mi Director de Tesis, Maestro Jesús Aguirre: Gracias por todo el conocimiento transmitido desde las aulas. Agradezco infinitamente todo el apoyo brindado y su amistad.

Al Dr. Ricardo Padilla: Gracias por todas esas pláticas llenas de conocimientos y valores.

Al Ingeniero Juventino Sánchez: Gracias por apoyar mis decisiones y ser un excelente profesor para mí.

Al Ingeniero Gustavo Prado: Agradezco todo el tiempo dedicado en mi trabajo. Y cada uno de los comentarios para dar un exitoso resultado.

Al Ingeniero Alex Mar Álvarez: Gracias por la confianza y el apoyo durante todo este tiempo.

A Mis Profesores

Cada uno es parte esencial de este trabajo, el cual les comparto, ya que este trabajo es un reflejo de todo su esfuerzo. Gracias Profesores. Gracias Ingeniero Jorge Huescani Jiménez.

A Mis Amigos y Compañeros

Gracias a todos mis compañeros y amigos que me acompañaron en este camino tan difícil de recorrer, sin su apoyo, este logro no hubiera sido posible. Gracias Changui por enseñarme el significado de una amistad pura y desinteresada.

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Características principales de los Campos del Proyecto

Tabla 1.2 Actividad Física Programada

Tabla 1.3 Inversión Período 2015-2029

Tabla 1.4 Inversión Total Ejercida 2002-2014

Tabla 1.5 Avances del Proyecto 2010-2013

Tabla 1.6 Reservas de Aceite, Gas y PCE. Campo Área Poza Rica

Tabla 1.7 Factores de Recuperación, Campo Área Poza Rica

Tabla 1.8 Características y Componentes del Gas

Tabla 2.1 Factores de control influyentes en la estimación de reservas

Tabla 3.1 Características de los mecanismos de la Producción Primaria

Tabla 3.2 Inyección de Agua (características, ventajas y desventajas)

Tabla 3.3 Inyección de Gas (características, ventajas y desventajas)

Tabla 3.4 Actividad Física a realizar 2011-2025

Tabla 4.1 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1

Tabla 4.2 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2

Tabla 4.3 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 3

Tabla 4.4 Inversión, Ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 1

Tabla 4.5 Inversión, Ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 2

Tabla 4.6 Inversión, Ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 3

Tabla 4.7 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 1

Tabla 4.8 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 2

Tabla 4.9 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 3

Tabla 5.1 Oleoductos Bloque San Andrés

Tabla 5.2 Gasoductos Bloque San Andrés

Tabla 5.3 Gasoducto Bombeo Neumático

Tabla 5.4 Batería de Separación Bloque Tierra Blanca

Tabla 5.5 Tabla de Infraestructura de Producción Bloque Altamira

Tabla 5.6 Programa Físico de Abandono de Instalaciones

Tabla 5.7 Inversión, ingresos, flujo de efectivo, gastos de operación

Tabla 5.8 Indicadores Económicos PICMTAPR

Tabla 5.9 Análisis de Sensibilidad

Tabla 5.10 Producción de la Alternativa Seleccionada

Tabla 5.11 Volumen Original y Factores de Recuperación

Tabla 5.12 Reservas Remanentes de Aceite y Gas Natural

Tabla 5.13 Estimación de Inversiones y Gastos Operativos

Tabla 5.14 Clasificación de Riesgo

Tabla 5.15 Matriz de Asignación de Riesgo

Índice de Figuras

- Figura 1.1 Ejecución de Planes de Desarrollo de Campo*
- Figura 1.2 Localización Geográfica del Proyecto de Explotación*
- Figura 1.3 Cadena de Valor PEMEX Exploración y Producción*
- Figura 1.4 Sistema Petrolero*
- Figura 1.5 Ubicación Geológica Cuenca Tampico-Misantla*
- Figura 1.6 Formación Tamabra*
- Figura 1.7 Clasificación de Dunham*
- Figura 1.8 Columna Geológica*
- Figura 1.9 Columna Geológica esquemática de la Cuenca Tampico-Misantla*
- Figura 1.10 Sección sísmica compuesta. Alto Tuxpan-Tecolutla y Poza Rica*
- Figura 1.11 Modelo de depósito Sistema El Abra-Tamabra*
- Figura 1.12 Modelo Sedimentario El Abra-Tamabra*
- Figura 1.13 Ubicación de Cuerpos*
- Figura 1.14 Facies Sísmicas*
- Figura 1.15 Muestras de Rocas*
- Figura 1.16 Tabla de Tipo de Roca, Porosidad y Permeabilidad*
- Figura 1.17 Faja de Oro. Plataforma de Tuxpan*
- Figura 1.18 Modelo Estructural campos de la Franja Abra-Tamabra*
- Figura 1.19 Producción Acumulada Campo en Área Poza Rica 2014*
- Figura 1.20 Sísmica en 3D Campo Área Poza Rica*
- Figura 1.21 Visualización 3D que muestra la división del Campo en Área Poza Rica en cuatro bloques estructurales.*
- Figura 1.22 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo en Área Poza Rica*
- Figura 1.23 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Jiliapa*
- Figura 1.24 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Santa Águeda*
- Figura 1.25 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Aguacate*
- Figura 1.26 Resultados de análisis de Porosidad y Permeabilidad*
- Figura 1.27 Valores similares de Permeabilidad horizontal y vertical*
- Figura 2.1 Desarrollo de un Proyecto Petrolero*
- Figura 2.2 Clasificación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos.*
- Figura 2.3 Volumen Original Proyecto Integral Área Poza Rica*
- Figura 2.4 Factor de Recuperación*
- Figura 2.5 Reservas de Aceite y Gas al 1 de Enero del 2014*

- Figura 2.6 Evolución Histórica de Precios de Aceite y Gas*
- Figura 2.7 Pronósticos de Producción*
- Figura 3.1 Factores de Recuperación de Hidrocarburos Típicos*
- Figura 3.2 Clasificación de Métodos de Recuperación Mejorada*
- Figura 3.3 Historia de Presión-RGA Campo Poza Rica*
- Figura 3.4 Recuperación Incremental del Campo Poza Rica*
- Figura 3.5 Mapa de Contactos de la Cima Tamabra*
- Figura 3.6 Mapas Sísmicos de Porosidad, Permeabilidad y Sw*
- Figura 4.1 Evaluación Técnica y Económica*
- Figura 4.2 Ejemplo de Diagrama de Tornado*
- Figura 4.3 Diagrama de Tornado Alternativa 1*
- Figura 4.4 Diagrama de Tornado Alternativa 2*
- Figura 4.5 Diagrama de Tornado Alternativa 3*
- Figura 5.1 Manejo de la Producción del Bloque San Andrés*
- Figura 5.2 Esquema del Manejo de Producción del Bloque Tierra Blanca*
- Figura 5.3 Infraestructura del Bloque Altamira*
- Figura 5.4 Proceso de Planeación del Pozo*
- Figura 5.5 Estado Mecánico de un Pozo Tipo del PICMTAPR*
- Figura 5.6 Estado Mecánico de un Pozo Tipo del PICMTAPR*
- Figura 5.7 Readecuación del Sistema de Inyección de Agua*
- Figura 5.8 Diagrama de Tornado para la Evaluación de Variables*
- Figura 5.9 Distribución en el tiempo de la NP*
- Figura 5.10 Histograma de Frecuencia de la NP*
- Figura 5.11 Producción Normalizada de todos los Campos Poza Rica*

Abstract

The following research shows mature fields analysis of Project Operation Integral, in the Poza Rica Land Area. The technical-economic information analyzed, came from Pemex-Exploration and Production (PEP) which consist in:

1. Project General Information
2. Project Description Technique
3. Main Operational Alternatives
4. Development and Production Strategies
5. Financial Reporting Project
6. Environment Industrial Safety

I reckon this methodology which determines an economic analysis, and examines the potential risks that might arise; it is the best option we can choose. It's one that gives us the greatest economic benefit and ROI in the shortest time. At the same time we are considering the lowest risk, provided that the choice meets the requirements of the company.

For the execution of this research, a scheme was proposed considering the most important activities that need to be developed and which are mentioned below:

- Information Validation; Review and Database Compilation.
- Petrophysical Properties Mature Fields Integral Project Area Poza Rica
- Classification of depositional environments
- Project Presentation
- Production and wells History Behavior.
- Production wells Declining
- Original Volume Calculation
- Pushing mechanism and recovery factor
- Reserves
- Operational scenarios
- Risk Evaluation
- Criteria Selection
- Industrial safety and environmental protection

The oil industry is always associated with success and failure exploration and exploitation. Implicit in seeking incremental of oil and gas volumes, the risk is linked to the strategic and operational investments. Both maintain base production as having an incremental production of a field, is challenging the synergy of Petroleum Engineering with multiple areas. However, speaking of a project, the risk is magnified by incorporating fields of various characteristics, such as newly developed or discovered with mature and marginal fields and therefore we must take into account all the above activities, with the sole purpose of having the best selection criterion that benefit the greater whole development of our project.

Introducción

Actualmente la Industria Petrolera sigue una serie de procesos para cumplir su desarrollo en su totalidad, entre los cuales encontramos la exploración, la extracción, la refinación, el transporte y la comercialización. En la etapa de prospección se utilizan técnicas muy sofisticadas como son mediciones sísmicas, toma de imágenes satelitales, etc. Al tener esta información hacemos uso del equipo multidisciplinario que formamos con geólogos y geofísicos, con el único fin de interpretar los resultados de la información obtenida y encontrar áreas ricas en hidrocarburos.

La etapa de exploración se basa principalmente en realizar perforaciones para establecer reservas probables, mientras que la extracción se enfoca en perforaciones y en las reparaciones de pozos; dentro de las cuales, se pueden utilizar los sistemas artificiales de producción. La refinación, el transporte y la comercialización, se dedican a procesar los hidrocarburos, y una vez que se obtienen sus derivados son transportados para su venta.

Este trabajo muestra el resultado hecho de un análisis relacionado con el Proyecto Integral de Operación de Campos Maduros Terrestres en el Área Poza Rica. La información técnica-económica que fue analizada proviene de PEMEX-Exploración y Producción (PEP); y la cual consiste en:

- 1.- Información general acerca del Proyecto
- 2.- Descripción Técnica del Proyecto
- 3.- Principales Alternativas de Explotación
- 4.- Estrategias de Desarrollo y Producción
- 5.- Información Financiera del Proyecto
- 6.- Seguridad Industrial y Medio Ambiente

Después de las principales etapas de producción de un yacimiento petrolero, queda en promedio aproximadamente el 60% del volumen original de aceite dentro de él, el cual no puede extraerse debido a la pérdida de presión dentro del yacimiento o por algún otro factor que impide que el aceite llegue a la superficie. La falta de nuevos descubrimientos, sumado a la declinación de la producción, nos llevan a buscar nuevas alternativas rentables para poder cubrir la demanda de hidrocarburos del país, una de ellas es la recuperación secundaria o mejorada.

Cuando decidimos implementar algún método de recuperación es necesario involucrar las diversas incertidumbres y riesgos de carácter técnico-económico, con la finalidad de maximizar el factor de recuperación de los yacimientos, y por tanto, los ingresos.

Este documento plantea la utilización de una metodología, la cual determina un análisis económico y analiza los posibles riesgos que puedan presentarse. La mejor opción que tendríamos que elegir, será aquella que nos proporcione el mayor beneficio económico y la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible, pero que al igual consideré el más bajo riesgo, siempre y cuando la elección cumpla con los requerimientos de la compañía.

Para la ejecución de este trabajo se propuso un esquema considerando las actividades más importantes que requieren ser desarrolladas y las cuales se mencionan a continuación:

- Validación de información; revisión y compilación de la base de datos
- Características petrofísicas del Proyecto Integral de Campos Maduros Terrestres de Área Poza Rica
- Clasificación de ambientes de depósito
- Validación de análisis PVT
- Presentación del Proyecto.
- Comportamiento e Historia de producción de pozos
- Declinación de producción de pozos
- Calculo del volumen original
- Mecanismo de empuje y factor de recuperación
- Reservas
- Escenarios de explotación
- Evaluación del riesgo económico
- Criterio de selección
- Seguridad industrial y la protección al medio ambiente

La Industria Petrolera siempre está asociada al éxito y fracaso de las actividades de exploración y explotación. El riesgo implícito en buscar volúmenes incrementales de aceite y gas, va ligado a las inversiones estratégicas y operacionales. Tanto mantener la producción base como tener una producción incremental de un campo, es todo un reto de la sinergia de la Ingeniería Petrolera con múltiples áreas. Sin embargo, al hablar de un proyecto, el riesgo se magnifica al incorporar campos de diversas características, como de reciente desarrollo o descubrimiento junto con campos maduros o marginales. Es por consiguiente, que debemos tomar en cuenta todas las actividades antes señaladas, con el único fin de tener el mejor criterio de selección que beneficiará en la mayor totalidad al desarrollo de nuestro Proyecto.

El objetivo principal de este trabajo será generar escenarios de explotación que permitan una mejora en el factor de recuperación con el apoyo de las tecnologías de punta en la operación y en las geo-ciencias, así como del software de caracterización estática y dinámica de los campos que agrupen el proyecto. De este modo la decisión de perforar pozos de relleno o cambiar al esquema de inyección, dependerá de los resultados que un equipo de trabajo reporte y documente en su cartera de proyectos.

Analizar el flujo de trabajo, las tecnologías utilizadas, los métodos de solución, el comportamiento de los yacimientos, el comportamiento de las inversiones y sobre todo realizar una Administración Integral Multi-yacimientos bien aplicada, reditará beneficios que se reflejarán en los indicadores económicos y en los factores de recuperación proyectados para cada campo en análisis. Así, desde la evaluación de los campos nuevos y su delimitación, hasta el abandono de campos y su taponamiento de pozos, se tendrá un flujo de trabajo eficiente debido a la aplicación de los conceptos de la Administración Integral de yacimientos en campos maduros y con esquemas de inyección de agua.

El Capítulo I se basa principalmente en la adquisición de la información geológica y petrofísica de los campos que componen el Proyecto en estudio. Los análisis del sistema roca-fluidos nos ayudarán a determinar las características en las que se llevará a cabo la perforación o la producción de los pozos, los históricos de producción, la presencia de acuíferos y otros componentes no hidrocarburos.

El Capítulo II se refiere a la descripción de las reservas petroleras y su clasificación, las cuales podrán estimarse por procedimiento deterministas o probabilistas. Los procedimientos probabilistas modelan la incertidumbre de diferentes parámetros como son la porosidad, el espesor neto, saturaciones de fluidos, etc. Mientras que los procedimientos determinísticos, se enfocan principalmente en métodos volumétricos o bien métodos de balance de materia.

El Capítulo III describe los principios básicos para la recuperación de hidrocarburos, señala las distintas etapas de recuperación de hidrocarburos y los procesos más comunes que lo conforman, apoyándose en la simulación matemática de yacimientos. De igual manera, se muestran las principales alternativas de explotación que se proponen para el desarrollo óptimo del Proyecto.

El Capítulo IV define las principales variables e indicadores económicos de las alternativas propuestas, éstas son de suma importancia para realizar el análisis económico de un proyecto. En la industria petrolera para determinar si un proyecto es rentable o no, se deben considerar indudablemente la evaluación técnica y económica del mismo.

El Capítulo V permitirá la evaluación de la alternativa propuesta seleccionada; esto con el objetivo de conocer la probabilidad de éxito o fracaso tanto técnico como económico del proyecto. Con esta información se podrá tomar la mejor decisión que requiera el proyecto, al igual que nos enfocaremos en medidas de salud, seguridad y medio ambiente.

Optimización de las Estrategias de Explotación de un Campo Maduro con Recuperación Secundaria

CAPÍTULO I PROYECTO INTEGRAL DE CAMPOS MADUROS TERRESTRES DEL ÁREA POZA RICA

Se reconoce a un proyecto como la solución inteligente a un problema para satisfacer alguna necesidad al momento. Igualmente se considera como proyecto al conjunto de acciones no repetitivas, únicas, de duración determinada, formalmente organizadas y que utilizan recursos.

A su vez, el planear la ejecución de un proyecto antes de su inicio y medir el progreso del proyecto nos ayudan a que podamos dividir en tareas que no sean cíclicas, que puedan caracterizarse con precisión y cuyas relaciones entre ellas sean conocidas.

*“La planificación consiste en determinar **qué** se debe hacer, **cómo** debe hacerse, **quién** es el responsable de que se haga y **por qué**”*

Hoy en día, la industria petrolera desarrolla proyectos de exploración, perforación y producción de petróleo y gas, así como proyectos ambientales y de optimización de la producción en campos petroleros existentes, para lo cual, es necesario desarrollar competencias del personal para tener la capacidad de gestionar dichos proyectos, definir su estrategia de ejecución, el tiempo de duración y las diferentes tareas y sus responsables en su organización, la forma de dirigirlo, de acuerdo a la naturaleza del mismo, utilizando herramientas modernas de Gestión y Dirección de proyectos.

Para esto siempre se debe contar con la mayor cantidad de información, ya que se asegurará la planeación adecuada del proyecto. Los aspectos que comprenderán un proyecto son:

- a. Evaluación económica
- b. Evaluación de Impacto Ambiental y Social
- c. Evaluación técnica
- d. Evaluación Jurídica

Para el buen desarrollo de un proyecto es necesario conocer la importancia de la Administración Integral de Yacimientos, esta se define como un proceso dinámico que involucra un conjunto de decisiones y operaciones, mediante las cuales a un yacimiento petrolero se le identifica, cuantifica desarrolla, explota, monitorea, y evalúa en todas su etapas de producción; desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono. Para aplicar este concepto se requiere el conocimiento inicial de los volúmenes de aceite y gas que se encuentran en el subsuelo, y a su vez se debe determinar cuánto de este volumen se puede estimar para comenzar a considerar las reservas probadas que se tienen.

Como se menciona anteriormente esta información se debe determinar tan pronto como sea posible en la vida del campo o yacimiento ya que, técnicamente se requiere conocer estos valores para poder diseñar las estrategias de explotación, dependiendo de las características geológicas y de ingeniería petrolera que tenga el campo.

Cabe señalar que en la Administración Integral de Yacimientos es importante la formación de equipos multidisciplinarios o interdisciplinarios, con profesionales de varias especialidades, para poder obtener los máximos factores de recuperación posibles. Debemos recordar que los casos más exitosos que ha tenido la industria petrolera en la explotación de yacimientos petroleros, son aquellos en lo que se empleó un equipo multidisciplinario para administrarlo.

En resumen, la Administración Integral de yacimientos tiene como objetivo principal obtener la máxima recuperación económica posible de un yacimiento en base a información y conocimiento del mismo.

Para tener una Información Integral del Proyecto es necesario tomar en cuenta que se requieren de dos evaluaciones específicas, las cuales se dividen en la Técnica y la Económica.

Dentro de la información Técnica se necesita conocer:

1. Modelo Estático
2. Modelo Dinámico

El modelo estático hace referencia a la caracterización estática, la cual es conocida como el proceso mediante el cual se describen las características del yacimiento que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de este.

El objetivo del *modelo estático* es determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos, así como de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del sistema de fluidos, y definir su distribución en el yacimiento petrolero, así de esta manera poder llegar a desarrollar un modelo geológico-petrofísico que describa las características del yacimiento.

Esta caracterización involucra diversas fuentes de información como son: datos geológicos y geofísicos, registros de pozos y análisis de laboratorio a muestras de roca y a los fluidos del yacimiento; y así poder determinar propiedades estáticas de la formación como la permeabilidad, porosidad, saturaciones, etc.

Por otra parte, el *modelo dinámico* tiene como objetivo principal evaluar los aspectos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento petrolero. Esta caracterización hace uso de herramientas como pruebas de presión, datos de producción, registro de flujo y temperatura. De este modelo se puede determinar la permeabilidad efectiva, presión del yacimiento y el daño a la formación.

Respecto a la información Económica es necesario contar con:

1. Estudios de sensibilidad y riesgo
2. Optimizar los escenarios de Producción
3. Evaluación técnica y toma de decisiones

En esta evaluación se realiza una cuantificación mediante indicadores económicos o parámetros económicos de decisión, estos indicadores califican de alguna manera determinada la propiedad del proyecto, por lo que el análisis conjunto de los mismos permitirá la elección de las alternativas de inversión que en ese momento resulten más convenientes para los responsables del proyecto (compañía). Los principales indicadores utilizados son:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Valor Presente de Inversión (VPI)
- Eficiencia de utilidad o relación VPN/VPI
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Flujo de Efectivo

Es importante tener presente esta clasificación pues en algunos casos un indicador económico o un criterio, resulta hábil para calificar un proyecto en determinado escenario o circunstancia, e inhábil en otras.

Este estudio se tomará como el último proceso donde se analizará la factibilidad del proyecto, es decir, se definirá si este es capaz de generar utilidades y se decidirá si el proyecto se lleva a cabo, se mantiene en espera o simplemente se descarta.

En el proyecto la calidad de la información es muy importante, ya que se requiere información con la mayor exactitud posible, por eso es necesario acudir a estudios geológicos, sísmicos, muestras de rocas y fluidos, registros geofísicos de pozos e historial del pozo, siempre y cuando tengamos la seguridad de que la información que obtengamos sea lo más fidedigna posible.

La **Figura 1.1** muestra claramente el orden de forma general que se tiene que seguir para generar la dirección y los datos de un proyecto petrolero.

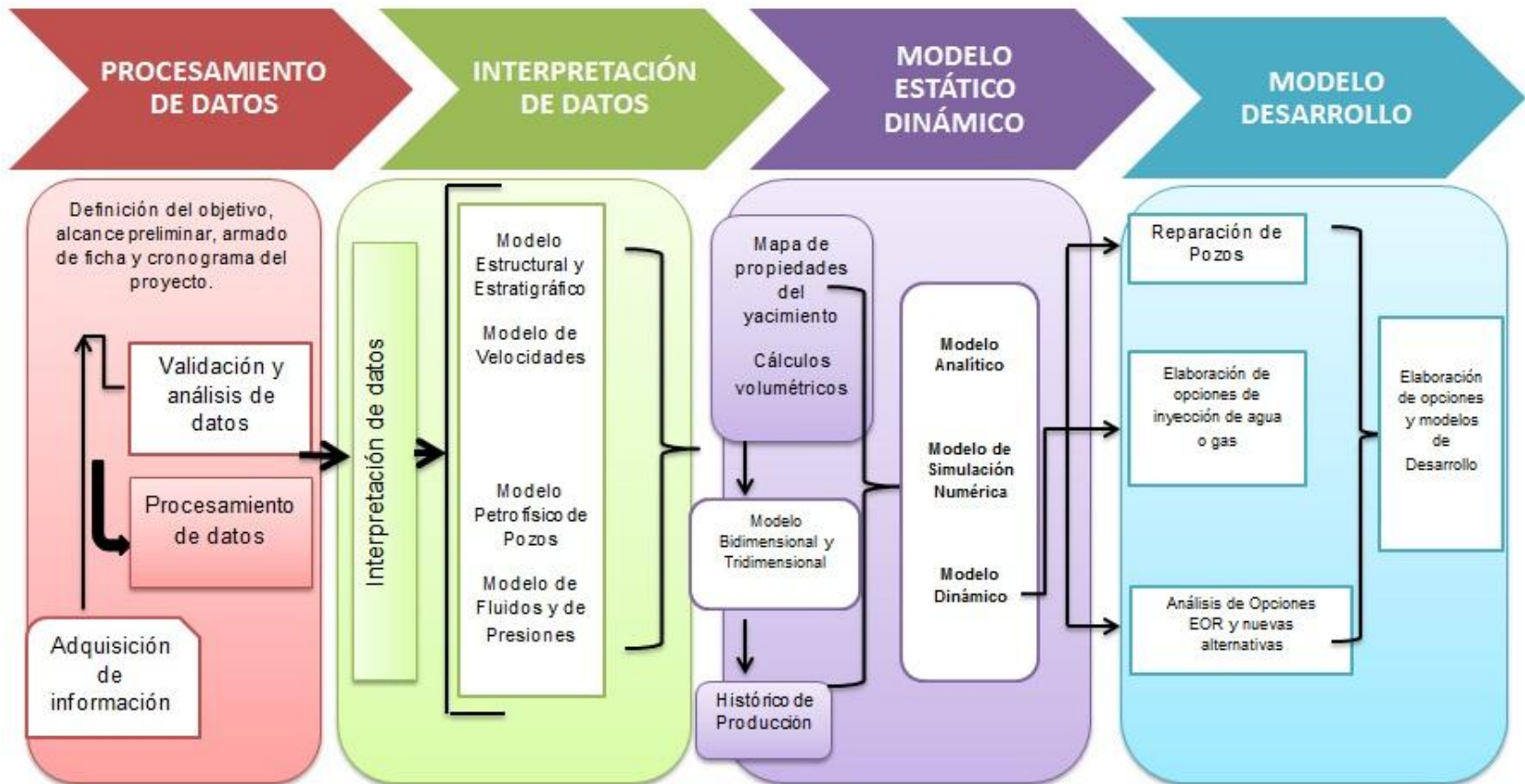


Figura 1.1 Ejecución de Planes de Desarrollo de Campo

1.1 Datos Generales del Proyecto

1.1.1 Objetivo del Proyecto

Acelerar ritmo de extracción de la Reserva Remanente 2P en Aceite a 106.7 MMB y de Gas a 139.7 MMMPC en el período de 2015-2029, mediante estrategias como perforación de pozos en desarrollo, reparaciones mayores, reparaciones menores, pruebas piloto para implementar y optimizar la explotación con recuperación secundaria y mejorada y sistemas artificiales de producción.

1.1.2 Ubicación

El Proyecto Integral de Campos Maduros Terrestres Área Poza Rica (PICMTAPR) se localiza en la planicie costera del Golfo de México en la porción Norte del Estado de Veracruz. Geológicamente está ubicado en la porción Sur-Centro-Oriental de la Provincia Geológica Tampico-Misantla (**Figura 1.2**). Los límites geográficos del proyecto son:

Al Norte: Río Panuco
Al Sur: Río Nautla
Al Oeste: Afloramientos de la Sierra Madre Oriental
Al Este: Línea de costa

Este proyecto está integrado por 63 campos distribuidos en tres áreas productoras:

1. Área Poza Rica
2. Faja de Oro Terrestre
3. Tres Hermanos

Se encuentra a 250 km al NE de la Ciudad de México y tiene activos 14 municipios, de los cuales Papantla es el que cuenta con el mayor número de instalaciones petroleras.

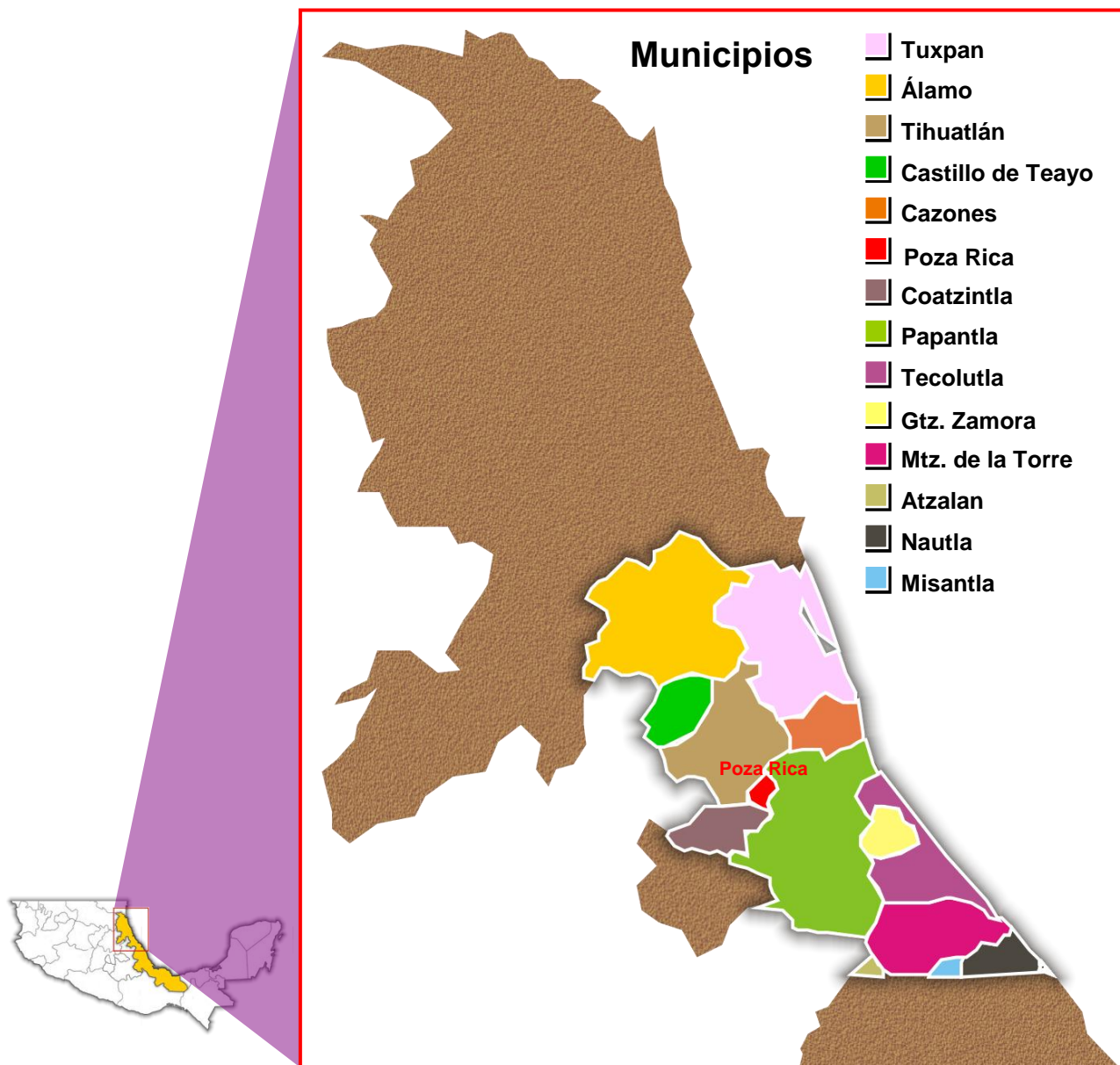


Figura 1.2 Localización geográfica del Proyecto de Explotación

1.1.3 Alcance

Rediseñar el plan de explotación de los campos que componen este Proyecto, orientado a producir la reservas remanentes 2P, de manera que se utilicen las tecnologías adecuadas, cumpliendo con normas de seguridad y protección ambiental y operando en armonía con la comunidad.

En la **Tabla 1.1** se indican el estado de pozos, reserva 2P y costo de producción de los campos que comprende el Área Poza Rica.

- Comparten infraestructura para el manejo, transporte, tratamiento y venta de hidrocarburos.
- Yacimientos con características similares
- Producción en campos maduros y campos con potencial remanente de hidrocarburos no explotados.

Campos	Producción					Costo de Producción (mm pesos)
	Abtos.	Cdos.	Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	2P (mmpce)	
Poza Rica (7 sub-campos)	208	301	10,053	11.57	78.322	23.63
Jiliapa	40	55	777	0.42	1.275	8.34
Tejada	7	10	286	0.04	0.595	10.91
Nuevo Progreso	10	7	194	0.24	0.360	12.72
Papantla	5	22	129	0.18	0.454	19.61
Castillo de Teayo	9	5	123	0.33	0.123	19.46
Cerro del Carbón	5	37	110	0.94	0.877	37.54
Huizotate	2	3	43	0.07	0.061	8.60
Zapotallillo	2	4	28	0.02	0.090	19.19
TOTAL	288	444	11,743	13.81	82.157	17.78

Tabla 1.1 Características principales de los campos del Proyecto (Enero 2014).

Sin embargo, el plan de desarrollo y estrategia del PICMTAPR consiste en la explotación de los campos Poza Rica, Jiliapa, Santa Águeda, Ezequiel Ordoñez, Presidente Alemán, Riachuelo, Gran Morelos, Aguacate, Sur de Amatlán, Tres Hermanos y Toteco Cerro Azul. La Reserva Remanente 2P de este bloque para crudo es de 85 MMB y de gas 109.4 MMMPC.

Dentro del periodo **2015-2029** y de acuerdo a la estrategia y visión del negocio actual del PICMTAPR se requerirá realizar la perforación de 113 pozos, terminación de 113 pozos de desarrollo, 194 reparaciones mayores, 2,199 reparaciones menores, 127 taponamientos y la adquisición de 400 km² (**Tabla 1.2**) siempre y cuando no se pierda de vista el objetivo del Proyecto. Las Reparaciones Mayores se definen como la intervención al pozo en la cual se cambia la esencia del pozo mismo, ejemplos de estas son cambios de intervalo, ampliación o reducción de intervalos, profundización, reentradas etc., Mientras que una Reparación Menor implica la intervención al pozo en la cual no se modifica su esencia, éstas pueden ser muy costosas, ejemplos son: corrección de problemas en el aparejo, acondicionamiento a sistemas diferentes de producción, cambios de posición de empacadores y accesorios, etc. Los taponamientos se utilizan principalmente cuando se necesita la recuperación de materiales costosos y tuberías de producción y explotación superficiales; cabe mencionar, que esta intervención tiene repercusiones contables y legales de consideración.

Para llevar a cabo estas actividades en el periodo antes mencionado, se requiere una inversión de **22,465 millones de pesos (Fuente CNH) (Tabla 1.3)** y es claro que se buscará maximizar el valor económico tanto de las inversiones como de los hidrocarburos dentro del marco legal y en armonía con el medio ambiente y las comunidades a través de la implantación de modelo de desarrollo sustentable.

Metas Físicas	Unidad	Cantidad
Perforaciones	Número	113
Terminaciones	Número	113
LDD	Número	113
LDD(Adicionales DC)	Número	28
Reparaciones Mayores	Número	194
Reparaciones Menores	Número	2199
Estimulaciones	Número	1350
Ductos	Número	11
Líneas de inyección de agua o de gas	Número	41
BS Pontón	Número	1
Conversión a pozos Inyectores RM	Número	2
Reacondicionamiento de pozos productores RM	Número	3
Taponamientos	Número	127
Sísmica 3D	km ²	400

Tabla 1.2 Actividad Física Programada.

	2015-2017	2018-2020	2021-2023	2024-2026	2027-2029	TOTAL
Operacional	4,805	1,326	138	243	0	6,512
Estratégica	8,171	3,779	2,449	1,085	470	15,954
Total	12,976	5,105	2,587	1,328	470	22,466

Tabla 1.3 Inversión (millones de pesos @2014.Periodo 2015-2029

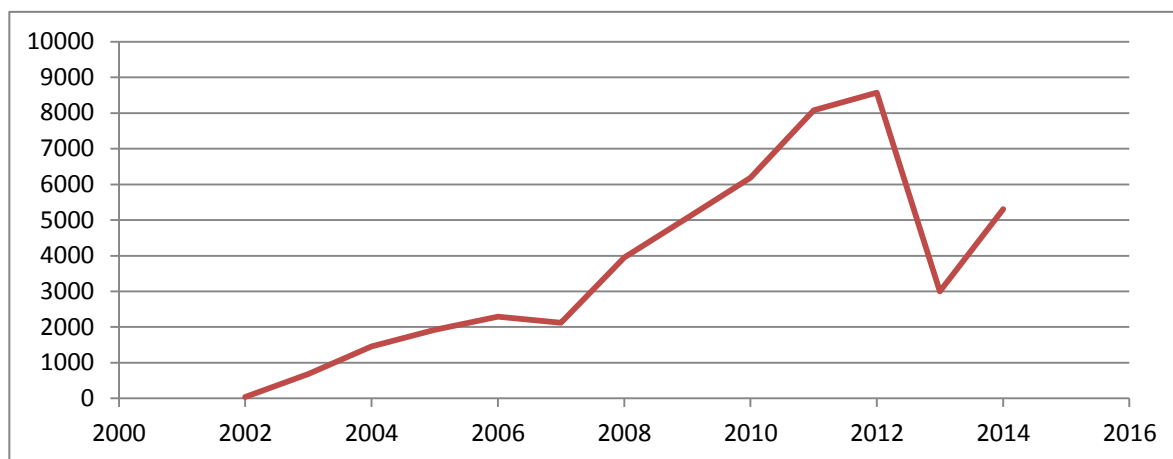
1.1.4 Avance y Logros del Proyecto

La inversión total del Proyecto se aproxima a los **71,153 millones de pesos**, ya que como observamos anteriormente, para el periodo 2015-2029 se utilizarán 22,466 millones de pesos y lo que se ha utilizado desde 2002 hasta 2014 son alrededor de 48,687 millones de pesos (*Tabla 1.4*).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Tot
Inversión Total	40	685	1460	1928	2290	2124	3953	5065	6186	8078	8573	2997	5306	48685
Estratégico	15	317	426	276	255	279	1232	1799	2151	3080	3384	1052	2015	16281
Operacional	25	368	1034	1652	2035	1845	2721	3266	4035	4998	5189	1945	3291	32404

Tabla 1.4. Inversión total ejercida 2002-2014 por programa (millones de pesos @2014).

En la siguiente gráfica se muestra la inversión histórica del año 2002 al 2014.



En la *Tabla 1.5* se presentan los avances e inversión del proyecto que se obtuvieron a partir del año 2010 hasta el 2013.

POZA RICA	2010	2011	2012	2013	TOT
<i>Perforación de Pozos de Desarrollo</i>	11	11	11	11	44
<i>Terminación de Pozos de Desarrollo</i>	11	11	11	11	44
<i>Cambio de Intervalo</i>	42	42	42	40	166
<i>Profundizaciones</i>	5	3	2		10
<i>Reentradas a Pozos</i>	9	11	11	11	42
<i>Conversión a Bombeo Mecánico (BM)</i>	13	13	9		35
<i>Conversión a Pozos Inyectores</i>	1	24	3		28
<i>Reacondicionamiento de Pozos Inyectores</i>	11	12	5		28
<i>Reacondicionamiento de Pozos Productores</i>	11	11			22
<i>Reparaciones Menores</i>	116	122	148	189	575

Proyecto	Inversión	2010	2011	2012	2013	TOT
	<i>Estratégica</i>	680	1,143	998	569	3,390
IPR PEF	Operacional	1,340	1,163	1,131	949	4,583
TOTAL		2,020	2,306	2,129	1,518	7,973

Tabla 1.5 Avances del proyecto (período 2010-2013) (Millones de pesos).

1.2 Descripción Técnica del Proyecto

Los campos que componen el PICMTAPR son: Jiliapa, Santa Águeda, Ezequiel Ordoñez, Presidente Alemán, Riachuelo, Gran Morelos, Aguacate, Sur de Amatlán, Tres Hermanos y Toteco Cerro Azul, estos yacimientos se presentan en rocas carbonatadas, naturalmente fracturadas y porosidades por disolución, tiene profundidades que van desde los 500 hasta los 3,600 metros y aceites en un rango de gravedad de 14 hasta los 35 grados API.

1.2.1 Exploración

1.2.1.1 Evaluación de Potencial

Cómo se sabe, para que exista un yacimiento de hidrocarburos necesita formarse como tal el Sistema Petrolero, el cual está formado sinérgicamente por una serie de elementos que se encuentran concatenados en tiempo y espacio con el fin de formar un yacimiento, el cual es la acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, y a su vez se explota siempre y cuando haya un rendimiento económico.

Se requiere de diversas disciplinas para evaluar de manera integral los componentes del yacimiento. Las principales actividades requeridas para dicha actividad son: exploraciones geológicas y geofísicas, estas se dividen en etapas:

- Geología superficial
- Gravimetría
- Magnetometría
- Geoquímica
- Sísmica
- Registros de Pozos



Figura 1.3 Cadena de Valor PEMEX Exploración y Producción

1.2.2 Caracterización y Delimitación de Yacimientos del Área de Estudio

La Caracterización de Yacimientos es un proceso multidisciplinario, en el cual se crea un modelo geo-científico que incorpora e integra información geológica e ingenieril, a diferentes escalas, desde el poro hasta el yacimiento. Básicamente, se puede dividir en dos: caracterización estática y caracterización dinámica.

Cuando se hace referencia a la caracterización de un yacimiento básicamente se considera una descripción detallada de éste. Lo que involucra la obtención de propiedades y características de la roca, así como de los fluidos en el yacimiento. Por lo anterior es que la caracterización de un yacimiento puede llegar a ser muy compleja, ya que involucra las herramientas necesarias para la obtención de parámetros, el análisis de los valores obtenidos y, lo más importante, cómo interactúan cada una de estas propiedades entre sí.

Simplificando, la metodología de la caracterización de yacimientos está basada en que la caracterización estática se encargará de definir y evaluar las características físicas del volumen de roca siempre a condiciones estáticas, mientras que la caracterización dinámica evaluará y determinará la interacción de los fluidos dentro de dicho volumen de roca a condiciones dinámicas.

La delimitación de yacimientos se extiende por límites físicos, los cuales son definidos por procesos geológicos (estratigráficos y estructurales); y los límites convencionales, los cuales son aquellos se establecen con criterios inferidos como los cortes de porosidad o saturación de fluidos.

1.2.3 Geología Estructural

La Geología estructural siempre irá de la mano del Modelo Geológico que tenga el yacimiento, es por eso que se considera integrar diversa información para describir de manera exacta las características geológicas del yacimiento y las cuales se especifican a continuación:

- a. **Ambiente de depósito.-** Este determinará la arquitectura del yacimiento; es decir, una vez que se identifican los procesos de depositación y se reconstruyen las secuencias de eventos de los mismos, se determina y se predice la distribución espacial, la geometría y la dimensión de las facies que se generaron.
- b. **Historia Diagenética.-** se requerirá un análisis petrofísico para determinar las fases diagenéticas y su efecto en la porosidad y la permeabilidad. Además ayudará a determinar zonas de porosidad secundaria, zonas con poros de mayor tamaño, zonas de cementación y zonas con mayor compactación (reducen la transmisibilidad de fluidos en la roca).
- c. **Historia Estructural.-** Facilitará la localización de aspectos estructurales como fallas, que en determinado momento son de gran ayuda para poder completar el modelo geológico, ya que estos rasgos pueden estar delimitando el yacimiento.
- d. **Características geoquímicas de la roca y fluidos.-** El estudio geoquímico identificará los diferentes compuestos de los hidrocarburos en su ambiente geológico, permite identificar y localizar arenas que contienen los crudos de mejor calidad.

1.2.3.1 Sistema Petrolero

El Sistema Petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza. Este se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), cuando y bajo qué condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), y cuando y donde se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera (**Figura 1.4**).

Los elementos clave que definen la existencia de un Sistema Petrolero son las rocas generadoras, almacenadoras, sello. Y los procesos son la trampa, la migración y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos.

Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de hidrocarburos. La ausencia de uno solo de éstos elimina la posibilidad de tener un yacimiento petrolero.

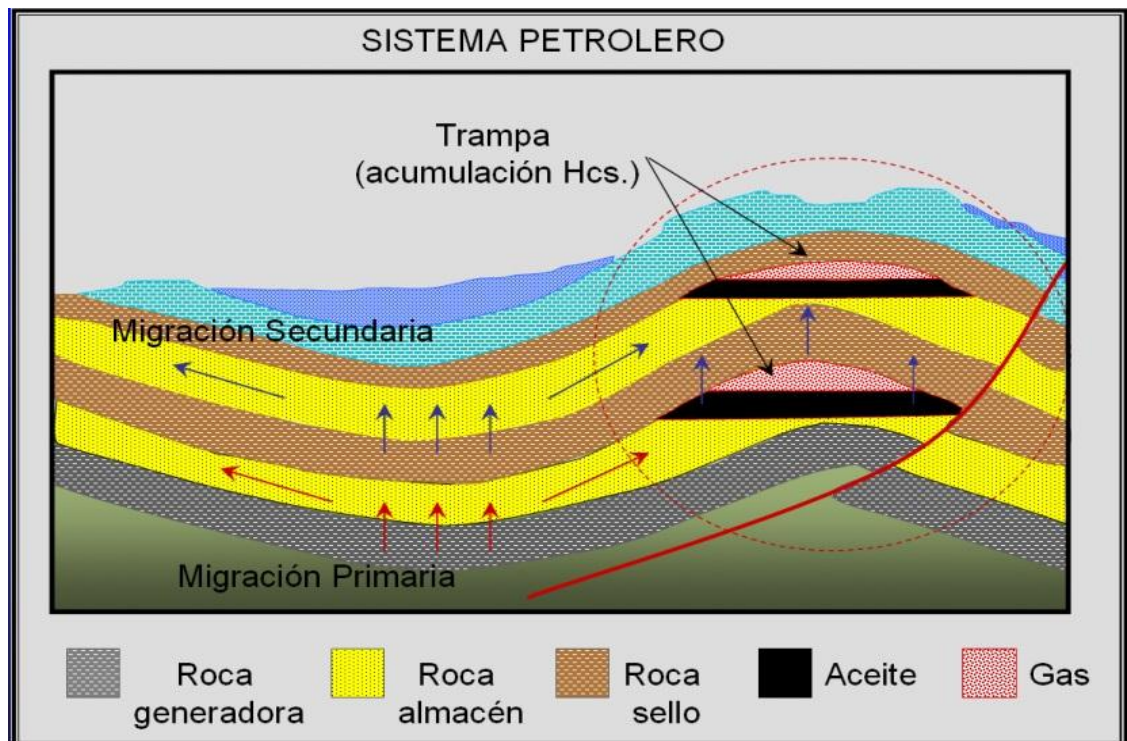


Figura 1.4 Sistema Petrolero

1.2.3.1.1 Roca Generadora

El término de Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas sedimentarias que son ricas en materia orgánica que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo a gran profundidad de sepultamiento y con alta temperatura.

La determinación e identificación de una roca generadora está basada en dos factores:

- 1.- Contenido de Materia Orgánica
- 2.- Tipo de Materia Orgánica

1.2.3.1.2 Roca Almacén

Es una roca sedimentaria permeable, porosa y agrietada cubierta de capas impermeables a la que asciende el gas natural y el petróleo procedente de la roca generadora, en la que queda almacenado debido a que sus características estructurales y estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos . Ejemplos de estas rocas son las areniscas.

1.2.3.1.3 Roca Sello

Es aquella roca sedimentaria que actúa como barrera al escape del hidrocarburo dentro del yacimiento; entre las más comunes encontramos: lutita, anhidrita o sal. En ocasiones el sello constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias). Las rocas sello se caracterizan por tener poros de pequeño tamaño.

1.2.3.1.4 Trampa Geológica

Es una estructura geológica que hace posible la acumulación o depositación del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable. Las trampas se diferencian por tres tipos; trampa estratigráfica, trampa estructural y trampa mixta.

1.2.3.1.5 Generación-Migración-Acumulación

Los elementos y procesos esenciales para que se lleve a cabo un sistema petrolero deben colocarse correctamente *en tiempo y espacio*, a fin de que la materia orgánica incluida en una roca madre migre, se almacene naturalmente y pueda convertirse en una acumulación de petróleo. Un sistema petrolero existe donde todos los elementos y procesos esenciales se producen o se piensa que tienen una oportunidad razonable o una alta probabilidad de ocurrir.

1.2.3.2 Descripción de la Formación Tamabra

La cuenca Tampico-Misantla se ubica en el Oriente de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200m (**Ver Figura 1.5**).

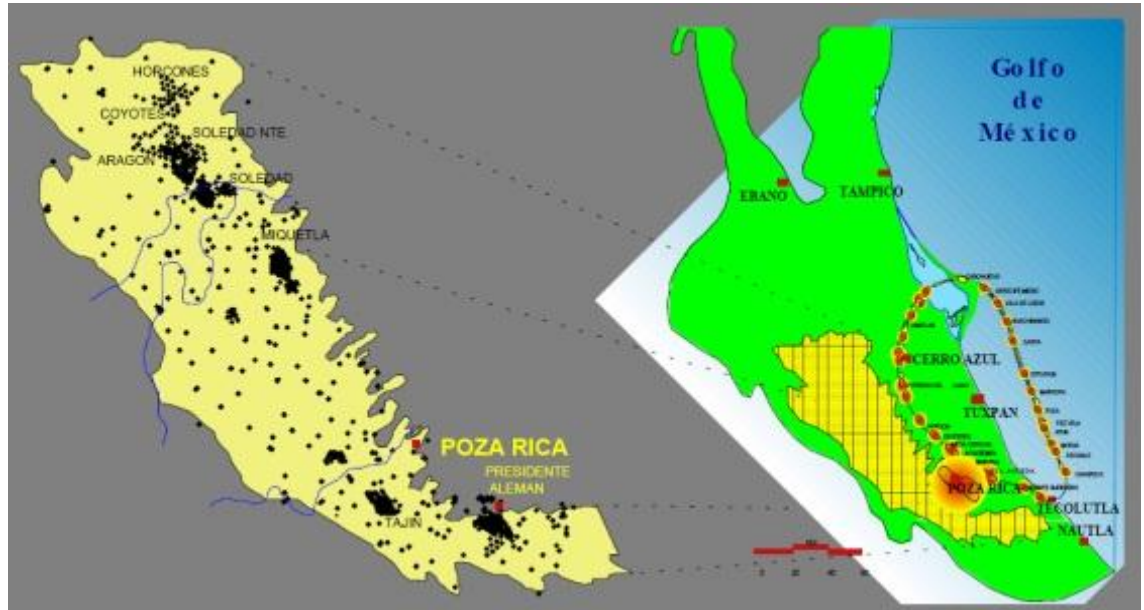


Figura 1.5 Ubicación Geológica Cuenca Tampico-Misantla.

Geológicamente dentro de la cuenca Tampico-Misantla, reconocemos a la Formación Tamabra (**Figura 1.6**), la cual se define como un “play” establecido, muy importante por el número de campos petroleros existentes en la porción terrestre del alineamiento Tamabra, relacionado con la “Faja de Oro”. De los campos con mayor dimensión y destacado por su volumen original de aceite en sitio es el Campo en el Área Poza Rica.

La Formación Tamabra se depositó durante el Albiano-Cenomaniano (Cretácico Medio), debido al desarrollo arrecifal de la Formación El Abra. El Abra, la cual constituye el borde de la plataforma "Tuxpan-Tecolutla". Este borde arrecifal sufrió denudación por el efecto del oleaje aportando hacia el talud flujos de escombros y/o detritos así como flujos turbidíticos de rocas carbonatadas, las cuales constituyen a las rocas almacenadoras de los yacimientos de los campos de la Formación Tamabra, los cuales no presentan análogo alguno a nivel mundial

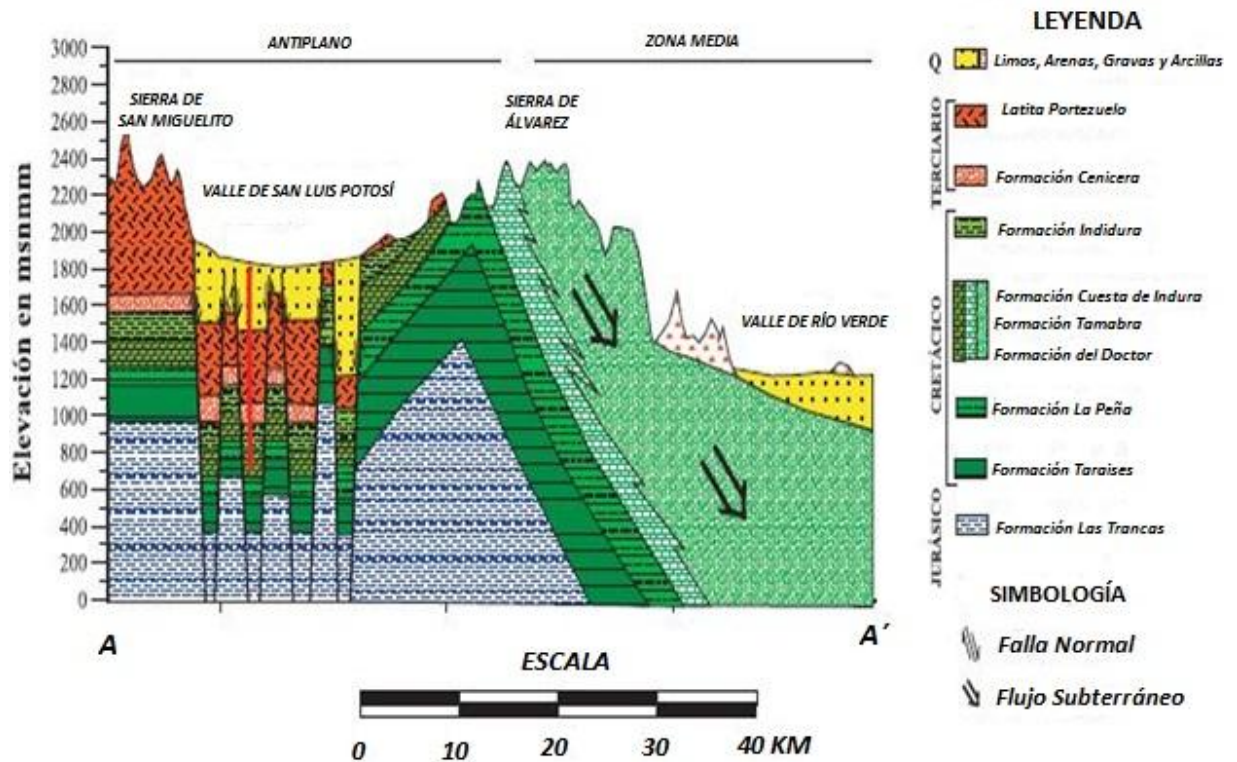


Figura 1.6 A Formación Tamabra.

La barimetría marina de pozos exploratorios en busca de acumulaciones de hidrocarburos en la fracción marina de la formación Tamabra (Figura 1.6B), fluctúa entre los 40 y 70 m de profundidad.

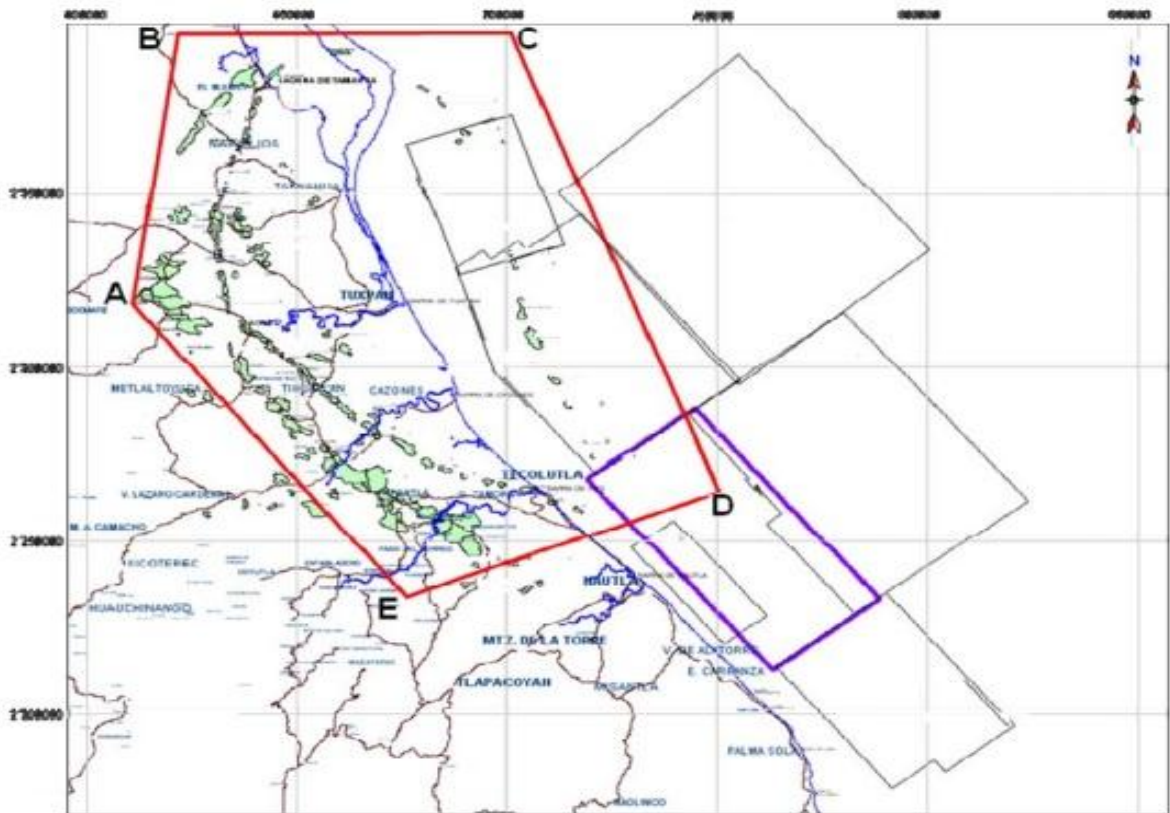


Figura 1.6 B Ubicación Formación Abra y Tamabra. Para la Formación El Abra, se incluyen los campos marinos y para Tamabra los terrestres por descubrir (PEMEX).

1.2.3.3 Clasificación de los Carbonatos

- Clasificación de Folk (1962):

Folk establece una clasificación de calizas teniendo en cuenta las proporciones relativas de los tres constituyentes básicos: granos (alocáusticos; con > 10% de granos), matriz micrítica (con < 10% de granos) y cemento esparítico (ortocáusticos).

○ **Clasificación de Dunham (1962).** (Ver Figura 1.7)

Distingue dos tipos generales de carbonatos (rocas y sedimentos carbonatados).

1. Textura deposicional reconocible

- **Boundstone:** Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores (corales, algas, cianobacterias)
- **Grainstone:** Textura grano-soportada y sin matriz micrítica. El espacio intergranular puede estar ocupado por cemento.
- **Packstone:** Textura grano-soportada y con matriz micrítica. El espacio intergranular está ocupado por micrita.
- **Wackestone:** Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.
- **Mudstone:** Textura matriz-soportada con menos del 10% de granos.

2. Textura Cristalina (cuya textura deposicional no es reconocible).

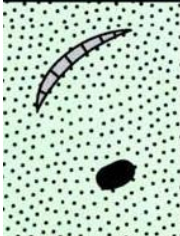

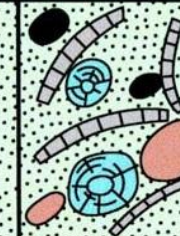


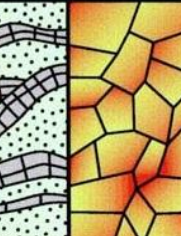
Textura deposicional reconocible				Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la sedimentación			Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico		
Con barro micrítico		Esqueleto grano-soportado			
Esqueleto matriz-soportado					
< 10 % granos	> 10 % granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina
					

Figura 1.7 Clasificación de Dunham (1962)

1.2.3.4 Componentes de las Rocas Calizas

Los granos **aloquímicos** de las calizas pueden ser:

- **Bioclastos.**- fósiles y fragmentos de fósiles.
- **Ooides y peloides.**- los primeros concéntricos y los segundos de origen fecal. Ambos redondeados.
- **Intraclastos.**- fragmentos re trabajados de otras calizas.

De igual manera podremos encontrar en las calizas los siguientes componentes:

- **Terrígenos.**- granos de arena, limo o arcilla, provenientes de la erosión del continente.
- **Oolitas.**- partículas carbonatadas casi esféricas, originadas por la acción del oleaje y corrientes continuas en lugares donde se presenta una depositación rápida de calcita.
- **Transicional.**- son aquellos que tienen ocurrencia en las áreas circundantes a la línea de costa, entre el contacto del mar y el continente.
- **Micritas Laminares.**- es calcita microcristalina menores de 5 micras de diámetro y constituye la matriz de grano fino en rocas carbonatadas.

1.2.3.5 Columna Geológica

La escala del tiempo geológico, es un calendario el cual representa los eventos de la historia geológica de la Tierra y de la vida ordenados cronológicamente (**Figura 1.8**). Cada intervalo de tiempo en esta escala está relacionado con un correspondiente conjunto de rocas y fósiles. El tiempo geológico nos ayuda a identificar dentro de un tiempo determinado, la aparición o desaparición de especies, cambios de clima, y diversos factores que afectan a la tierra.

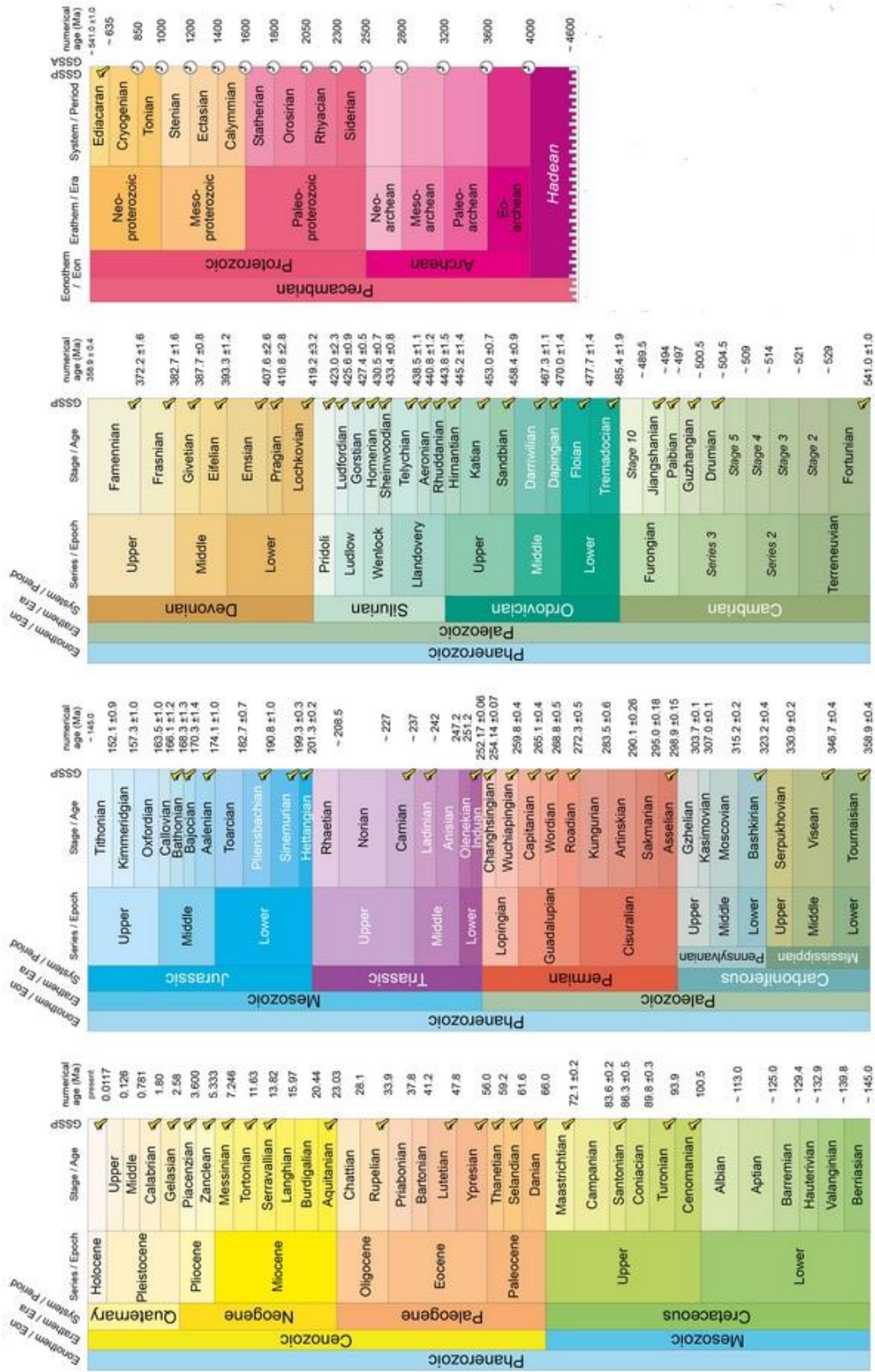


Figura 1.8. Columna Estratigráfica

A continuación se describe en forma concisa la estratigrafía regional de la Cuenca Tampico-Misantla (**Figura 1.9**) enfocada hacia la región de Poza Rica.

Paleozoico-Mesozoico

Basamento

El basamento de la cuenca lo constituyen rocas polimetamórficas con edades de recalentamiento del Pérmico Temprano al Triásico Temprano. Estas rocas fueron intrusionadas por cuerpos graníticos con edades similares y por troncos tonalíticos y dioríticos del Jurásico Temprano.

Mesozoico

Formación Huizachal (Hettangiense/Rethiense).

Distribuida en la parte norte de la Cuenca Tampico-Misantla, constituida por una secuencia arrítmica, en la que predominan las areniscas sobre conglomerados, lutitas y limolitas rojas. Los espesores reportados varían de 850 a 1850m. Su base y su cima se encuentran en relación discordante con el basamento y/o rocas paleozoicas y con la Formación Huayacocotla respectivamente.

Formación Huayacocotla (Sinemuriense-Toarciense).

Esta formación está integrada por dos miembros: El inferior, constituido por estratos masivos de lutitas negras carbonatadas, alternado con areniscas cuarzosas, y en la base se tienen conglomerados. En el miembro superior encontramos, areniscas y lutitas verdosas con abundantes plantas fósiles, en la cima se tienen limolitas arenosas gris y gris verdosas. Los espesores observados fluctúan entre los 720 y los 850m. Los contactos inferior y superior son discordantes con las formaciones Huizachal y Cahuwasas respectivamente.

Formación Cahuwasas (Bajociense-Bathonienne).

Litológicamente constituida por lutitas, limolitas y conglomerados (rojizos, verdes) con horizontes de cuarcitas, carecen de contenido faunístico. Su contacto inferior es discordante con la Formación Huayacocotla y el superior es discordante de muy bajo ángulo con las Formaciones Huehuetepic y Tepexic. Los espesores observados en superficie y los reportados, varían de 20 a 1500m.

Formación Huehuetepic (Bathonienne-Calloviense).

Integrada por evaporitas (anhidrita y halita), lutitas, limolitas, areniscas color café rojizo y wackestone-packstone de bioclastos color gris oscuro. Su base se compone por areniscas de grano medio y conglomerados grises. El espesor promedio cortado por los pozos exploratorios es de 100m. Es discordante con las Formaciones Cahuwasas y Tepexic, inferior y superiormente, respectivamente.

Formación Tepexic (Calloviense-Oxfordiense).

Esta formación representa el dominio mixto; es decir, la transición de condiciones continentales a marinas. Los ambientes de depósito fueron: estuario, lagunar, deltaico, costero, islas de barrera y plataforma somera. Las facies desarrolladas fueron packstone-grainstone: dolomitizado y arenosos con oolitas y bioclastos, areniscas conglomeráticas, areniscas y limolitas calcáreas biógenas y areniscas y limolitas calcáreas. Presenta un contacto transicional en su cima con la Formación Santiago. El espesor promedio determinado en el subsuelo es de 100m.

Formación Santiago (Oxfordiense).

Compuesta por lutitas gris oscuro a negro, ligeramente calcáreas y bituminosas. El contacto superior es con la Formación Tamán. Los espesores conocidos en promedio son de 120m, aunque en algunas áreas llegan a tener más de 600m.

Formación Tamán (Kimmeridgiense-Tithoniense).

Esta formación está compuesta litológicamente por mudstone arcilloso color café, en capas de 20 a 80cm, con intercalaciones de lutitas calcáreas negras de 5 a 10cm. El espesor de la Formación es aproximadamente de 300m. El contacto superior es concordante y transicional con la Formación Pimienta, cambia lateralmente de facies con las Formaciones Chipoco, San Andrés y San Pedro.

Formación Chipoco (Kimmeridgiense-Tithoniense).

Constituida por cuerpos alternantes de mudstone-wackestone color café y café oscuro, éstos son arcillosos con foraminíferos planctónicos y lentes de pedernal, también encontramos packstone-grainstone de oolitas. El espesor promedio es de 65m. Cambia lateralmente de facies a la Formación San Andrés; subyace con la Formación Pimienta.

Formación San Andrés (Kimmeridgiense-Tithoniense).

Litológicamente está constituida por packstone-grainstone de oolitas con bioclastos, algas interestratificadas con dolomías. Su espesor promedio es de 70m. Infrayace a la Formación Pimienta en forma concordante.

Formación Pimienta (Tithoniense- Berriasiense).

Está integrada por dos cuerpos litológicos bien delimitados. El miembro inferior está compuesto por lutitas calcáreas interestratificadas con capas aisladas de mudstone arcilloso; se tiene también fuerte presencia de bentonitas. El miembro superior se caracteriza por estratos de mudstone-wackestone arcillosos; presencia de lentes y nódulos de pedernal e intercalaciones de lutitas negras calcáreas. El espesor promedio es de 65m. Descansa concordantemente y subyace de la misma manera a las Formaciones Tamán-Chipoco-San Andrés y Tamaulipas Inferior. Cambia lateralmente de facies con la Formación La Casita.

Formación Tamaulipas Inferior (Berrisaense-Aptienese).

Está compuesta por tres miembros, el primer miembro basal (mudstone arcilloso y wackestone-packstone), el segundo miembro bentonítico (mudstone-wackestone) y el miembro de calizas (mudstone ligeramente arcilloso). El espesor promedio de las Formación es de 400m.

Formación El Abra (Albiense-Cenomaniense).

Conformada por carbonatos wackestone-packstone-grainstone, alternados por miliolidos y algas calcáreas. Su espesor en el borde arrecifal alcanza más de 1600m y en las facies lagunares de 1200 a 1400m. Cambia de facies con la Formación Tamabra.

Formación Tamabra (Albiense-Cenomaniense).

La Formación Tamabra, está formada por flujos de escombros y flujos turbidíticos de biocláston e intraclastos derivados de las rocas carbonatadas de la Formación El Abra, y escasos mudstones-wackstones delgados interesratificados con los calciclásticos. El nombre de ésta Formación se debe por encontrarse entre las facies arrecifales, de la Formación El Abra y las facies carbonatadas de cuenca de la Formación Tamaulipas Superior.

Formación Tamaulipas Superior (Albiense-Cenomaniense).

La componen mudstone y wackstone ligeramente arcillosos y biógenos con lentes de pedernal. Contiene lutitas bentoníticas. El espesor promedio de esta unidad es de 250m, su cima se pone en contacto con la Formación Agua Nueva.

Formación Agua Nueva (Cenomaniense-Santoniense).

Constituye un basal de mudstone ligeramente arcillosos biógenos con lentes de pedernal. El miembro superior lo constituye mudstone arcilloso con interestratificaciones de lutitas negras y escasa bentonita con abundante pedernal. Su espesor varía entre los 150 a 200m. Subyace concordantemente con la Formación San Felipe.

Formación San Felipe (Santoniense-Campaniense).

La constituye mudstone arcilloso con bentonita y biógenos. El espesor promedio es de 90m.

Formación Méndez (Campaniense-Maastrichtiense).

Formada por margas gris verdoso e intercalaciones de bentonitas. El espesor promedio para esta unidad es de 230m. Su cima es discordante con una Brecha de fragmentos de calizas cretácicas aglutinadas por un material calcáreo-arcilloso.

Brecha (Limite Mesozoico-Cenozoico).

Su espesor promedio es de 4m y su cima es discordante con las rocas de la Formación Velasco.

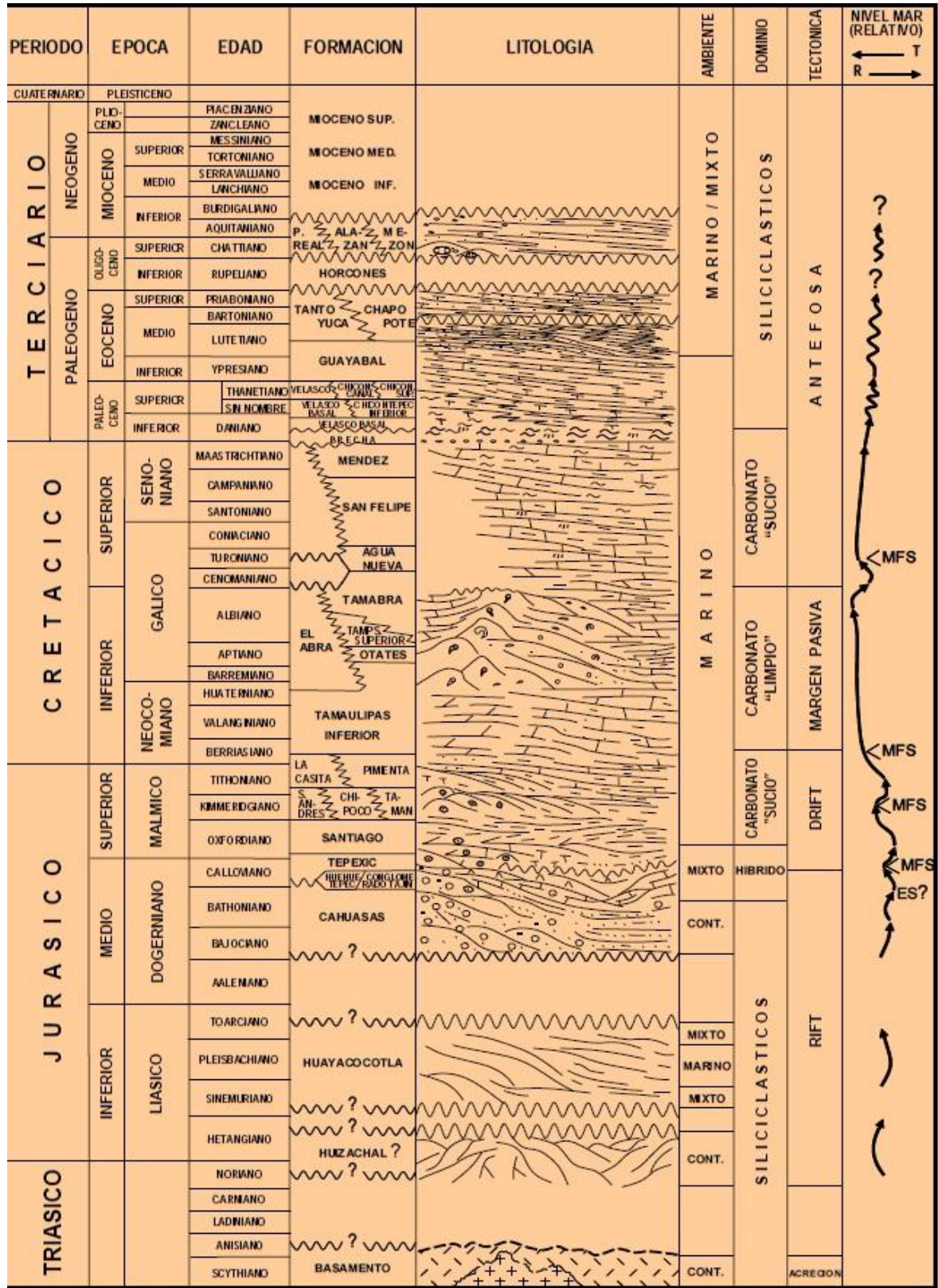


Figura 1.9 Columna Geológica esquemática de la Cuenca Tampico-Misantla.

El modelo sedimentario de la Formación Tamabra, está estrechamente relacionada a la evolución de la Plataforma “Tuxpan-Tecolutla” donde se llevó a cabo el depósito de la Formación El Abra (“Faja de Oro”).

Para reconstruir el sistema El Abra-Tamabra, es necesario describir la evolución geológica sedimentaria del Jurásico Tardío (Tithoniense). Éste presentó un evento transgresivo, el cual invadió a la mayoría de los altos de basamento dejándolos como zonas subacuáticas, someras a litorales. En el Cretácico Temprano el alto de basamento denominado “Tuxpan-Tecolutla”, quedó en su mayor parte en condiciones subacuáticas y durante el Aptiense en sus bordes se inició el depósito de dolomías, las cuales cambiaban de facies hacia aguas más profundas, por lo tanto este basamento se convirtió en una plataforma aislada carbonatada con borde.

Hacia el sureste del alto de basamento “Tuxpan-Tecolutla”, en el Jurásico Tardío, existían una serie de islas (altos de basamento) los cuales formaban un archipiélago, una de estas, era el alto denominado “Poza Rica”, sobre del cual se depositaron muy delgados espesores de Rocas del Jurásico Tardío y Cretácico Temprano.

Entre los altos basamentos antes mencionados, existía una gran depresión en la cual por reflectores sísmicos, se puede interpretar la existencia de un paquete grueso de sedimentos de probable edad jurásica inferior-medio (**Figura 1.10**).

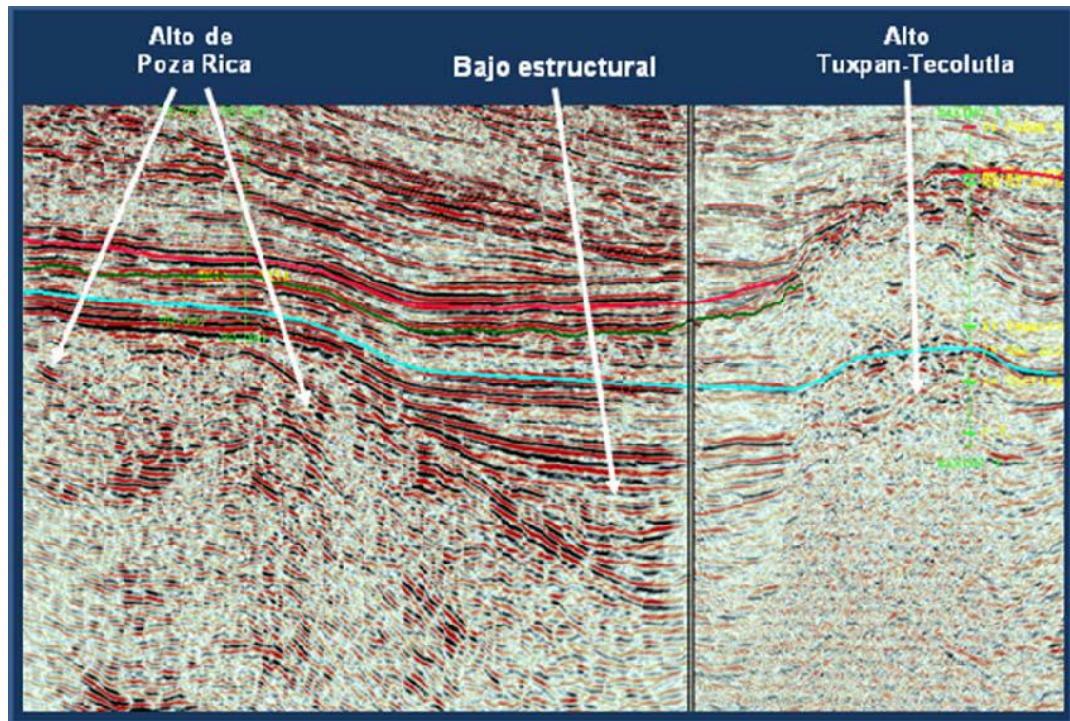


Figura 1.10 Sección sísmica compuesta. Alto Tuxpan-Tecolutla y Poza Rica.

Es necesario analizar la sección esquemática del modelo de depósito del Sistema El Abra-Tamabra (**Figura 1.11**), ya que cuando en la Formación Abra se tienen condiciones transgresivas agradantes, la parte inferior de la Formación Tamabra está constituida de flujos detríticos; mientras que cuando es retrograda-progradacional se depositan flujos de turbiditas.

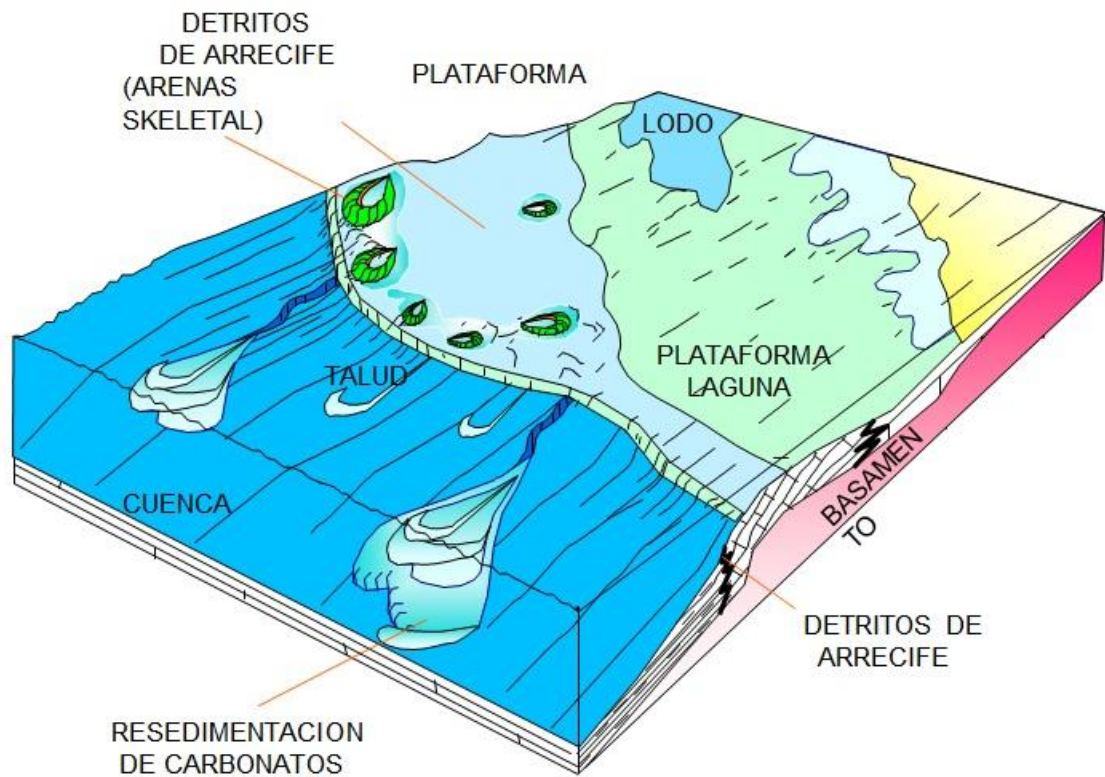


Figura 1.11 Modelo de depósito Sistema El Abra-Tamabra. (Pemex 2000)

Durante el Albiense en el Este de México, se desarrollaron varias plataformas carbonatadas con borde. El tipo de talud presenta cambios a lo largo de su forma elipsoidal. En la **Figura 1.12** se puede observar la evolución de la Formación Tamabra, ya que, por una parte, se interpreta que fue depositada en aguas profundas no mayores a los 200m.

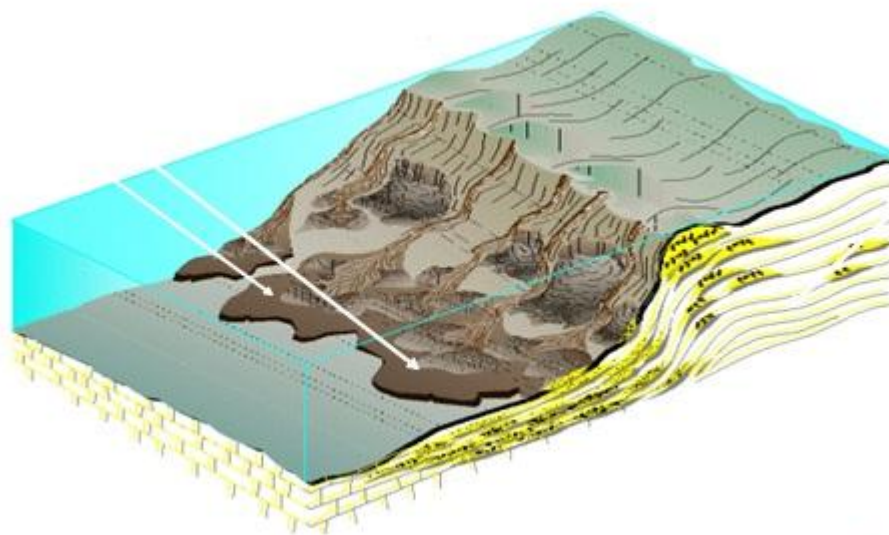
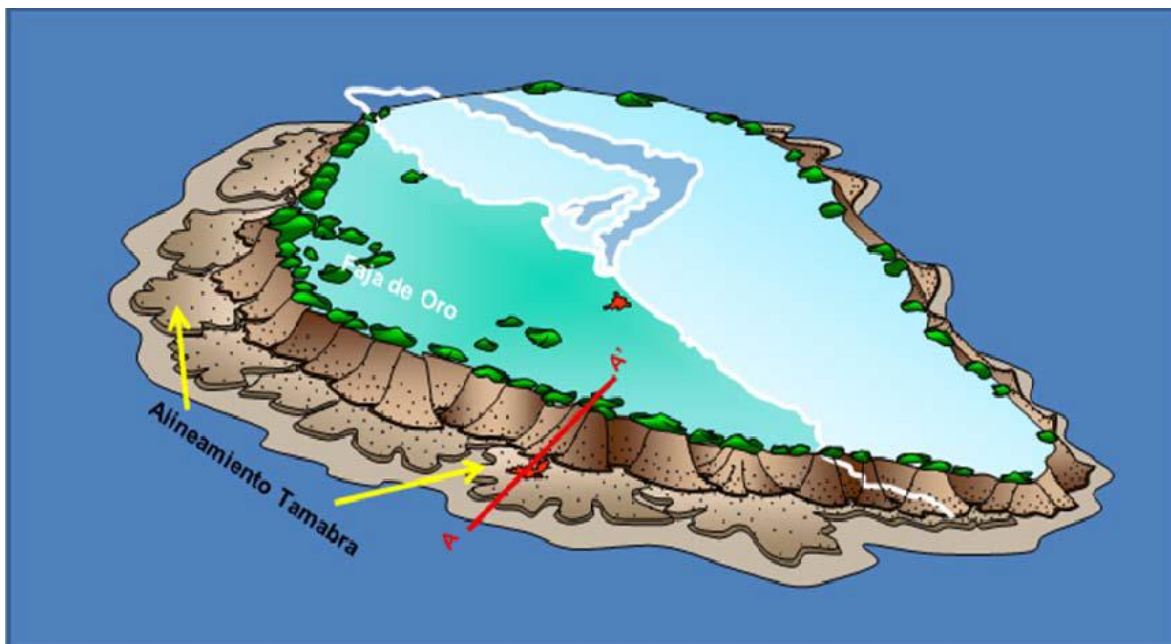


Figura 1.12 Modelo Sedimentario El Abra-Tamabra. (Pemex 2004)

Se reconoce que la base de la Formación Tamabra (cuerpo "A") es diferente al resto de los cuerpos del yacimiento, mientras que en otra se interpreta que el alto de basamento "Poza Rica" fue una plataforma durante el depósito del cuerpo "A".

Estratigrafía Formación Tamabra

El yacimiento más importante encontrado en la "Faja de Oro" (porción terrestre), en la Formación Tamabra, es el campo Poza Rica. Estratigráficamente, la formación Tamabra descansa concordantemente sobre la Formación Tamaulipas Inferior y subyace con la Formación Agua Nueva.

PEMEX conceptualizó la estratigrafía del yacimiento dividiéndola en 5 cuerpos, los cuales, por conveniencia, fueron denominados con letras. Conforme al orden de su depósito de más antiguo al más reciente los encontramos como: "A", "f", "BC", "D" y "ab".

A continuación se describe la estratigrafía del yacimiento:

-Cuerpo "A", integrado por flujos carbonatados con detritos de aproximadamente 10 cm de diámetro, su espesor bruto, fluctúa entre 70 a 100m y su espesor neto es de 50 a 80m. Se considera que éste cuerpo, se depositó bajo un régimen transgresivo tardío y un régimen temprano de "Alto Nivel de Mar".

-Cuerpo "f", considerado como un horizonte de correlación estratigráfico, su base está formada por carbonatos de gran fino (mudstone y wackestone), con escasos bioclastos laminares. Hacia su cima se presentan escasas turbiditas carbonatadas. Su depósito se llevó a cabo en la transición del "Alto Nivel de Mar" tardío y el inicio de un evento "Transgresivo". La cuenca durante estos eventos, estaba en una fase de bajo depósito de sedimentos. Este cuerpo en algunos pozos, ha producido aceite y gas; su espesor bruto es de 15 a 25m y el neto de 8m.

-Cuerpo "BC", en su base se constituye por flujos detritos, su parte media y superior se forma por una serie de intercalaciones turbidíticas ricas en granos con lodo y escombros. El depósito genético es de régimen transgresivo y agradacional; mientras que su parte media y superior fue bajo un régimen de "Alto Nivel de Mar". Su espesor neto varía de 30 a 42m y el bruto de 25 a 35m.

-Cuerpo "D", el más importante por una alta producción de aceite y gas, su depósito se dio bajo un régimen tardío de "Alto Nivel de Mar" y temprano, formado por turbiditas ricas en granos con lodo y muy escasos mudstone-wackestone de bioclastos. Su espesor bruto varía entre los 30 y 40m, mientras que el neto es de 35m.

-Cuerpo "ab", formado por un espesor muy variable y llega a estar ausente, se interpreta que la superficie que separa a los cuerpos "D" y "ab" se debió a la primera gran exposición de la plataforma, por un evento corto de "Bajo Nivel de Mar", seguido de un evento "Transgresivo" el cual originó la retrogradación del borde arrecifal. Sus espesores promedio bruto varían de los 15 a los 17m y el neto es de 7 a 10m. Ver **Figura 1.13**

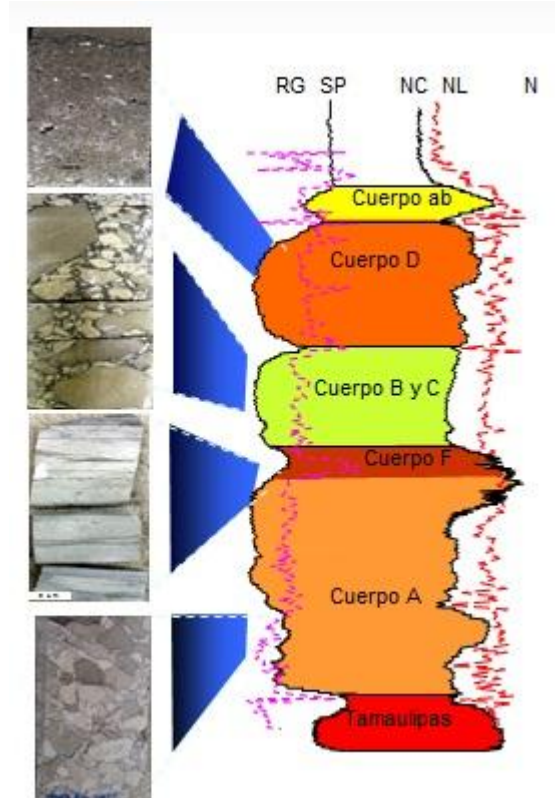


Figura1. 13 Ubicación de Cuerpos.

1.2.3.6 Modelo de Sismofacies

Las facies sísmicas se distinguen con base a las siguientes características de reflexión sísmica:

- i. Configuración
- ii. Continuidad
- iii. Amplitud y Frecuencia
- iv. Terminación

Las facies sísmicas presentes en el pie de talud del sistema El Abra-Tamabra, están caracterizadas por reflexiones onduladas, contorneadas y caóticas, en dirección a la cuenca; las facies sísmicas contorneadas y caóticas son de baja amplitud. Las reflexiones geométricas internas son complejas, siendo los reflectores en la parte media (entre el pie de talud y la parte más distal) de baja amplitud y con formas monticulares, onduladas y en tejado (shingled), mientras que hacia la parte más distal del talud, se observan reflectores más continuos, de paralelos a sub paralelos y ondulados, de alta amplitud.

Cuando se hacen aumentos para la visualización del intervalo de la formación Tamabra se pueden observar reflectores del tipo *downlap*, *onlap*, *toplap* y truncaciones. En las siguientes imágenes sísmicas de la Formación Tamabra, se podrán identificar las facies onduladas, monticulares, en tejado (shingled), paralela y sub paralela, las cuales son evidencia del transporte y re trabajo que sufrieron las rocas que constituyen la Formación Tamabra. (Figura 1.14).

A rumbo

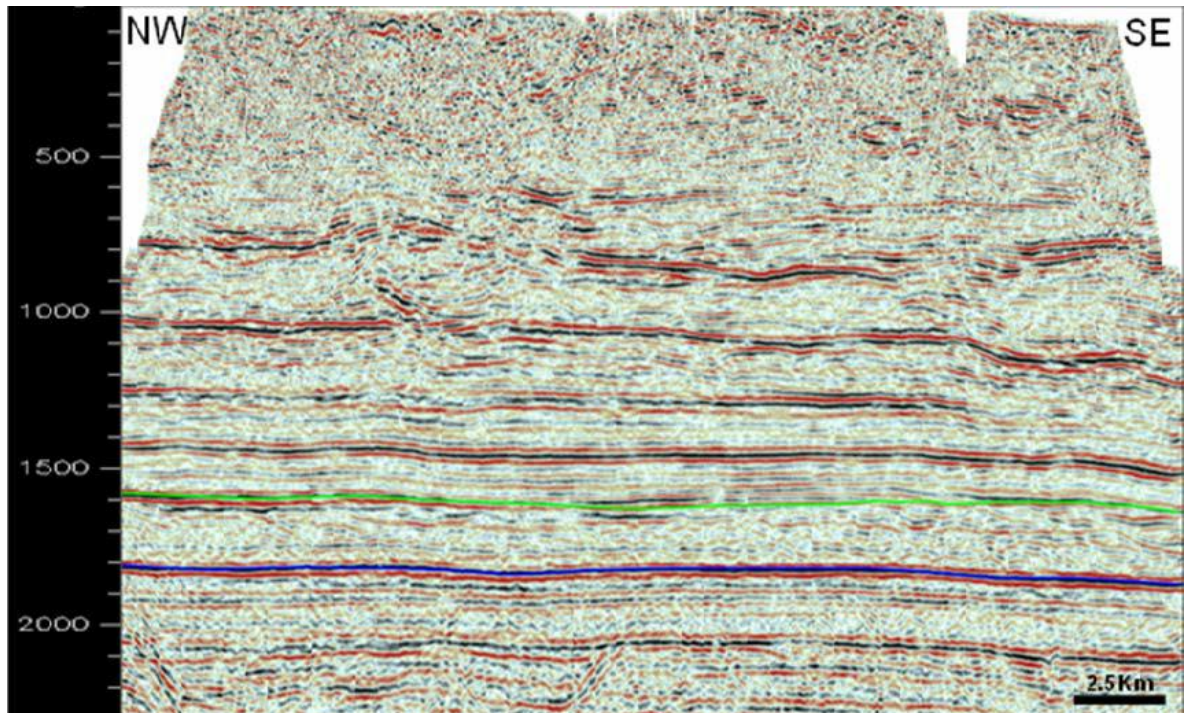


Figura 1.14 A. Facies onduladas, monticulares y paralela y sub paralela.

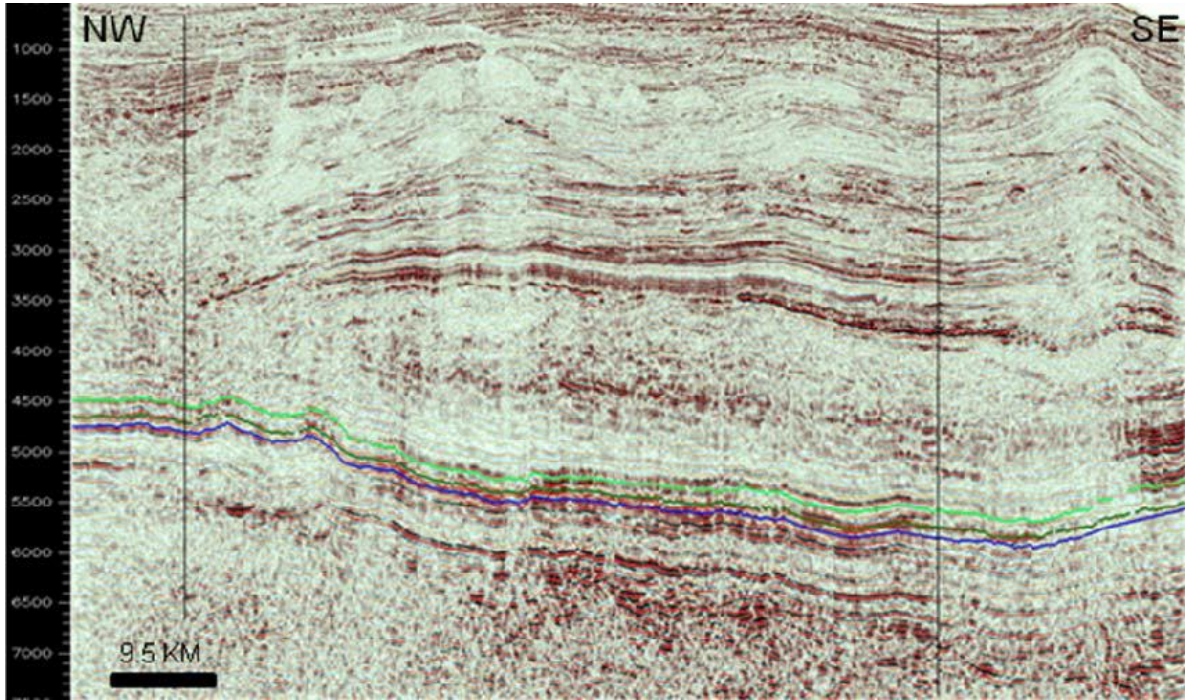


Figura 1.14 B Línea sísmica marina. Facies onduladas, sub paralelo y paralelo, escaso shingled.

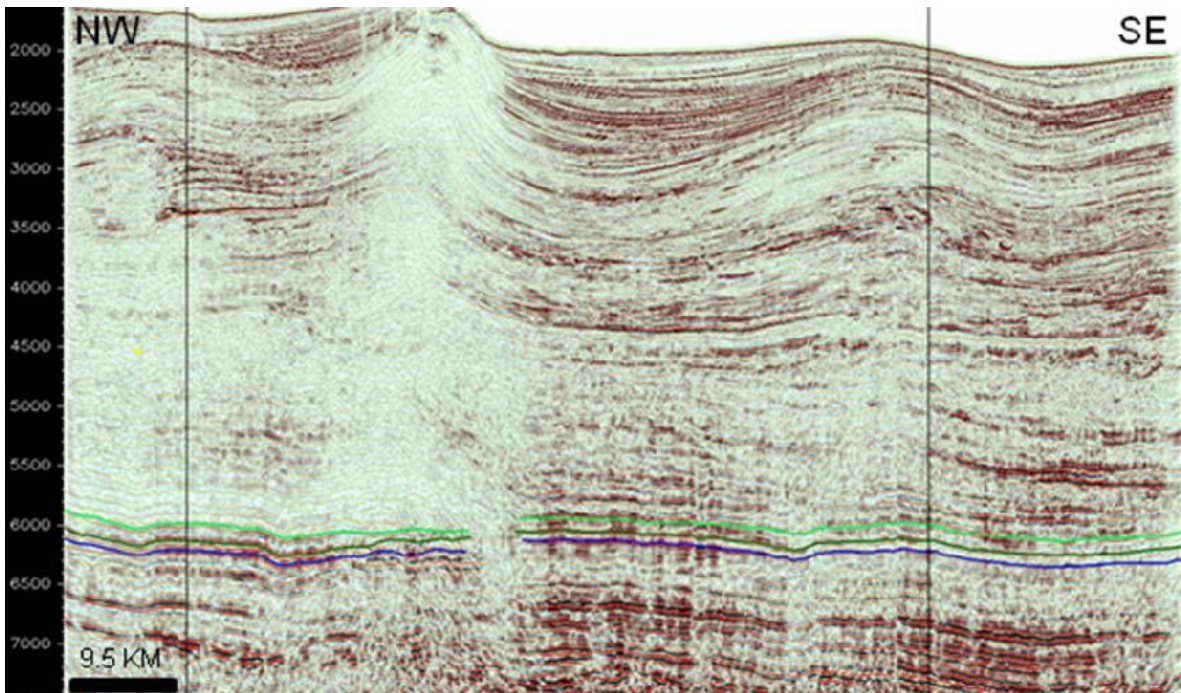


Figura 1.14 C Línea sísmica marina. Cambios de amplitud en la parte central asociado a un alto estructural.

1.2.3.7 *Diagénesis*

En muestras de roca Grainstone-Packstone de bioclastos oideos se observan líneas de presión-solución, fracturas conjugadas rellenas de calcita y una porosidad primaria vugular con impregnación de aceite. (Figura 1.15)

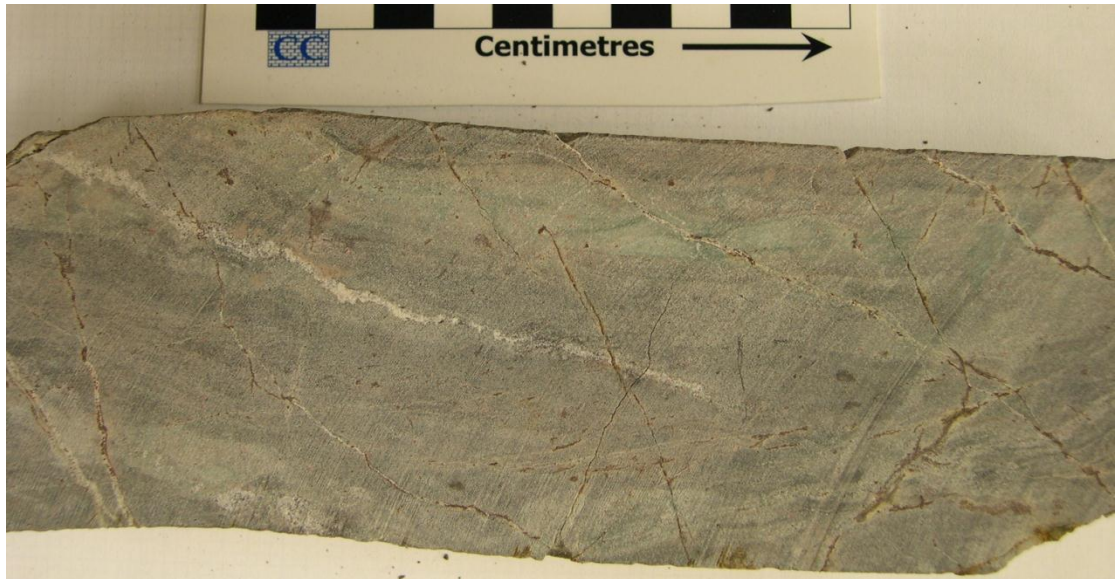


Figura 11.5 A Fracturas (PEMEX).



Figura 1.15 B Oolitas (PEMEX).

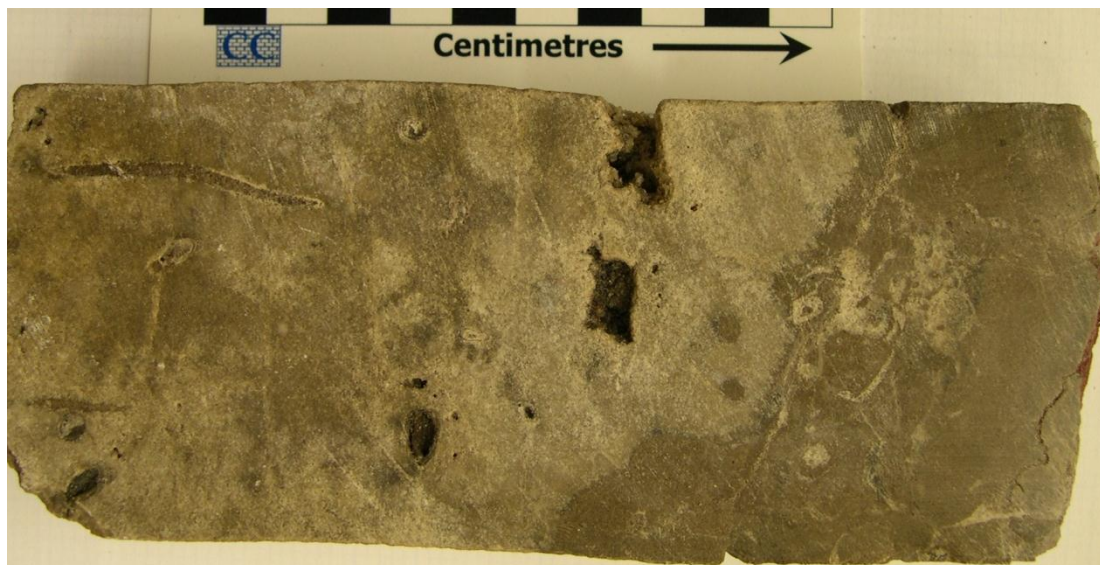


Figura 1.15 C Porosidad Primaria (PEMEX).

1.2.3.8 Calidad de la Roca

Se han estudiado petrográficamente 34 núcleos de la Formación Tamabra y 5 de la Formación El Abra, describiéndose en total 1756m de rocas de núcleos. En este estudio se definieron los tipos de rocas, la fábrica de la roca, con base a su textura y mineralogía.

Los tipos de rocas definidos en la Formación Tamabra fueron los siguientes:

- 1) Flujos de escombros ricos en clastos
- 2) Flujos de escombros ricos en graos
- 3) Flujos de escombros ricos en lodo
- 4) Turbiditas ricas en granos
- 5) Turbiditas ricas en lodo
- 6) Depósitos de lodo calcáreo
- 7) Lutita

En la siguiente **Figura 1.16** se muestra el tipo de roca y sus respectivos valores de porosidad y permeabilidad:

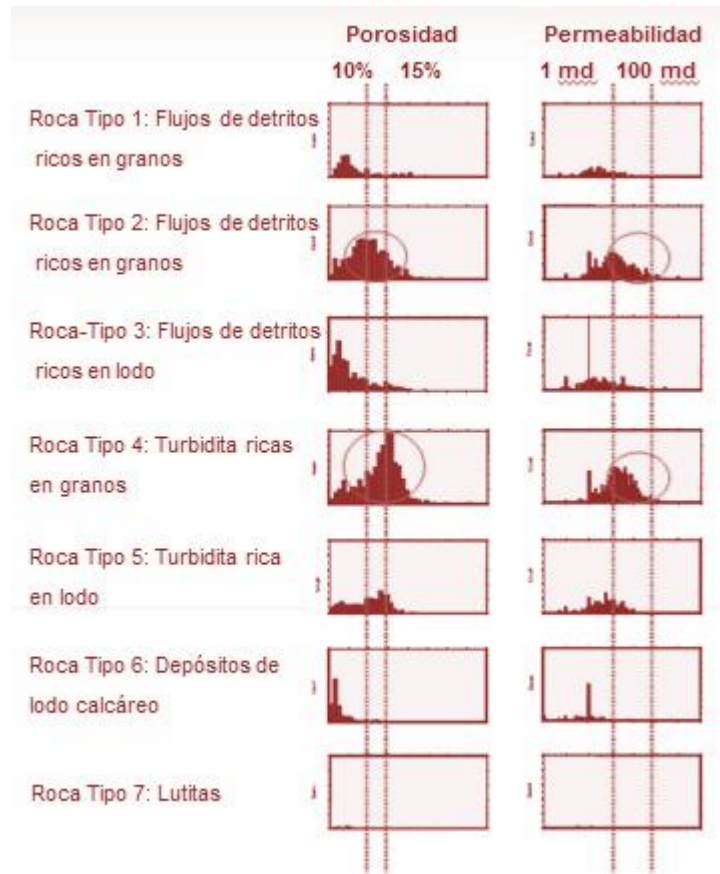


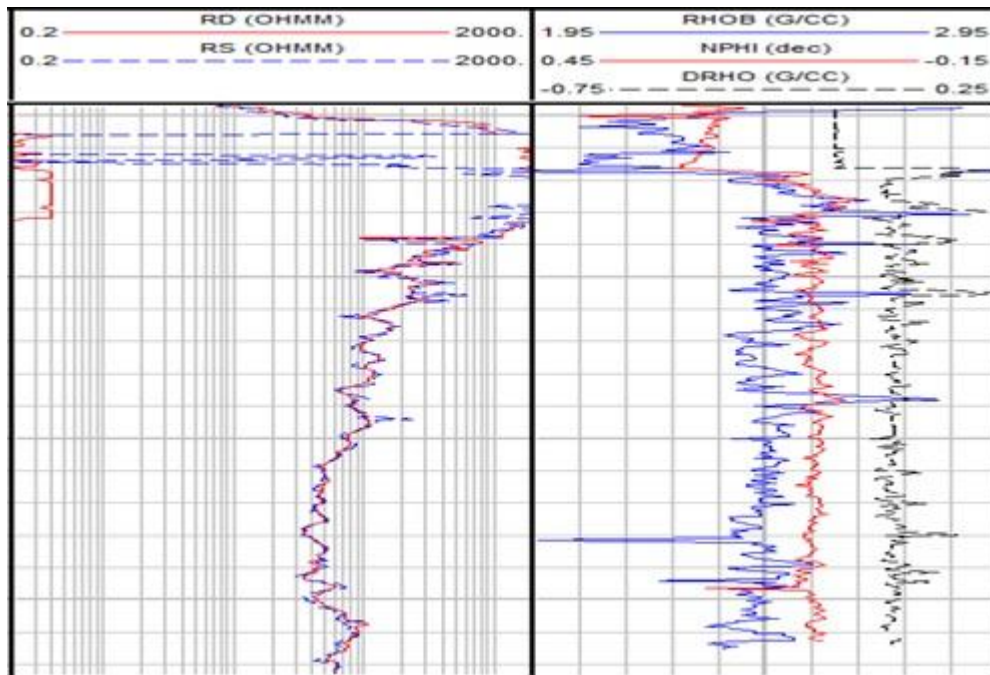
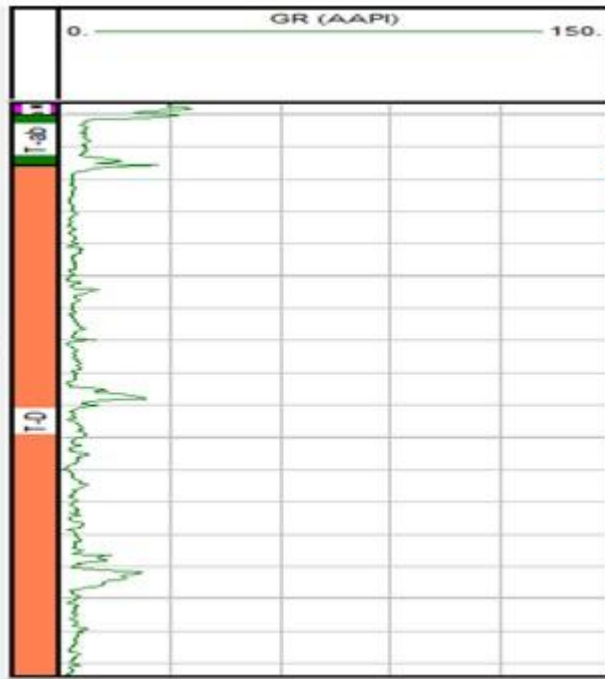
Figura 1.16 Tabla de Tipo de Roca. Porosidad y Permeabilidad del área de estudio (PEMEX).

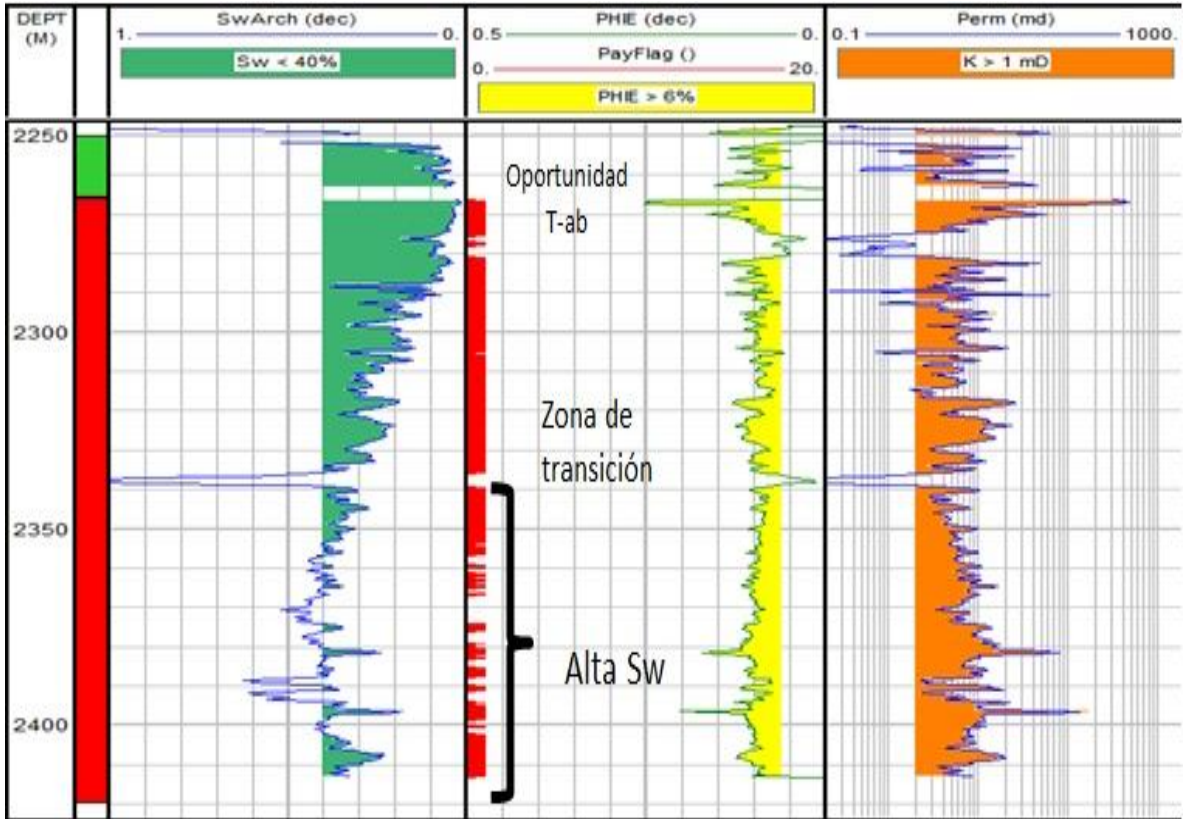
1.2.4 Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica consiste principalmente en los siguientes puntos:

- Edición y normalización de registros geofísicos.
- Calculo de SW.
- Calculo de porosidad.
- Calculo de permeabilidad.
- Calculo de espesor neto.

Para este proyecto se tiene la información de los siguientes registros:

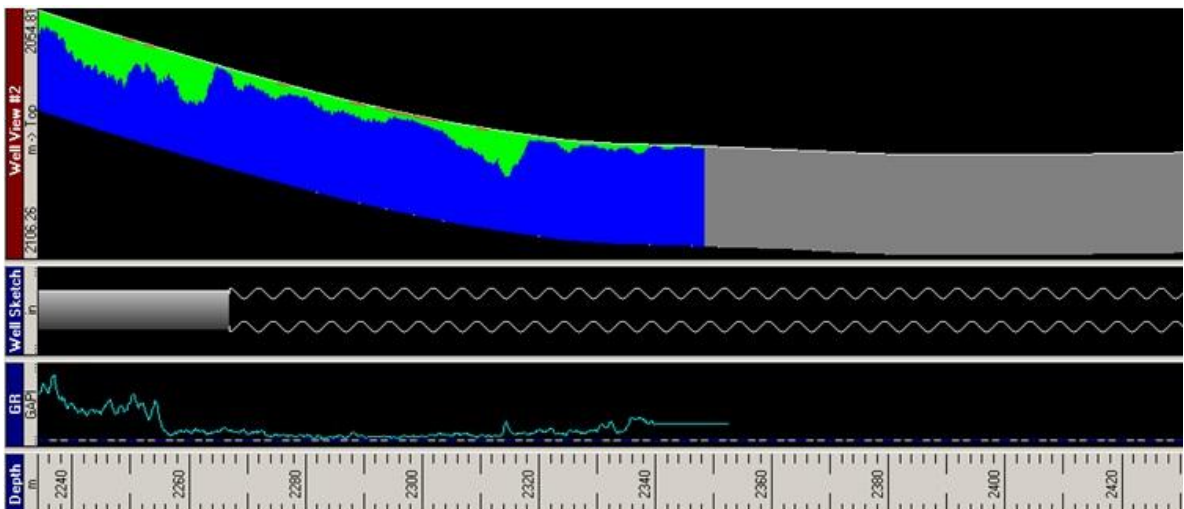




Resumen de Curvas registradas del Proyecto en Estudio

Propuesta (m)	PHIE (%)	Sw (%)	Perm (mD)	Espesor (m)	Espesor Neto (m)
2266-2425	10.3	24.9	3.4	159	111

Registro PLT



1.2.4.1 Modelo Geológico Integral

Se reconoce que el PICMTAPR se encuentra distribuido a lo largo de toda la periferia de la “Faja de Oro Terrestre”. La formación Tamabra contiene espesores de buena calidad debido a la erosión de numerosos crecimientos arrecifales. Las relaciones estratigráficas son normales, la mayoría de los campos se encuentran en el talud medio, donde se encuentran las facies constituidas principalmente por flujos de detritos ricos en granos y turbiditas calcáreas.

Se tiene una trampa combinada estratigráfica-estructural. Las rocas consideradas como generadoras en la cuenca, son provenientes de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Jurásico Tardío; su composición litológica es de arcillas calcáreas y calizas arcillosas. La roca almacén pertenece a la Formación Tamabra, mientras que las rocas sello corresponden a las Formaciones de Agua Nueva del Cretácico Tardío; las cuales son calizas arcillosas, y a Tamaulipas Superior de Cretácico Medio (calizas criptocristalinas).

1.2.5 Caracterización de la Faja de Oro

Durante el Cretácico Medio se ubican los campos de la “Faja de Oro” (terrestre), ésta tiene una forma elipsoidal con borde arrecifal, tiene una longitud aproximada de 150 km en su eje mayor y alrededor de 70 km en su eje menor.

Las formaciones “El Abra-Tamabra”, están relacionadas directamente con la morfología y tipo de talud del sistema y que formó el basamento de la Faja de Oro.

En la parte de la Faja de Oro Marina (FOM), los campos se encuentran ubicados en la Plataforma de Tuxpan (**Figura 1.17**) y la cual fue sepultada bajo sedimentos clásticos Terciarios de la parte Sur de la cuenca Tampico-Misantla y de la parte Occidental del Golfo de México.

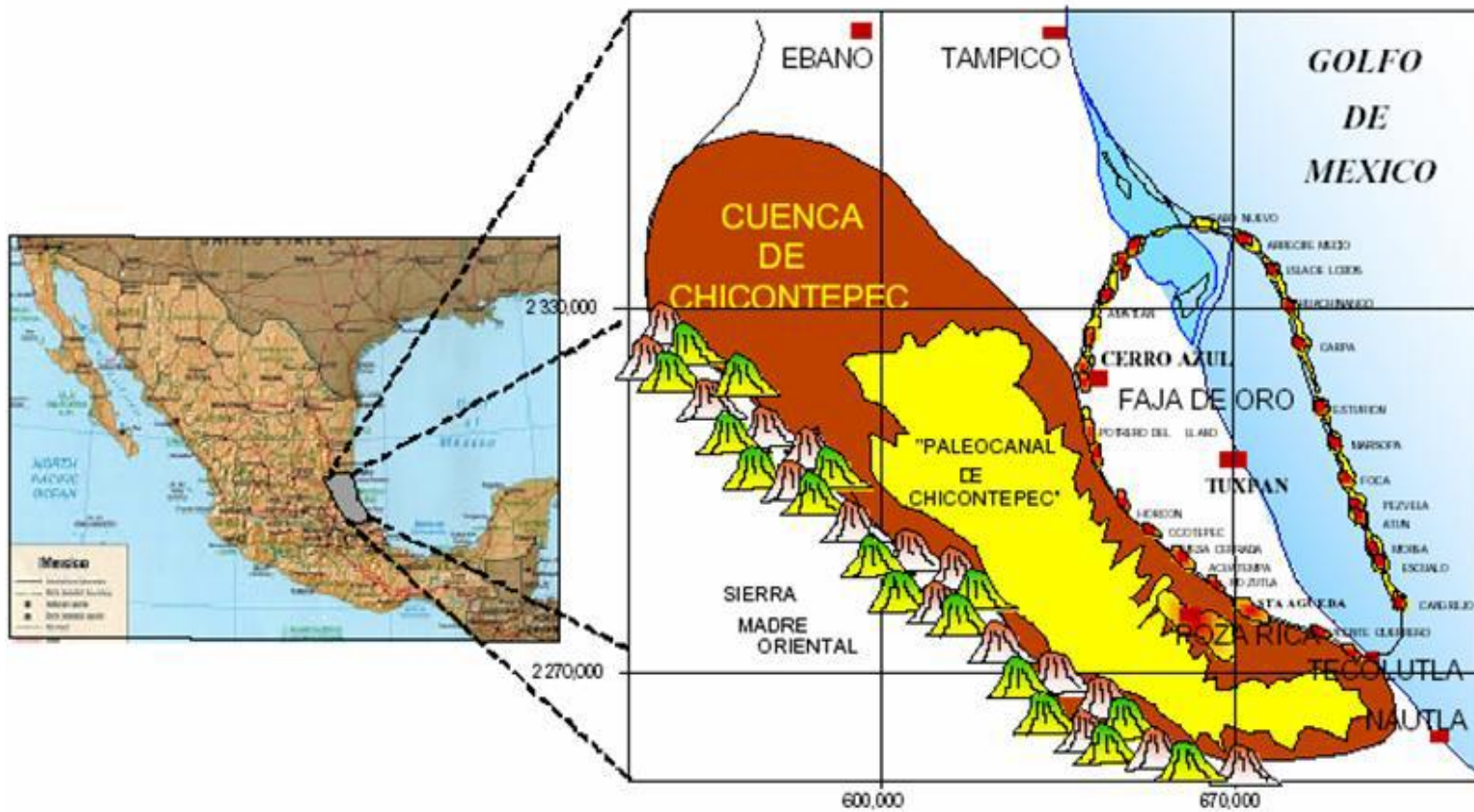


Figura 1.17 Faja de Oro. Plataforma de Tuxpan.

1.2.5.1 Modelo Estructural

En la siguiente **Figura 1.18** se muestran los campos que conforman la Franja de El Abra-Tamabra y podemos observar que corresponden a las acumulaciones de hidrocarburos.

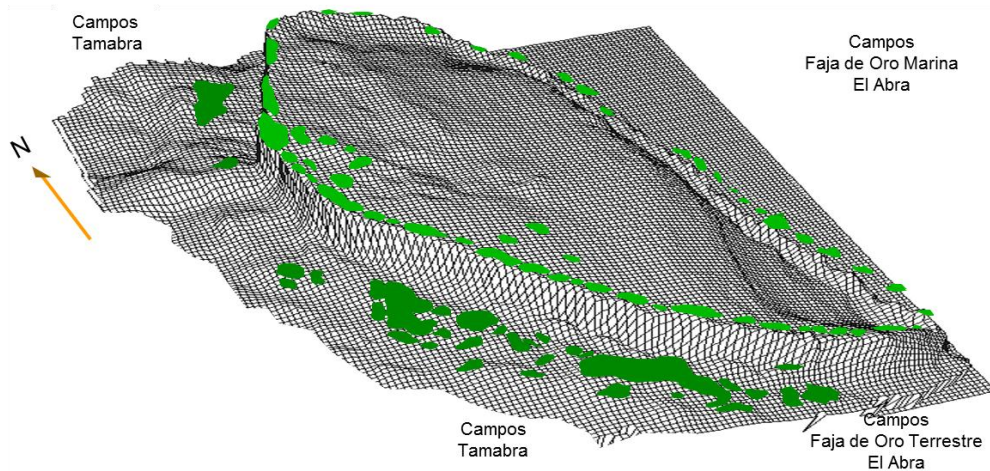


Figura 1.18 Modelo Estructural campos de la Franja Abra-Tamabra (PEMEX).

1.2.5.2 Modelo del Yacimiento

Campo Poza Rica

El Campo Poza Rica se ubica en los municipios de Poza Rica, Coatzintla, Tihuatlán y Papantla en el estado de Veracruz. Se localiza en la planicie costera del Golfo de México, en la provincia geológica de Tampico-Misantla. Lo conforman 7 subcampos que son: Poza Rica, Manuel Ávila Camacho, Mecatepec, Petronac, Escolin y Presidente Alemán.

El campo es productor de aceite negro principalmente en rocas Calizas de la Formación Tamabra del Cretácico Medio.

El campo fue descubierto en mayo de 1930 con la perforación y terminación del pozo exploratorio Poza Rica-2, productor de aceite, dos años después se inició su desarrollo con el pozo Poza Rica-3. Hasta diciembre de 2013 se tiene un total de 626 pozos, de los cuales 208 están operando, 237 cerrados, 112 taponados y 69 son inyectores. En el Campo Poza Rica se ha continuado con actividad de Perforación y Reparación Mayor interviniendo 20 perforaciones y 22 RMA, en los años 2012 y 2013.

La producción acumulada al 1 de enero de 2014 fue de 1,422.2 millones de barriles de aceite y 1,921.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, con una producción al 31 de diciembre de 2013 de 10,053 barriles de aceite por día, **Figura 1.19**.

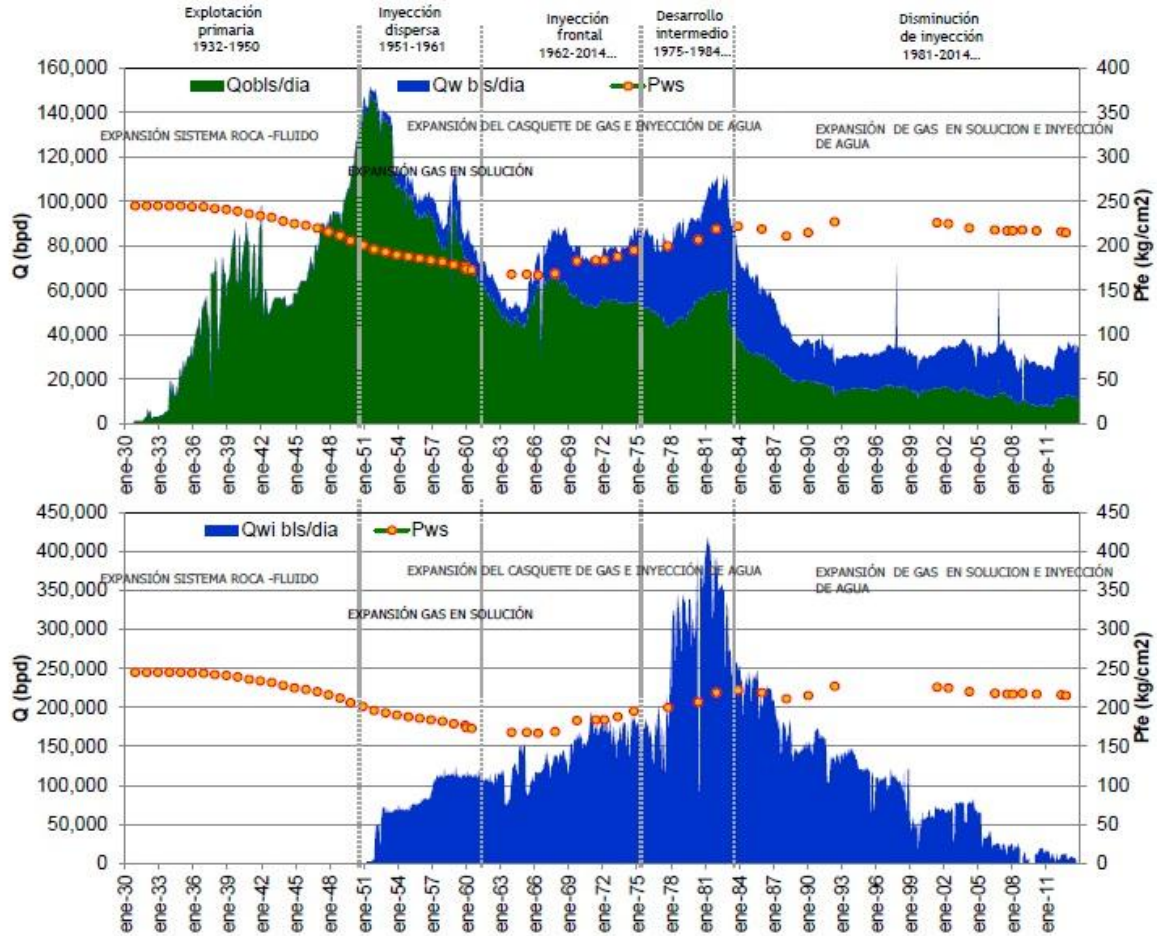


Figura 1.19 Producción Acumulada Campo Poza Rica al 1 de Enero del 2014.

Actualmente el Campo del Área Poza Rica cuenta con un volumen original de aceite de 4,809.7 MMbbls y de gas 4,826.8 MMMpc a Enero del 2014. Las reservas se detallan en la **Tabla 1.6**.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmbpce
1P	30.5	33.7	35.4
2P	66.0	80.9	77.8
3P	127.2	143.2	148.2

Tabla 1.6 Reservas de Aceite, Gas y PCE, Campo Poza Rica, Enero 2014.

El proyecto en área Poza Rica cerró el mes de diciembre de 2013 con una producción de $Q_b = 33,584$ bpd, $Q_o = 10,053$ bpd y $Q_g = 11.567$ MMpcd de gas. De los 208 pozos productores, 203 pozos están produciendo en la formación Tamabra y 5 están produciendo en la formación Eoceno Tantoyuca.

Los factores de recuperación de aceite y gas estimados al 1 de Enero de 2014 (Reservas técnicas) para cada una de las categorías de reservas remanentes se muestran en la **Tabla 1.7**.

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	29.5	39.8	29.5	39.4	30.0	39.4
Final	30.2	40.5	30.9	41.0	32.2	42.3

Tabla 1.7 Factores de recuperación, Campo Poza Rica al 1 de enero 2014.

En 1998 se adquirió un cubo de sísmica 3D en un área de 251 kilómetros cuadrados que incluyó el campo y áreas aledañas, su objetivo fue principalmente adquirir información sísmica-estructural; en 2004 se ejecutó una conversión tiempo a profundidad obteniéndose un rango de precisión de 8 a 12 metros, **Figura 1.20**.

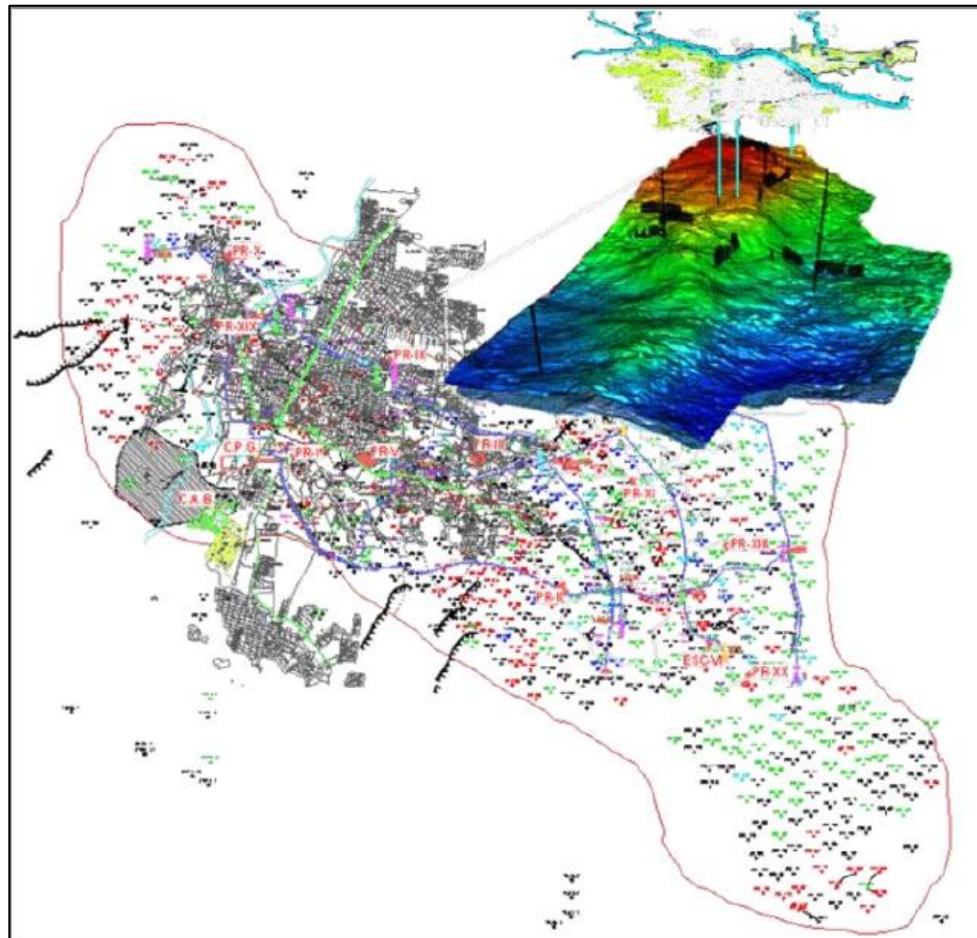


Figura 1.20 Sísmica del Proyecto (PEMEX).

El sistema de fallas divide al campo en cuatro bloques (**Figura 1.21**).

- Bloque I el cual ocupa la parte norte del campo incluyendo pozos Mecatepec, Manuel Ávila Camacho, Poza Rica y Petronac.
- Bloque II en el centro oriente incluye pozos Escolin, Tlaxcala y Poza Rica.
- Bloque III se desarrolla en el sur del campo incluyendo pozos Presidente Alemán y Escolín.
- Bloque IV en la parte central del campo incluye pozos Poza Rica y Petronac.

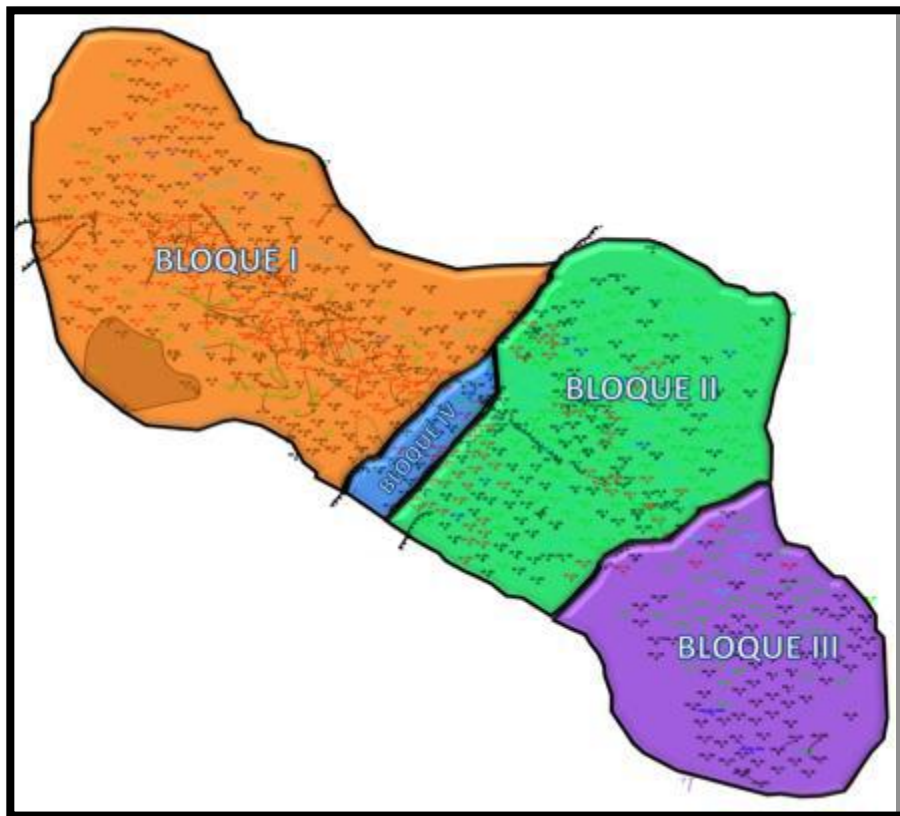


Figura 1.21 Visualización 3D que muestra la división del Campo Poza Rica en cuatro bloques estructurales.

La roca almacén de este campo pertenece a la Formación Tamabra. Su porosidad se deriva principalmente de efectos diagenéticos que varía entre 9 y 19%, y su permeabilidad de 2 a 25mD; se encuentran naturalmente fracturadas y fuertemente falladas en algunas localidades.

El plan de explotación contempla la perforación y terminación de pozos, Reparaciones Mayores (cambios de Intervalo), Reparaciones Menores para el mantenimiento de la producción base, estimulaciones a pozos y 1 Prueba Piloto de Recuperación Mejorada.

En base a lo anterior, en la **Figura 1.22** se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas para el Campo Poza Rica al 1de enero del 2014. Fuente PEMEX

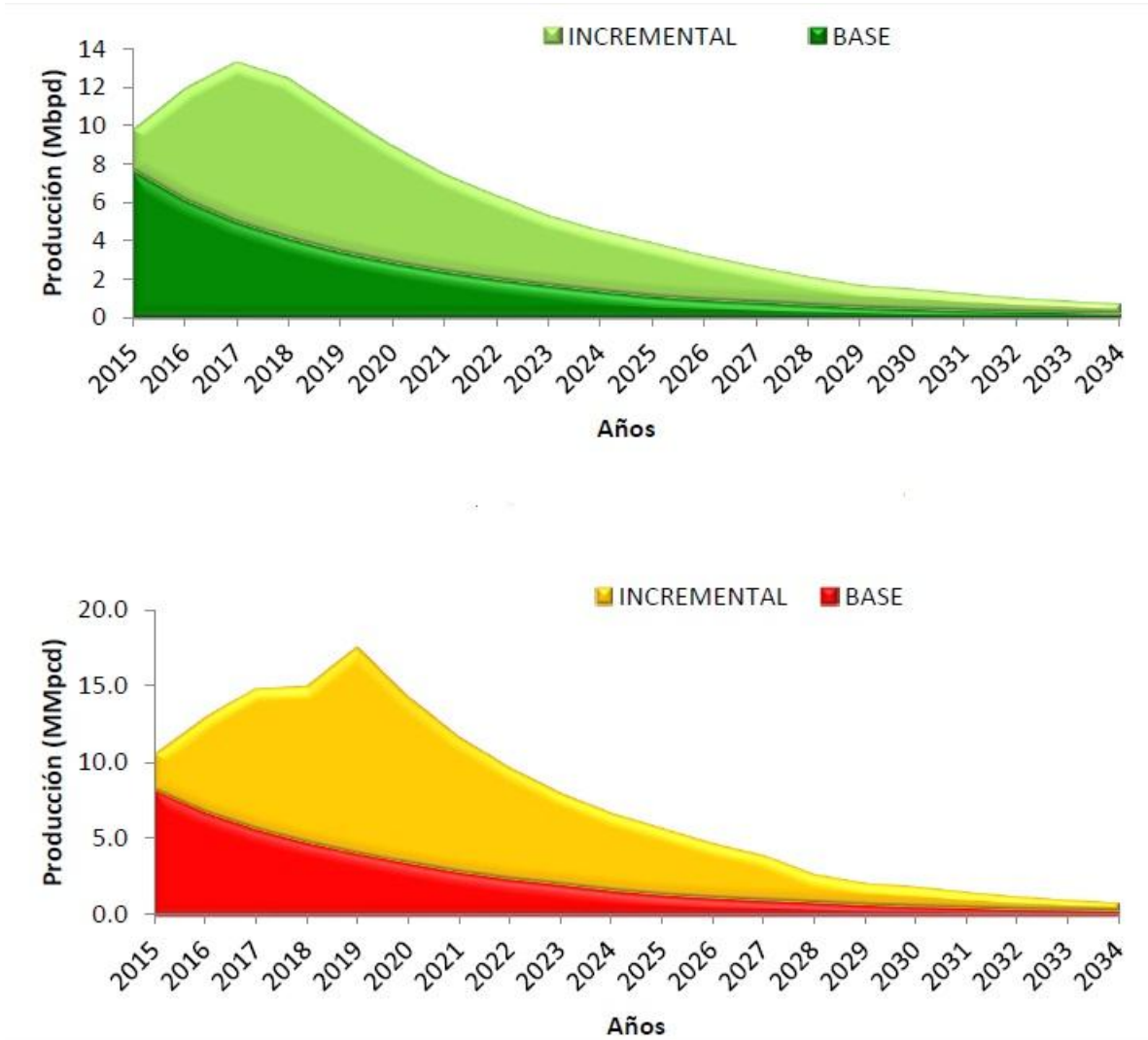


Figura 1.22 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Poza Rica.

Campo Jiliapa

El Campo Jiliapa se ubica en la parte suroccidental del Atolón de la Faja de Oro, a 3 kilómetros al oeste de Tihuatlán, a 19 km al noroeste de Poza Rica. Geológicamente se localiza en la Cuenca de Tampico-Misantla.

La producción acumulada al 31 de diciembre del 2013 es de 39.9 millones de barriles de aceite y 45.6 miles de millones de pies cúbicos de gas. La producción diaria promedio actual es de 777 barriles de aceite, 0.42 millones de pies cúbicos de gas.

Reservas

Categoría	Aceite mmb	Gas mmpc	PCE mmbpce
1P	1.0	0.5	1.0
2P	1.2	0.6	1.3
3P	1.7	0.8	1.9

Actualmente el campo Jiliapa cuenta con 52 pozos cerrados, 20 taponados y 40 operando por medio de un Sistema de Producción (Bombeo Mecánico).

Los factores de recuperación del campo Jiliapa de aceite y gas estimados para cada una de las categorías de reservas remanentes se muestran a continuación.

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	29.8	54.1	29.8	54.1	29.8	54.1
Final	30.5	54.7	30.7	54.8	31.1	55.0

La elaboración del plan de explotación del Campo contempla actividades físicas tales como la perforación de cuatro localizaciones de desarrollo. A continuación se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas para el Campo Jiliapa. (Figura 1.23).

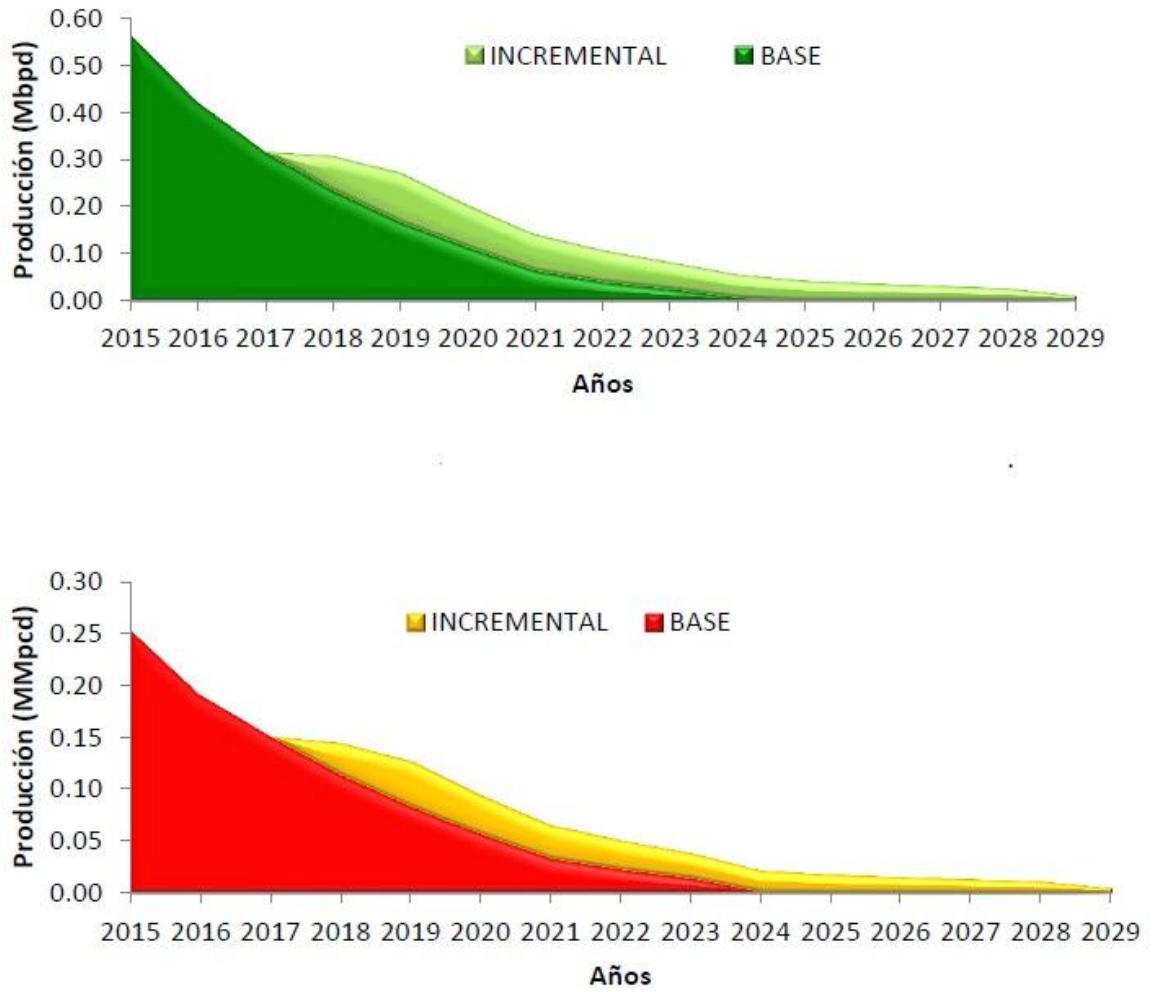


Figura 1.23 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Jiliapa.

Campo Santa Águeda

El Campo Santa Águeda se ubica aproximadamente a 18 km. al NE de la ciudad de Poza Rica, en el municipio de Papantla, Estado de Veracruz; se localiza geológicamente en la Cuenca Tampico – Misantla. El campo es productor de aceite y gas en las rocas del Cretácico Medio de la formación El Abra, cubriendo una extensión de 13.7 km².

La producción acumulada al 1 de enero de 2014 es de 123.6 MMbbls de aceite y 125.4 MMMpc, y en 1955 alcanzó una producción máxima de 38.6 Mbd.

Reservas

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmbpce
1P	1.7	0.9	1.8
2P	2.6	1.5	2.9
3P	3.6	2.0	4.1

El estado actual de pozos perforados en el campo a enero del 2014 son 35 pozos cerrados, 13 taponados y 31 operando; de los cuales, 23 son fluyentes y 8 se encuentran bajo un proceso de Bombeo Mecánico.

Los factores de recuperación del campo Santa Águeda de aceite y gas estimados para cada una de las categorías de reservas remanentes se muestran en los cuadros siguientes:

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	31.9	51.5	31.9	51.5	31.9	51.5
Final	32.4	51.8	32.6	52.12	32.9	52.3

La elaboración del plan de explotación del campo contempla actividades físicas tales como, la perforación de cinco pozos de desarrollo y seis reparaciones mayores. Su pronóstico de producción de aceite y gas para el Campo Santa Águeda se muestra en la **Figura 1.24**.

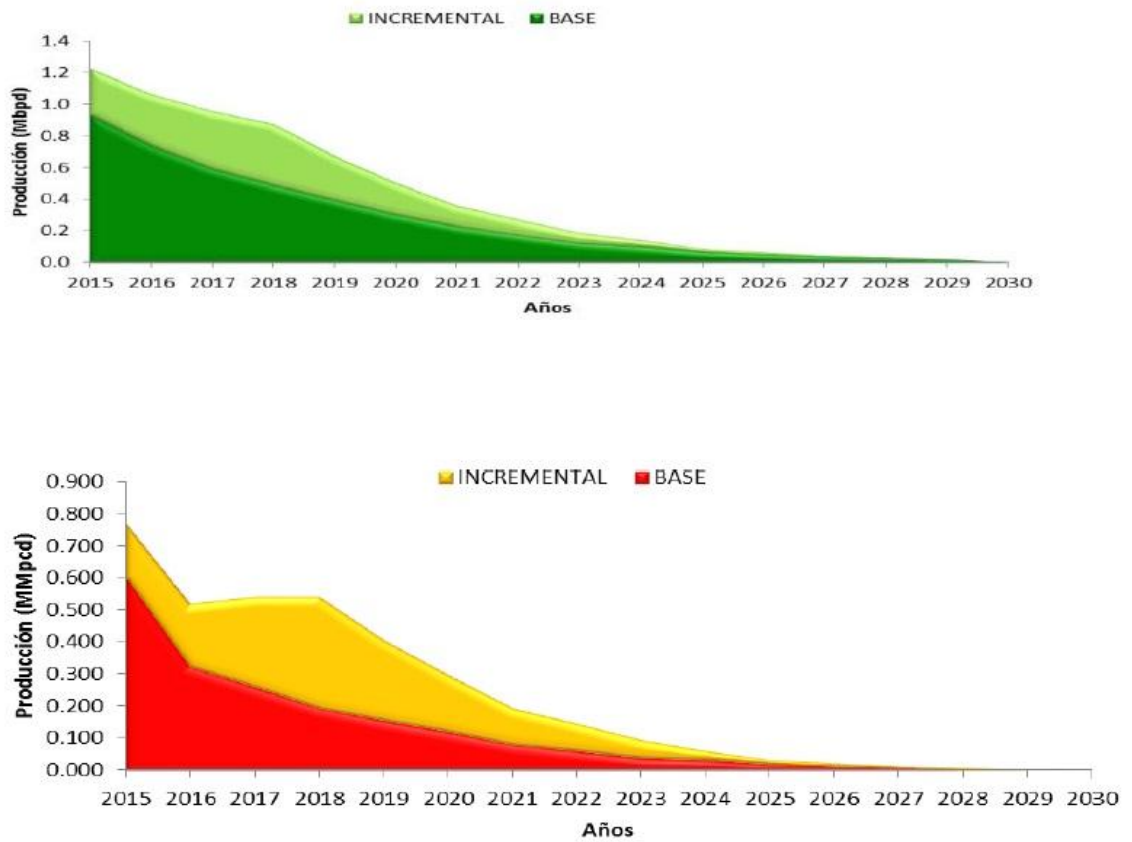


Figura 1.24 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Santa Águeda.

Campo Aguacate

El Campo Aguacate se localiza aproximadamente a 14 km al Este-Sureste de la Ciudad de Naranjos Veracruz, en los municipios de Naranjos, Amatlán y Tamiahua. Geológicamente se ubica en la Cuenca Tampico-Misantla, en la porción lagunar de la Faja de Oro.

El volumen Original del campo en 3P es de 30.9 MMb de aceite y 11.6 mmmpc de Gas. La producción acumulada al 1 de enero de 2014 es de 5 MMB de aceite y 1.4 MMMPC de gas, mientras que la producción por día es de 1,922 bl de aceite.

La Producción acumulada de aceite y gas, las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2014 de aceite, gas y PCE y la información de los pozos perforados, pozos operando, pozos con sistemas artificiales, pozos cerrados se muestran a continuación:

Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmbpce
5	1.4	5

Producción acumulada de aceite y gas, Campo Aguacate.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmbpce
1P	1.30	0.20	1.30
2P	1.60	0.30	1.60
3P	1.60	0.30	1.60

Reservas de Aceite, Gas y PCE, Campo Aguacate.

Categoría	Cantidad
Perforados	35
Operando	24
Cerrados	4
Taponados	4
BN	-
BM	1
BCP	2

Pozos perforados, operando, taponados y con sistema, Campo Aguacate.

Los factores de recuperación actuales y finales de aceite y gas estimados para cada una de las categorías son los siguientes:

	1P		2P		3P	
	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %	Fro %	Frg %
Actual	16.0	12.1	16.0	12.1	16.0	12.1
Final	19.7	13.8	21.2	14.4	21.3	14.5

La elaboración del plan de explotación del campo contempla actividades físicas tales como la perforación de pozos de desarrollo y reparaciones mayores. En base a lo anterior, en la **Figura 1.25** se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas para el Campo Aguacate.

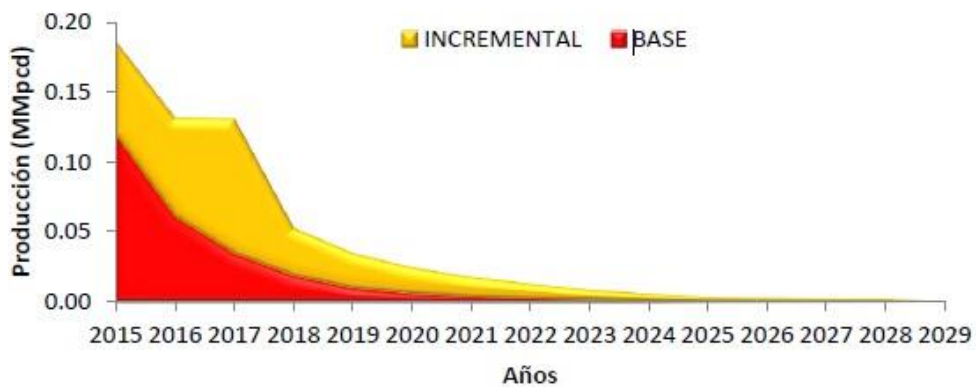
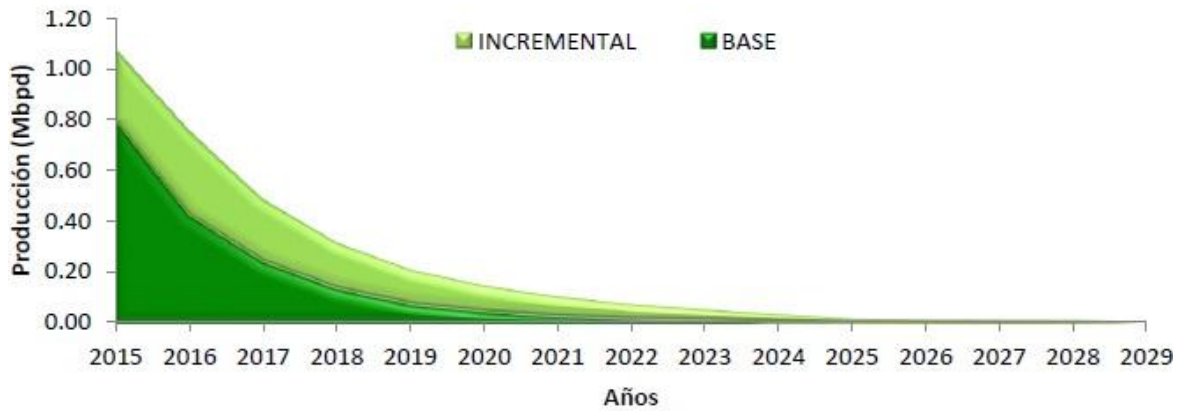
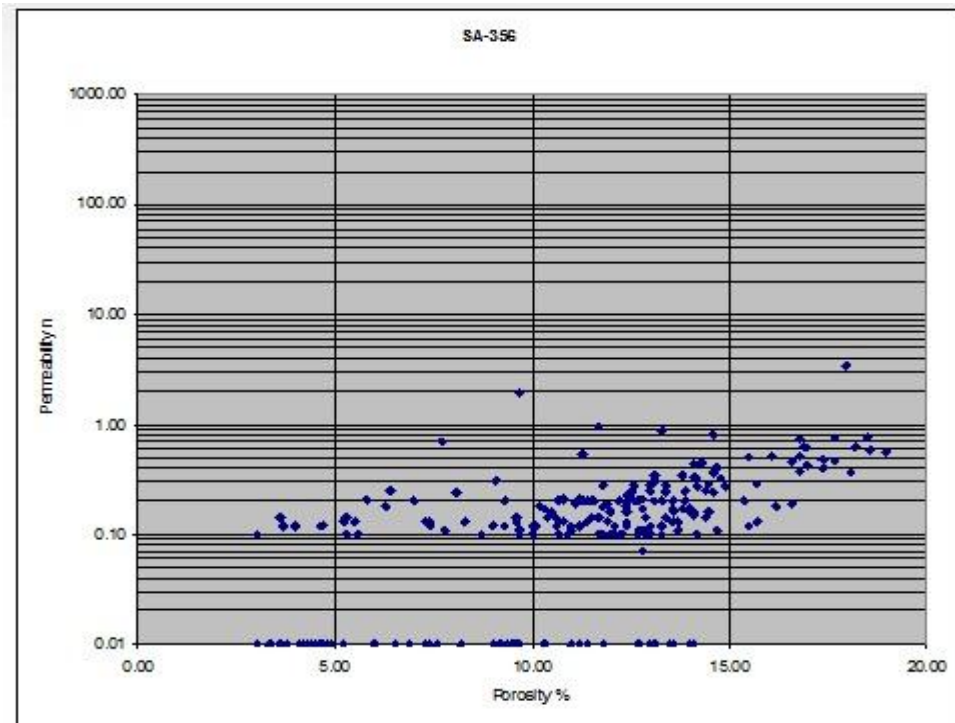


Figura 1.25 Pronósticos de Producción, Aceite y Gas, Campo Aguacate

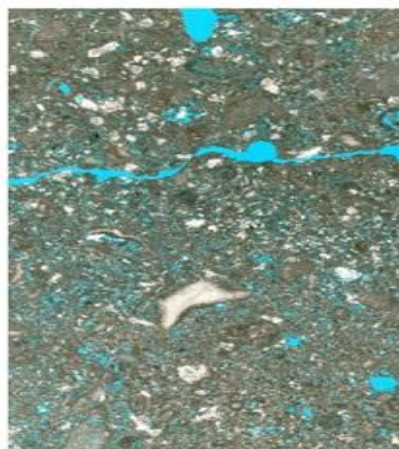
1.3 Pruebas de Laboratorio

1.3.1 Pruebas de Laboratorio

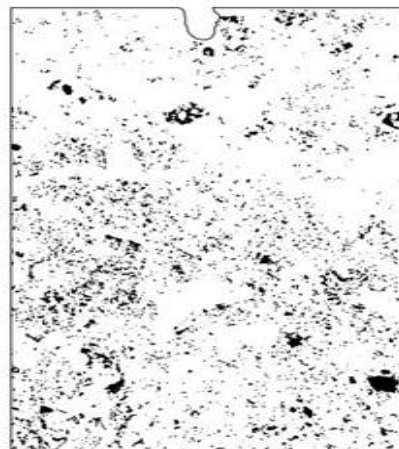
Para el Proyecto de Explotación del Área Poza Rica, se tomaron núcleos en los pozos para realizar análisis básicos de laboratorio (determinación de porosidad, permeabilidad), así como análisis especiales (permeabilidades relativas y presiones capilares). Como ejemplo, la **Figura 1.26**, muestra los resultados de dichos análisis en el pozo SA 356.



Pozo SA-356



a. Porosidad en azul.



b. Poros en negro.

Figura 1.26. Resultados de análisis de porosidad y permeabilidad.

Otro ejemplo de pruebas de laboratorio, se analiza en la siguiente **Figura 1.27**, la cual representa la permeabilidad horizontal y vertical de núcleos obtenidos del pozo SA-371.

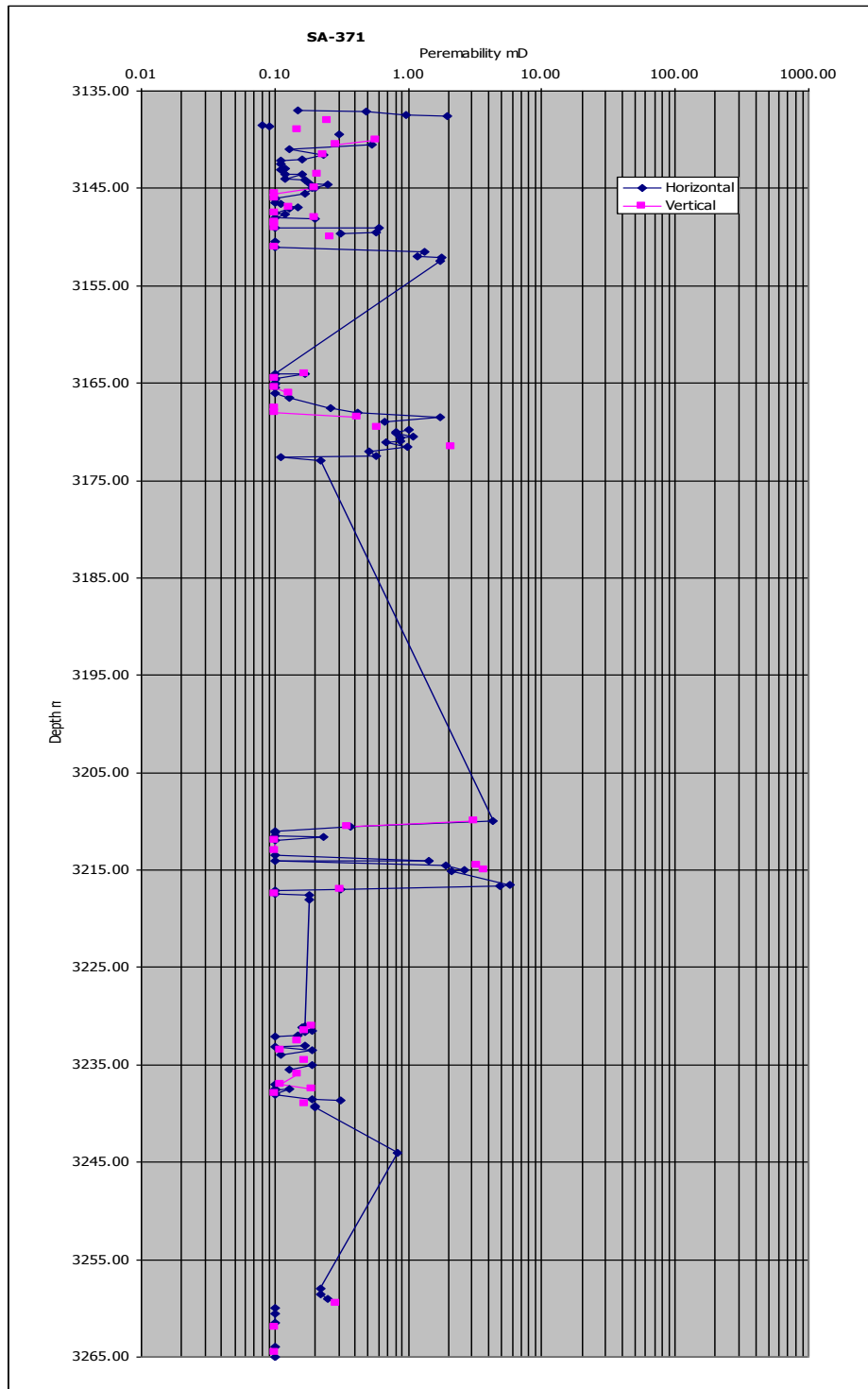


Figura 1.27. Valores similares de permeabilidad horizontal y vertical.

Estas pruebas de laboratorio en los núcleos, deben tener relación con el programa de perforación. Igualmente deben considerarse los requerimientos de perforación, geología e ingeniería.

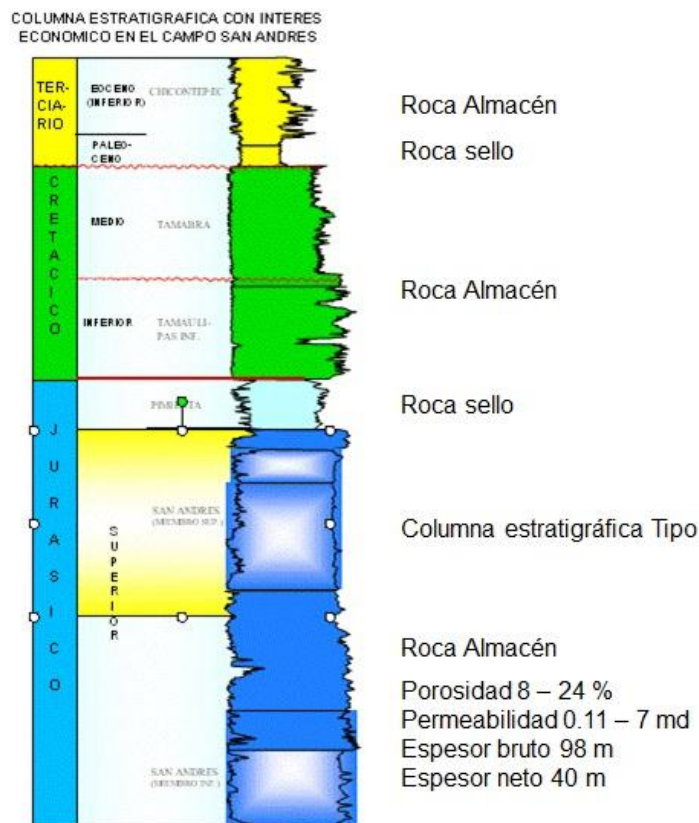
A partir del análisis de núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtendrán información sobre:

- Litología
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación aceite-gas y agua

Para los ingenieros de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

Un ejemplo, de la obtención de información, es la siguiente imagen, la cual muestra la litología del campo San Andrés, uno de los campos más importantes del proyecto:



CAPÍTULO II INVERSIÓN Y RESERVAS DEL CAMPO EN ESTUDIO

2.1 Proyectos de Inversión

Un Proyecto de Inversión es una propuesta de acción que, a partir de la utilización de recursos disponibles (humanos, materiales y tecnológicos) podrá ayudarnos a satisfacer nuestras necesidades, y considera posible obtener ganancias. Estos beneficios se podrán observar a corto, mediano o largo plazo.

Como ha de conocerse, un proyecto petrolero se encuentra en función de muchas variables, las cuales se dividen en técnicas-económicas. Todo proyecto petrolero incluye la recolección y la evaluación de los factores que influyen de manera directa para obtener los valores más exactos posibles de las variables antes mencionadas.

En el siguiente diagrama se podrá observar el proceso que conlleva el desarrollo de un proyecto petrolero. (**Figura 2.1**).

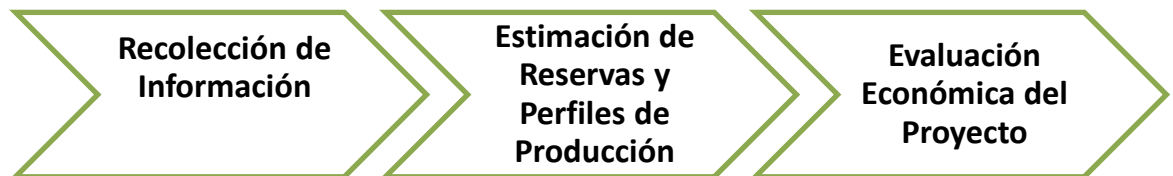


Figura 2.1 Desarrollo de un Proyecto Petrolero.

Cuando se requiere dar comienzo a un proyecto de explotación, es necesario contar con el descubrimiento de un proyecto prospectivo (yacimiento a desarrollar). Posteriormente se requiere la adquisición de información de dicho proyecto prospectivo, con el fin principal de estimar el volumen original de hidrocarburos que se encuentran en éste.

Una vez teniendo el resultado, se toma la decisión de explotación; es decir, se decide cual será la forma más apropiada de la explotación del yacimiento de acuerdo a su volumen y sus propiedades. Cuando se decide que el yacimiento es estratégico, no se explota inmediatamente, sino que se requerirá más información del mismo con el fin de reducir la incertidumbre del volumen original.

Puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, etc.

2.1.1 Volumen Original

El volumen original de hidrocarburos se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, expresándose también como condiciones de superficie.

2.1.1.1 Volumen Original de Hidrocarburos Total

Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen en una determinada región. Esto incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total son recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables en un momento dado pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables, por ejemplo, si las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren o bien si se tienen datos adicionales recientemente adquiridos.

2.1.1.2 Volumen Original de Hidrocarburos No Descubiertos

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como recurso prospectivo.

2.1.1.3 Volumen Original de Hidrocarburos Descubiertos

Se le conoce como aquella cantidad de hidrocarburos, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico.

Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que se determina recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

2.1.2 Recursos Prospectivos

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de estos recursos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio y en analogías con las áreas de volumen original de hidrocarburos descubiertos. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

2.1.3 Recursos Contingentes

Son las cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables.

2.2 Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La importancia principal de las reservas es que se usa como un parámetro en el cual se definirá la producción esperada del yacimiento.

En la industria petrolera, los proyectos son validados a través de la determinación y cuantificación de reservas. Para cumplir esta función, existen distintas organizaciones gremiales y de seguridad, ejemplo: la Securities and Exchange Comision (SEC), entidad encargada de regular los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de Norteamérica, la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC) y la asociación de profesionales American Association of Petroleum Geologists (AAPG); que son encargadas de sentar las bases y los lineamientos para llevar a cabo una clasificación estándar que permitiera realizar comparaciones entre éstas y que fuera aplicable a nivel mundial.

2.2.1 Clasificación de Reservas

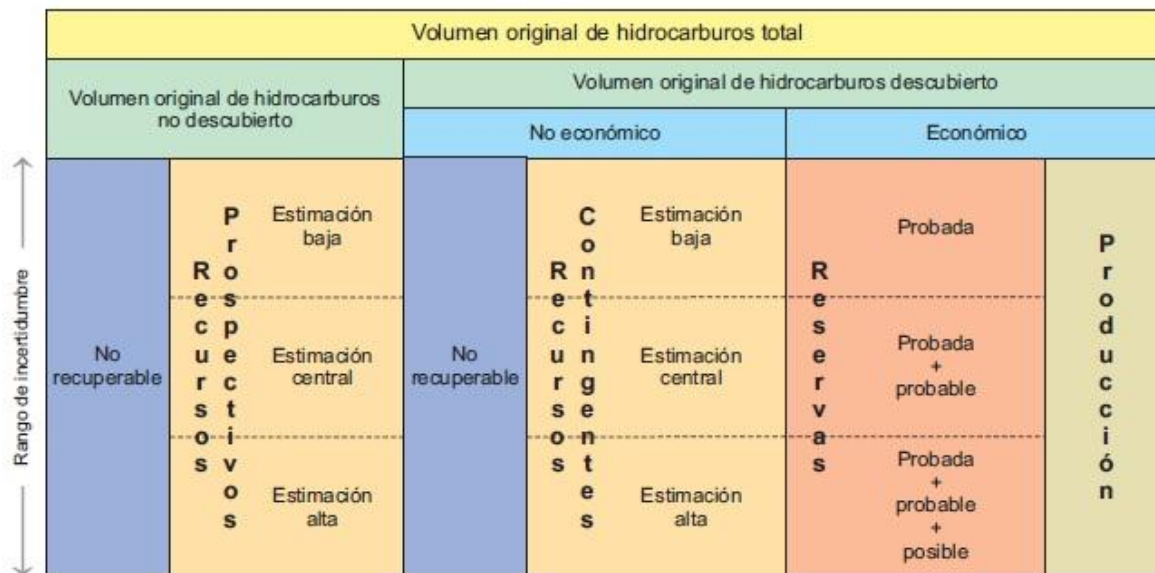


Figura 2.2 Clasificación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos (CNH).

2.2.1.1 Reservas Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 % o más.

2.2.1.1.1 Reservas Desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.

2.2.1.1.2 Reservas No Desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

2.2.1.2 Reservas No Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

2.2.1.3 Reservas Probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

2.2.1.4 Reservas Posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basadas en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
- Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

2.2.1.5 Reserva Remanente

Son aquellas que se calculan al restar los componentes de la reserva original, los volúmenes de crudo, gas y condensado que han sido extraídos durante la vida productiva del yacimiento.

2.2.1.6 Reservas Técnicas

Las definiciones de las reservas pueden ser confusas; sin embargo, las categorías de reservas comúnmente utilizadas son:

- **Reserva 1P:** Reserva Probada
- **Reserva 2P:** Suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables
- **Reserva 3P:** Suma de las Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles

2.2.2 Petróleo Crudo Equivalente

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Es la suma de petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido, un barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo.

2.2.3 Incorporación de Reservas

En esta etapa se evalúan las reservas de hidrocarburos de acuerdo con una estrategia exploratoria aprobada, maximizando el valor económico agregado. El tiempo estimado para la incorporación de las reservas es aproximadamente de 6 meses, de acuerdo a los estudios que se realizan para determinar la probabilidad de éxito de las reservas. Los principales métodos de incorporación de reservas son los métodos volumétricos: cimbras y bases, isopacas e isohidrocarburos, y los métodos de balance de materia.

2.3 Factores de Recuperación de Fluidos

El Factor de recuperación (F_r), es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento. Es decir, nos indicará que parte del petróleo original puede ser recuperado:

$$F_r = \frac{\text{Reserva Original}}{\text{Volumen Original}} \quad \dots \text{Ec 1}$$

El Factor de Recuperación puede ser conocido como:

1.- Factor de Recuperación Proyectado

Dónde la Reserva Original se puede desglosar de la siguiente manera:

- (RRo + NP)
- (RRg + GP)

Dónde:

RRo= Reserva Remanente de Aceite
RRg= Reserva Remanente de Gas
NP= Producción de Aceite
GP= Producción de Gas

2.- Factor de Recuperación Instantáneo

Donde la Reserva Original se sustituye únicamente con NP o GP

Sus valores varían entre 0 y 1. Donde 0 señalará que no es posible la recuperación de hidrocarburos y 1 indicará que se recuperará la totalidad del petróleo original.

La recuperación de aceite es un proceso de desplazamiento, donde el aceite debe ser desplazado de una formación porosa (roca almacén) hacia los pozos productores por algún agente desplazante. Generalmente el agente utilizado es gas o agua, y frecuentemente uno de éstos agentes o ambos, está disponible dentro o cerca del yacimiento.

2.3.1 Factores que Influyen en la Recuperación

La cantidad de aceite que puede ser recuperada de un yacimiento, en parte depende de las condiciones naturales que impone la estructura del subsuelo y en parte de las propiedades de los fluidos que contiene el yacimiento. Los principales factores que influyen en la recuperación de aceite se mencionan a continuación:

- Las características de la formación productora: porosidad, permeabilidad, contenido de agua intersticial, uniformidad, continuidad y la configuración de su estructura.
- Las propiedades del aceite contenido en el yacimiento: viscosidad, encogimiento, cantidad de gas en solución, contenido de sólidos.
- El control de operación: control de las fuerzas naturales de expulsión.
- Localización y condiciones estructurales del pozo.

2.3.2 Factores de Control en la Estimación de Reservas

La evaluación de los campos se enfoca en la reducción de la incertidumbre del volumen de hidrocarburos en el yacimiento: “reservas”. La localización de los mismos, y la producción del comportamiento del yacimiento durante la producción. En la siguiente **Tabla 2.1** se muestran los factores de control que se involucran directamente en la estimación de reservas, los cuales si no son tomados en cuenta pueden provocar errores en la estimación.

Parámetros de entrada	Factores de Control
Volumen de Roca	<ul style="list-style-type: none"> - Tipo de estructura - Posición de Fallas adyacentes - Posición de Fallas internas - Posición de los contactos de los fluidos
Espesor Neto	<ul style="list-style-type: none"> - Ambiente de deposito - Diagénesis
Porosidad	<ul style="list-style-type: none"> - Ambiente de deposito - Diagénesis
Saturación de Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> - Calidad del yacimiento - Presiones Capilares
Factor de Volumen de formación	<ul style="list-style-type: none"> -Tipo de Fluido -Presión y Temperatura del yacimiento
Factor de Recuperación (condiciones iniciales)	<ul style="list-style-type: none"> - Propiedades físicas de los fluidos - Volumen del acuífero - Volumen de la capa de gas
Mecanismos de desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Empuje por expansión del sistema roca fluidos - Empuje por expansión de la capa de gas <ul style="list-style-type: none"> - Empuje por acuífero asociado - Empuje por segregación gravitacional <ul style="list-style-type: none"> - Empuje combinado

Tabla 2.1 Factores de control influyentes en la estimación de reservas.

2.4 Estado Actual de los Campos del Proyecto Integral de Campos Maduros Terrestres Área Poza Rica

2.4.1 Volumen Original y Factores de Recuperación

En la **Figura 2.3** siguiente se presenta la información del volumen original total al 1 de enero del 2014 pertenecientes a los campos del PICMTAPR. Y en la **Figura 2.4** se observan los valores del Factor de Recuperación del Proyecto.

Campo	Crudo mmb	Campo	Gas natural mmmpc
Poza Rica	4,809.7	Poza Rica	4,826.8
San Andrés	1,404.5	San Andrés	1,701.3
Toteco Cerro Azul	1,256.9	Tres Hermanos	747.2
Sur Chinampa Norte de Amatlán	718.8	Toteco Cerro Azul	705.7
Tepetate Norte Chinampa	560.6	Sur Chinampa Norte de Amatlán	422.2
Sur de Amatlán	451.5	Sur de Amatlán	304.2
Tres Hermanos	423.2	Tepetate Norte Chinampa	283.3
Santa Águeda	386.5	Santa Águeda	243.3
Tierra Blanca Chapopote Núñez	352.5	Potrero del Llano Horcones	213.0
Hallazgo	258.5	Tierra Blanca Chapopote Núñez	197.1
A-I	813.4	A-I	661.4
J-R	1,280.6	J-R	587.8
S-Z	294.4	S-Z	177.0
PICMTAPR	13,011.1	PICMTAPR	11,070.4

Figura 2.3 Volumen Original Proyecto Integral Área Poza Rica (PEMEX).

Campo	Factor de Recuperación	
	Fr aceite (%)	Fr gas (%)
<i>Poza Rica</i>	29.57	39.39
<i>San Andrés</i>	27.56	20.10
<i>Toteco Cerro Azul</i>	29.95	29.70
<i>Sur Chinampa Norte de Amatlán</i>	29.80	29.63
<i>Tepetate Norte Chinampa</i>	29.85	29.68
<i>Sur de Amatlán</i>	29.92	23.76
<i>Tres Hermanos</i>	32.86	38.34
<i>Santa Águeda</i>	31.97	51.52
<i>Tierra Blanca Chapopote Núñez</i>	29.80	29.81
<i>Hallazgo</i>	35.62	55.94
PICMTAPR	29.12	27.20

Figura 2.4 Factor de Recuperación

2.4.2 Reservas Remanentes 1P,2P y 3P

Una vez que se tienen los valores del volumen original y se tiene suficiente información del yacimiento, se procede a estimar las reservas del mismo. Las Reservas Totales que se han estimado para el PICMTAPR se muestran en la **Figura 2.5**.

Campo	Probada		Probable		Posible	
	Aceite MMB	Gas MMMPC	Aceite MMB	Gas MMMPC	Aceite MMB	Gas MMMPC
Poza Rica	30.5	33.7	66.1	80.9	127.2	143.2
San Andrés	4.1	9.3	6.7	12	13.1	17.8
Toteco Cerro Azul	2.9	1.3	3.1	1.4	3.6	1.7
Sur Chinampa Norte de Amatlán	1.4	0.7	1.9	0.9	1.9	0.9
Tepetate Norte Chinampa	0.5	0.2	0.6	0.3	0.6	0.3
Sur de Amatlán	2.2	1.1	2.3	1.1	2.8	1.4
Tres Hermanos	3.8	10.1	5.5	20.4	5.5	20.4
Santa Águeda	1.7	0.9	2.6	1.5	3.6	2.1
Tierra Blanca Chapopote Núñez	0.5	0.3	0.5	0.3	1.4	0.8
Hallazgo	0.5	3.2	0.6	3.3	1.1	3.5
PICMTAPR	59.2	72.4	106.7	139.7	187.6	217

Figura 2.5 Reservas 2P de aceite y gas 1 de Enero 2014 (PEMEX).

Cuando se poseen diferentes estimaciones de volúmenes, se tendrá que realizar una evaluación económica. La evaluación económica consiste en un análisis de egresos e ingresos de un proyecto, con el fin de estimar su factibilidad y beneficios económicos. Para dicho análisis se requerirá asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios, esto determinará si el proyecto generará flujos de efectivo positivos.

2.5 Fuentes de Ingresos y Egresos

Para realizar una evaluación económica de un proyecto se deben determinar las fuentes de ingresos y egresos de dicho proyecto. Las cuatro principales variables de las cuales dependen estos ingresos y egresos son:

2.5.1 Inversión

Las inversiones de un proyecto son el capital; ya sea propio o de terceros, que se pone en juego con el objeto de obtener un beneficio, y deberán calcularse a precios constantes por año para el horizonte a evaluar, estas pueden ser estratégicas u operacionales.

2.5.1.1 *Estratégica*

Es la inversión utilizada para mantener en condiciones naturales o actuales de operación a la infraestructura productiva y de soporte relacionada, como pueden ser:

- Perforación y terminación de pozos, tanto de exploración, delimitación y desarrollo.
- Construcción de instalaciones superficiales
- Instalación de Sistemas Artificiales de Producción
- Implementación de Recuperación Secundaria y Mejorada

2.5.1.2 *Operacional*

Es la inversión utilizada para mantener en condiciones naturales o actuales de operación a la infraestructura productiva y de soporte relacionada, como pueden ser:

- Modernización de instalaciones.
- Realización de estudios geológicos y geofísicos
- Intervenciones a Pozos.
- Protección ecológica.
- Seguridad Industrial.
- Abandono de campos y taponamiento de pozos.

2.5.2 Gastos de Operación

Es el dinero que se gasta en el mantenimiento de las operaciones y de la producción, que van desde mantenimiento de equipos e instalaciones hasta sueldos de los empleados. Es responsabilidad del que está formulando la unidad de inversión, documentar con detalle todos los rubros del gasto de operación, para cada proyecto se deberá desglosar lo siguiente:

- Mano de obra.
- Reserva laboral.
- Perfil de consumo de gas.
- Perfil de Inyección de fluidos para procesos de recuperación adicional.
- Perfil de fluido a tratar por efecto de la producción (agua, nitrógeno)
- Materiales
- Servicios Generales

2.5.2.1 **Los Costos Operacionales OPEX (Operating Expenditures)**

Son aquellos costos continuos para correr un producto, negocio o sistema, son todas las frases en marcha de un activo, operación y mantenimiento.

2.5.2.2 **Los Costos de Capital CAPEX (Capital Expenditures)**

Se refiere al costo por desarrollar, proporcionar partes no consumibles para un producto o un sistema; son los costos de las inversiones iniciales de los activos.

2.5.2.3 **Factores que afectan el CAPEX, OPEX en el Proyecto**

Cuando los operadores tienen que decidir entre un enfoque tradicional en las instalaciones, deben comparar el CAPEX y OPEX de ambas soluciones. Si bien es relativamente fácil calcular los costos de los componentes de hardware, es muy difícil predecir el OPEX.

CAPital EXpenditure: Costo de la ingeniería, construcción e instalación de los principales componentes submarinos; árboles submarinos, líneas de flujo, ductos, sistemas de control y acumulador de líquidos (Slug Catcher) a la llegada a la estación en tierra. No incluye la perforación de pozos, terminaciones, ni la línea de llegada a la estación.

OPERational EXpenditure: Referible a consumibles, dotación de personal, y costos relacionados a la corrida de diablos, inhibidores, cargos pagados, etc. No se consideran mantenimiento o intervención a pozos (reparaciones mayores).

2.5.3 Precio de Hidrocarburos

El sistema para determinar los precios del petróleo de mayor uso se basa en fórmulas que utilizan como referencia los precios de ciertos crudos.

El mecanismo es el siguiente: la fórmula para establecer el precio de un crudo se anuncia en los primeros días del mes precio al llenado del carguero, dicha fórmula establece un diferencial de precio entre el crudo vendido y un crudo marcador o de referencia, este último se selecciona en función de la región a la que se va a destinar el carguero. El objetivo es de asignar al crudo un precio que resulte competitivo con las diferentes alternativas que el comprador tiene en la región de destino hacia la cual se está pactando la negociación. Para llegar a la fórmula, se selecciona la serie de reportes diarios de precios que refleje el precio de los crudos que compiten en dicha región.

La serie de precios seleccionada se conoce como crudo marcador o de referencia regional.

En la actualidad, los principales crudos de referencia para el mercado petrolero son el West Texas Intermediate (WTI de calidad 40° API), el Brent Blend (38° API) y el Dubai (32°API), siendo su zona de influencia el mercado norteamericano, el europeo y la región Asia-Pacífico, respectivamente. Los diferenciales de un determinado crudo en cada mercado van a estar en función de las diferencias de calidad y de costos de refinación y transporte entre el petróleo en cuestión y el petróleo de referencia utilizado.

Dado que los precios de los diferentes crudos comercializados en el mercado petrolero internacional se determinan, en gran parte, en función de los precios de los crudos de referencia regionales, resulta muy útil entender las particularidades que condicionan su comportamiento.

Para la determinación del precio es necesario tomar en cuenta la oferta y la demanda, así como también el precio previo, tanto para los hidrocarburos como para sus derivados; los riesgos políticos, económicos y técnicos también son de importancia. Cabe destacar que los precios de los hidrocarburos se fijan principalmente en función de su calidad, es decir, su densidad API, entre más ligero tendrá mayor densidad API y por ende mayor calidad, la variación del precio dependerá del proceso de refinación que se requiera para obtener los derivados de mejor calidad.

La estimación de los precios de los hidrocarburos en México es emitida por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde se tiene un precio promedio de la mezcla de crudos de exportación en dólares por barril para el aceite y dólares por millar de pie cúbico para el gas. Después estos precios son llevados a nivel de campo, de acuerdo a la calidad, costos de transporte y poder calorífico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto.

A continuación se muestra una gráfica (**Figura 2.6**) que representa la evolución de precios de aceite y gas húmedo seco proveniente del libro de reservas estimado a enero del 2014.

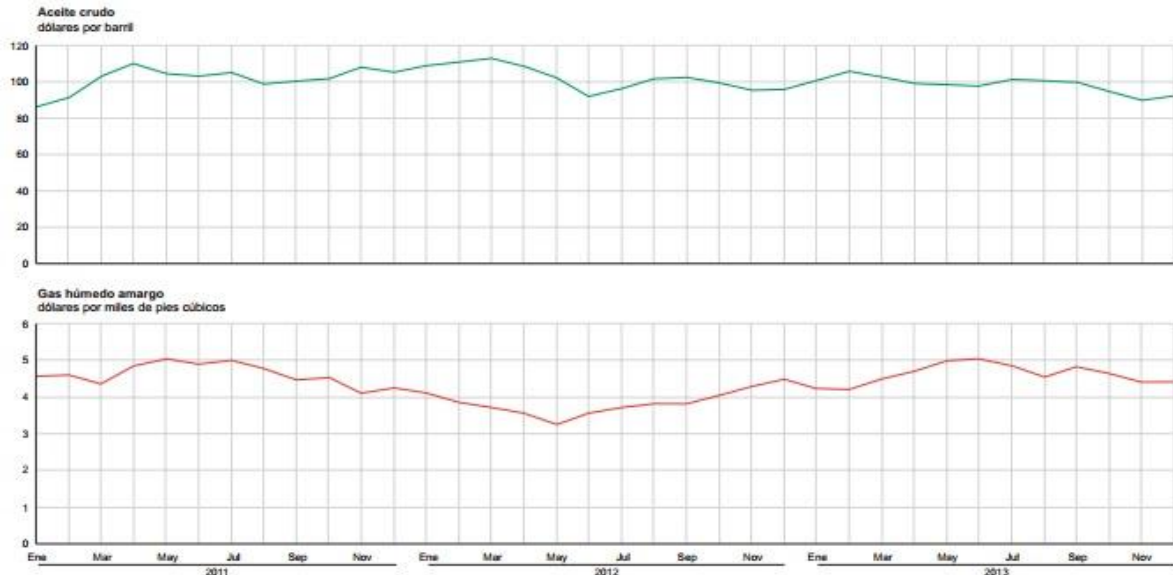


Figura 2.6. Evolución Histórica de los precios durante los últimos tres años de aceite y gas (PEMEX).

2.5.4 Futuro Perfil de Producción de Hidrocarburos

Sea en base a producción diaria, mensual o anual de fluidos, se refiere al volumen acumulado de producción del periodo de tiempo el que abarcará la evaluación, obtenidos a partir de un modelo de estimación de perfiles de producción. (**Figura 2.7**).

En la Industria Petrolera estos análisis se realizan cuando se inician proyectos o existe algún cambio en ellos. Una vez que se tiene esta información se procede a realizar el cálculo de ingresos y del flujo efectivo antes de impuestos, se hace una diferencia de ingresos menos egresos; los ingresos son las ventas de hidrocarburos, mientras que los egresos incluyen tanto inversiones, como gastos de operación. Cuando incluimos los impuestos, incluiremos regalías, fondos sociales y de desarrollo, los cuales se añaden al modelo fiscal del país. Al resultado del descuento se le conoce como Flujo de Efectivo después de impuestos.

2.5.4.1 Obtención de Futuros Perfiles de Producción

Los pronósticos o perfiles de producción se generan a partir de métodos analíticos, balances de materias, modelos dinámicos, curvas de declinación, entre otros, para poder realizar los procedimientos anteriores es necesario ocupar la siguiente información:

- Gastos inicial de producción por pozo
- Producción Acumulada por pozo
- Porcentaje de éxito volumétrico
- Proceso de Recuperación y/o Mantenimiento
- Gasto Final o Límite Económico

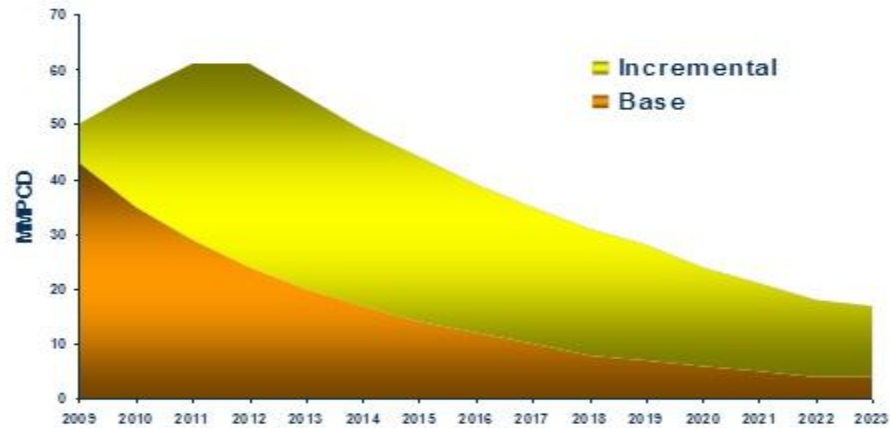


Figura 2.7 Pronósticos de Producción

La Producción incremental volumen de hidrocarburos, expresado en barriles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, que se obtiene por encima de la curva básica de producción de los campos ya existentes. Esta se da como resultado de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para la recuperación mejorada en el subsuelo que aumenten el factor de recuperación de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas.

Y la Producción base se refiere al volumen de hidrocarburos producidos de un campo determinado, expresado en barriles de petróleo o pies cúbicos de gas, que se obtiene por debajo o hasta la curva base de producción.

Ejemplos de pronósticos de producción se encuentran en el Capítulo I de este trabajo, refiriéndose principalmente a los campos mayores del Proyecto en Estudio.

CAPÍTULO III ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN

3.1 Desarrollo de Campos

Para realizar una óptima explotación de los recursos petroleros, es necesario contar con una adecuada planeación y evaluación de la exploración y explotación del yacimiento. Para llevar a cabo lo anterior, todo el equipo multidisciplinario y en especial, los ingenieros de planeación y los directivos, deben tener pleno conocimiento de todas y cada una de las actividades que se llevan a cabo durante la vida de un yacimiento petrolero.

Para poder tener la evaluación de un proyecto, es útil apoyarse y comprender las etapas que conforman el ciclo de vida del yacimiento. El objetivo principal es el conocer las actividades, equipos, tecnologías y personal que se emplearán en cada una de las etapas establecidas, además de conocer su importancia y su función.

3.1.1 Desarrollo Inicial

Se define como el proceso continuo y ordenado de fases, que involucran todas aquellas actividades concernientes a la perforación, terminación y actividades que contribuyan a que los pozos puedan iniciar su producción en la etapa de comportamiento primario.

En esta etapa se desarrolla el inicio de la planeación y el diseño de la perforación de pozos de una manera eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos. La cantidad de equipos que serán instalados siempre dependerán del potencial del yacimiento descubierto.

El objetivo principal de esta etapa consiste en dejar completamente acondicionado el campo para dar inicio a la producción de hidrocarburos.

3.1.2 Comportamiento Primario

Esta etapa comienza con la apertura de los pozos a la producción. El objetivo general de esta etapa es el control, el mantenimiento y aseguramiento de la producción de hidrocarburos de manera natural; es decir, asegurar la producción utilizando y manejando únicamente la energía propia del yacimiento o bien utilizando un sistema artificial de producción. Esta etapa da fin, cuando se inicia una recuperación secundaria.

Cuando se reciben los hidrocarburos en superficie, éstos tienen que ser almacenados, tratados y transportados de una manera adecuada antes de dirigirlos a la línea o punto de venta. Es en esta etapa donde son representados los aspectos más relevantes en cuestión a las instalaciones superficiales, incluyendo: separadores, tanque de almacenamiento, deshidratadores y redes de ductos. Al concluir esta etapa, por medio de los resultados de las actividades realizadas se pueden obtener los históricos de producción, registros de presiones, registros de problemas operacionales, resultados de la implementación de sistemas artificiales, entre otras.

3.2 Métodos de Recuperación

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación primaria y la recuperación secundaria. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación terciaria, y/o una recuperación (secundaria) mejorada. En la **Figura 3.1** podemos observar una muestra esquemática de las condiciones de explotación de un yacimiento en su etapa de producción.

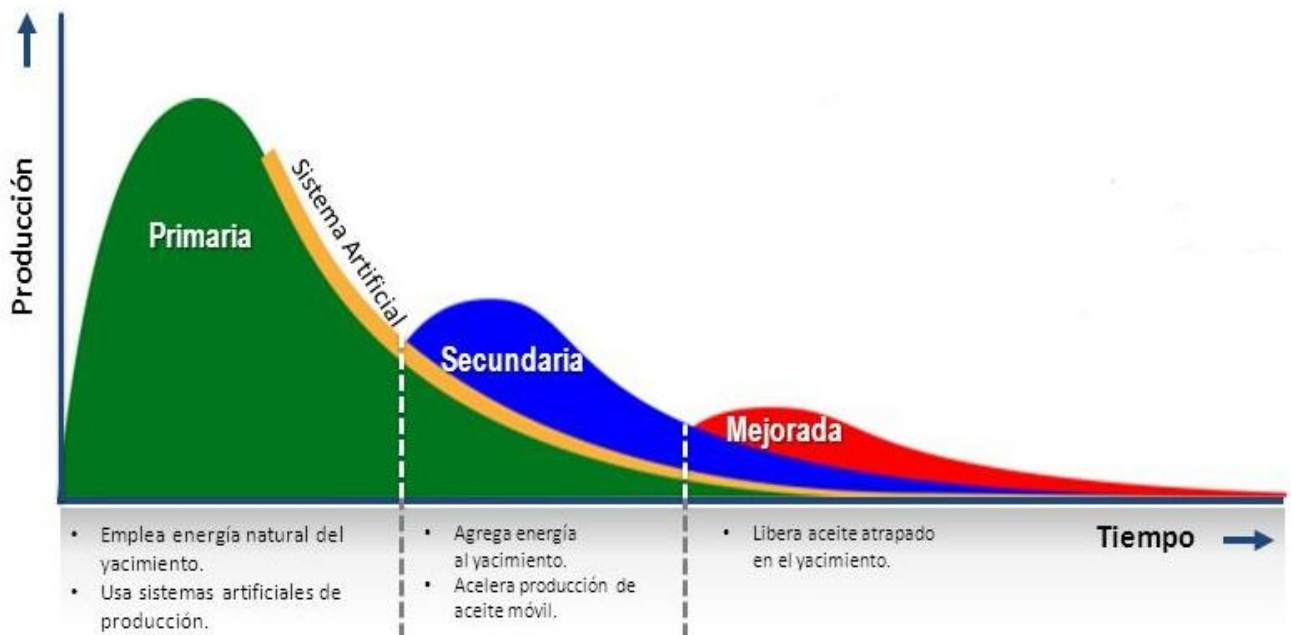


Figura 3.1 Factores de Recuperación de Hidrocarburos Típicos. (Universidad de los Andes. Venezuela).

3.2.1 Recuperación Primaria

La recuperación primaria utiliza la presión natural del yacimiento, esta es la principal fuente de energía para movilizar el aceite hacia los pozos productores. El aceite se drena bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y la cima del yacimiento. Existen yacimientos donde la presión de éste es mucho mayor que la presión hidrostática, lo que resulta que el aceite llega a la superficie con el solo aporte energético natural del yacimiento.

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción.

A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación.

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, y son los siguientes:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Empuje por gas disuelto
- Empuje por casquete de gas
- Empuje por afluencia de un acuífero
- Segregación gravitacional

Estos mecanismos pueden actuar de forma simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos, por lo que el análisis de la variación de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada es fundamental para identificar la etapa en la que éste se encuentra.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y un casquete de gas o un acuífero asociado.

Antes se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se convertían en no rentables, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la elección del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

A continuación en la **Tabla 3.1** podremos observar un breve resumen de las características más importantes que poseen cada uno de los mecanismos de la producción primaria.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
Expansión Roca-Fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante.	Se presenta solo en yacimientos con alta S_{wi}	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por Gas Disuelto	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente.	Se presenta solo en yacimientos con alta S_{wi}	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por Casquete de Gas	Declina rápida y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructuralmente altas.	Ausente o Insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La sugerencia de gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por de Afluencia de Acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite gas y agua.	Permanece baja si la presión permanece alta.	Aumenta continuamente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_e no se considera
Segregación Gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas.	Ausente o Insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200\text{mD}$ y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja ($< 5\text{cp}$)

Tabla 3.1 Características de los mecanismos de la Producción Primaria (CNH).

3.2.2 Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Este proceso agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (gas, agua y combinación agua-gas).

Cuando decidimos implementar algún proceso de recuperación secundaria, el objetivo principal es reemplazar un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos.

La inyección de agua es el método que ha sido más usado como recuperación secundaria, ya que esta tecnología abarca ampliamente las áreas de ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción. Los ingenieros de yacimientos son responsables del diseño de la inyección de fluidos inmiscibles, la predicción del comportamiento y la estimación de la reserva a considerar en este proceso. La ingeniería de yacimientos comparte la responsabilidad con la ingeniería de producción para la implementación, operación y evaluación del proyecto de inyección.

En las **Tablas 3.2 y 3.3** podremos observar las características, ventajas y desventajas que se presentan en la inyección de agua y gas.

Tipo de Inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o Tradicional externa	<p>La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua-aceite.</p> <p>No se requiere buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección.</p>	<p>No requiere de la perforación de pozos adicionales, son pocos pozos.</p> <p>Recuperación alta de aceite con poca producción de agua.</p> <p>Reducción de costos</p>	<p>No se utiliza toda el agua para desplazar el hidrocarburo.</p> <p>No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión.</p> <p>Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.</p> <p>El proceso es lento</p>
Dispersa o en arreglos (interna)	<p>El agua se inyecta dentro de la zona de aceite.</p> <p>Se emplea en yacimientos con pozo buzamiento y una gran superficie.</p> <p>A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores.</p>	<p>Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos.</p> <p>Rápida respuesta del yacimiento.</p> <p>Elevadas eficiencias de barrido y un buen control de frente de invasión.</p>	<p>Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa.</p> <p>Es más riesgosa.</p> <p>Exige mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos.</p>

Tabla 3.2 Inyección de Agua (CNH).

Tipo de Inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o Dispersa	<p>La inyección se realiza dentro de la zona de aceite.</p> <p>Aplicable en yacimientos homogéneos, con pozo buzamiento, delgados, con empuje por gas en solución y sin capa de gas inicial.</p> <p>Requiere un número elevado de puntos de inyección.</p> <p>La permeabilidad relativa del gas debe ser preferentemente baja.</p>	<p>Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada.</p> <p>La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.</p>	<p>La eficiencia de recuperación mejora muy poco debido al drene gravitacional.</p> <p>La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa.</p> <p>Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa.</p> <p>La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación.</p>
Externa	<p>La inyección se realiza en el casquete de gas (primario o secundario).</p> <p>Se aplica en yacimiento de alto relieve estructural.</p> <p>Aplicable en yacimientos con altas permeabilidades verticales > 200mD</p> <p>La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad.</p>	<p>En comparación con la inyección interna:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia de barrido. • Los beneficios de la segregación gravitacional son mayores 	<p>Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.</p> <p>Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.</p> <p>Las intercalaciones de lutitas así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.</p>

Tabla 3.3 Inyección de Gas (CNH).

3.2.3 Recuperación Terciaria y/o Mejorada (EOR)

La Recuperación Secundaria se refiere a la recuperación obtenida por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento e incrementar la producción de hidrocarburos aumentando la energía del yacimiento.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos y no térmicos como lo muestra la **Figura 3.2**

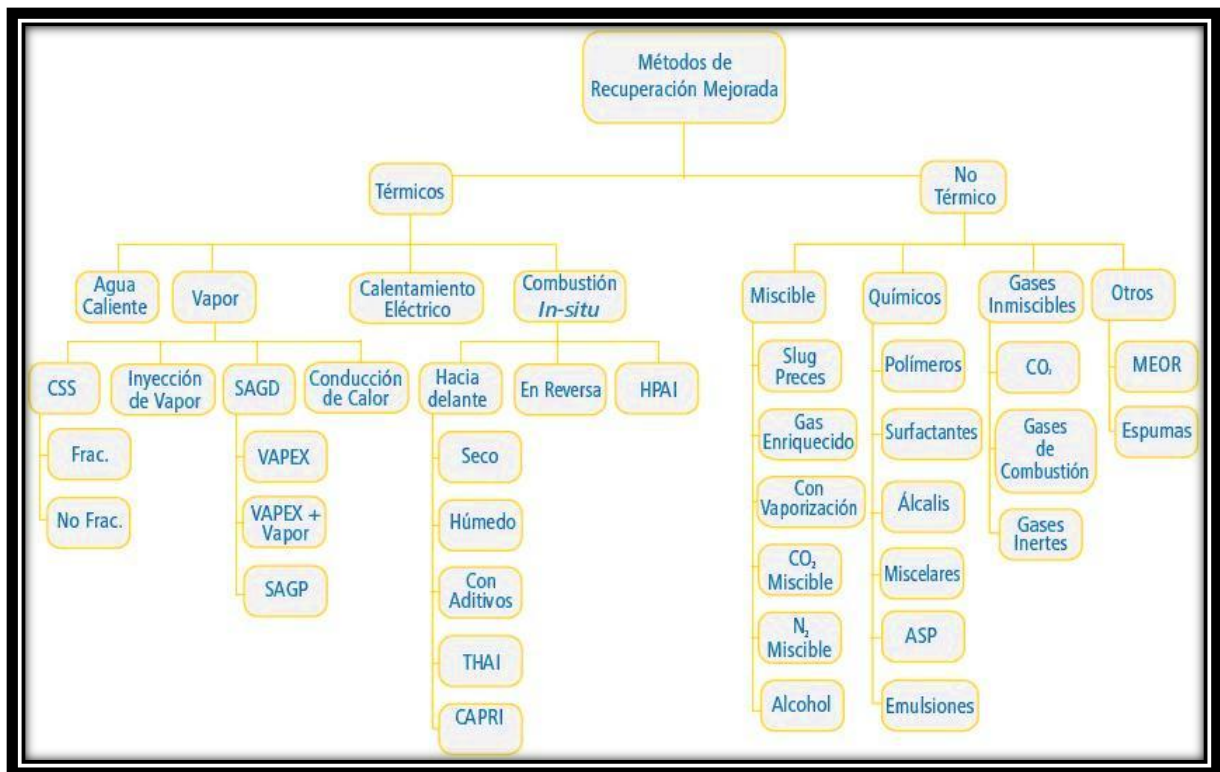


Figura 3.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada (CNH).

3.2.4 Recuperación Avanzada (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización avanzada de yacimientos.

En el proceso de selección el primer paso es identificar el volumen remanente de hidrocarburos y la forma en la que éstos se encuentran distribuidos en el yacimiento, así como también determinar las razones por las cuales estos depósitos de hidrocarburos no son recuperables económicamente por métodos convencionales (Flujo natural, producción artificial e inyección de fluidos bajo condiciones inmiscibles). Por lo anterior, es muy importante contar con suficiente información para caracterizar al yacimiento y los fluidos. Un modelo estático y uno dinámico fundamentados en datos de campo como análisis de núcleos, registros geofísicos, sísmica, muestras de fluidos, datos de los históricos de producción y de presiones, entre otros, pueden llegar a contribuir a establecer el potencial de hidrocarburo recuperable.

3.3 Mecanismos de Producción

Es de suma importancia señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto mencionado al igual que el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos.

En el caso de los principales campos que conforman el proyecto Integral Poza Rica, se tiene que los principales mecanismos de empuje fueron por expansión del sistema roca-fluidos y por empuje de gas en solución. En la siguiente **Figura 3.3** se podrán observar de manera detalla la influencia de los mismos así como el histórico de presiones. De igual manera se podrá observar cómo influye de manera radical la implementación de la recuperación secundaria a través de la inyección de agua.

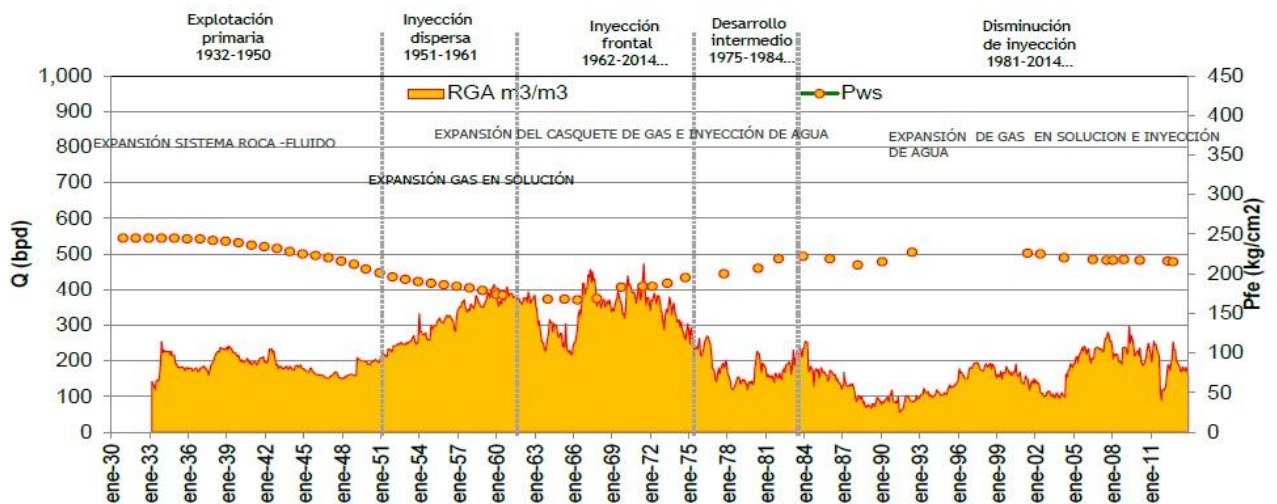


Figura 3.3 Historia de Presión-RGA Campo Poza Rica (PEMEX).

Como antecedente al cierre del mes de Diciembre 2013 se produce 10,053 bpd con 208 pozos en el campo Poza Rica, se iniciaron procesos de recuperación secundaria en yacimiento Tamabra del área Poza Rica a partir de 1951 seleccionados por sus características, condiciones de energía y disponibilidad de fluidos, cuyos resultados se resumen a continuación y los cuales serán utilizados como referencia para la determinación de factores de recuperación.

La historia de inyección de agua se muestra en la **Figura 3.4**, cuenta con factor de recuperación del 18 % (865 MMB) a 1990 y en condiciones actuales del orden del 29.5 % (865.8MMB) (1418 MMB).

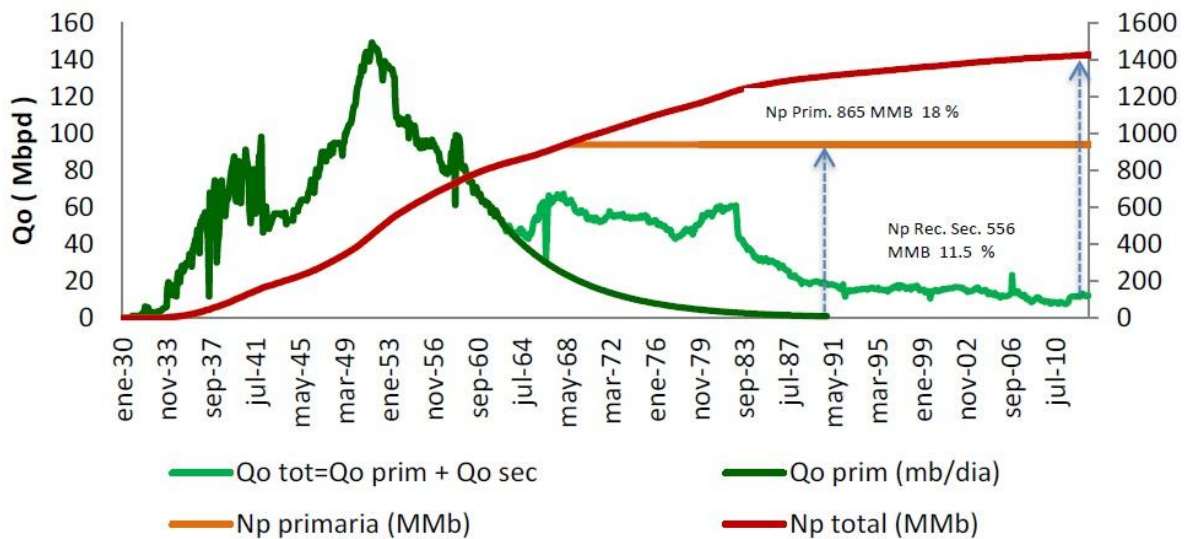


Figura 3.4 Recuperación Incremental del Campo Poza Rica (PEMEX).

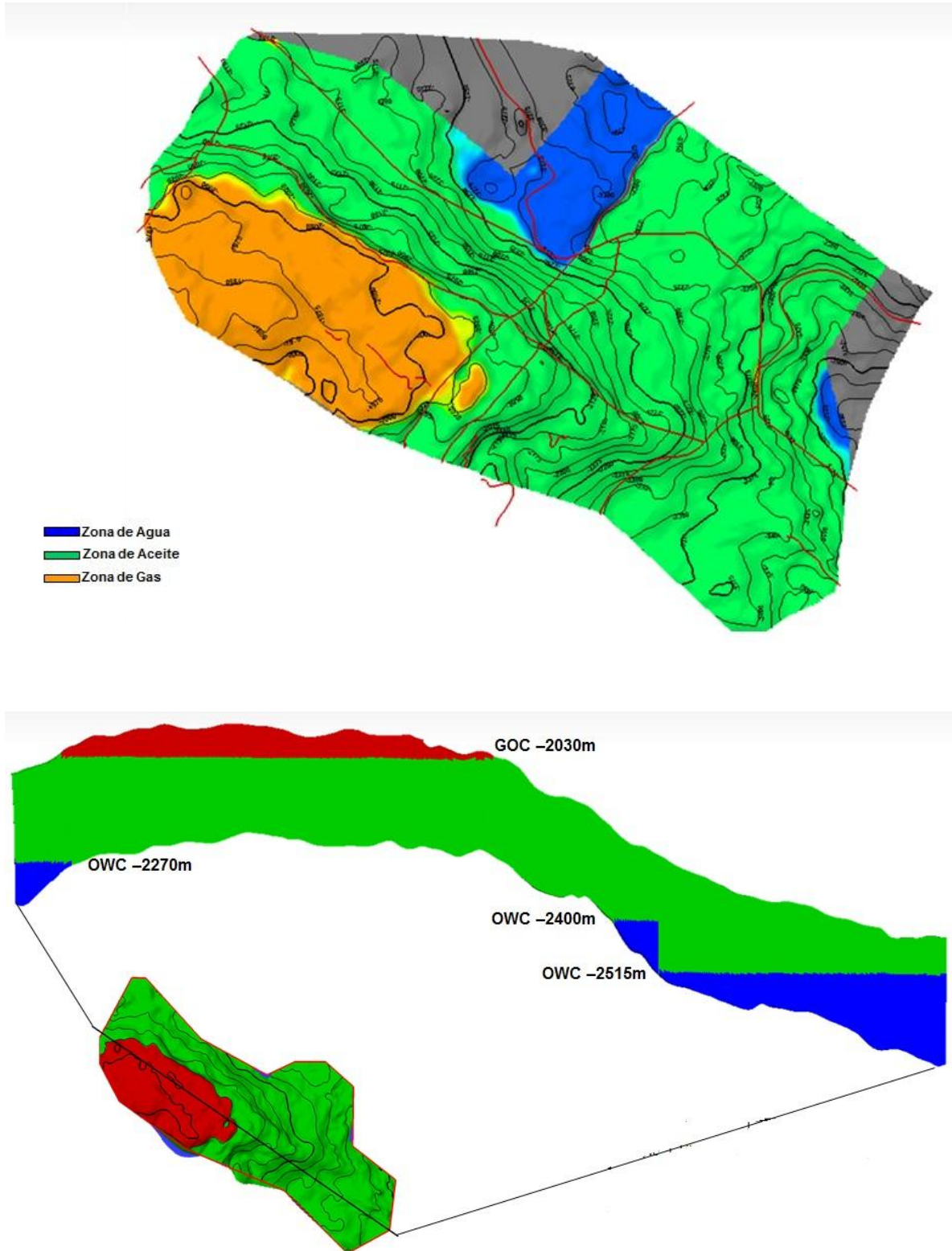


Figura 3.5 Mapa de contactos de la cima Tamabra (PEMEX).

3.4 Simulación Matemática

Una herramienta clave en la toma de decisiones de la administración moderna de yacimientos es la Simulación Matemática de Yacimientos. Históricamente los ingenieros han utilizado simuladores de yacimientos para desarrollar un plan de explotación de un yacimiento de hidrocarburos, por consiguiente la simulación matemática de yacimientos es conocida como aquel proceso mediante el cual un ingeniero, con ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Las etapas del desarrollo del modelo numérico de un yacimiento son las siguientes:

1. *Adquisición y análisis de datos:* Geológicos, Geofísicos, Petrofísicos, PVT, Producción/Inyección.
2. *Construcción del modelo geológico:* Modelo Estático
3. *Ingeniería básica de yacimientos y producción*
4. *Construcción del modelo dinámico:* Ajuste del comportamiento
5. *Predicción del comportamiento:* Múltiples escenarios
6. *Análisis y documentación de resultados*

Estos modelos, son comparaciones *Predicción vs Respuesta real medida del yacimiento*, se estiman los errores y se actualiza el modelo geológico, hasta que el error sea mínimo, para lograr un modelo que tenga alta probabilidad de representar la realidad sobre el terreno.

Los modelos numéricos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad de cálculos que se realizan en una simulación matemática. El objetivo principal de la simulación matemática, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento, y con base en los resultados que se obtendrán de ésta se podrá optimizar las mejores condiciones para aumentar la recuperación. Con la ayuda de un simulador podremos:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer programas de producción.

Para introducir la información necesaria en los simuladores se divide el yacimiento, tanto areal como verticalmente, en pequeños bloques llamados “Celdas”. Los cálculos se llevan a cabo mediante el uso del balance de materia y de flujo de fluidos en el medio poroso, para las fases de aceite, gas y agua, en cada una de las celdas y a etapas de tiempo, a partir de sus condiciones iniciales.

En las siguientes **Figuras 3.6** (a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k), se muestran mapas obtenidos de la caracterización estática, donde podremos observar los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, y sus modelos geocelulares respectivamente. Estos datos nos permitirán crear simuladores que representen el comportamiento dinámico de nuestro yacimiento.

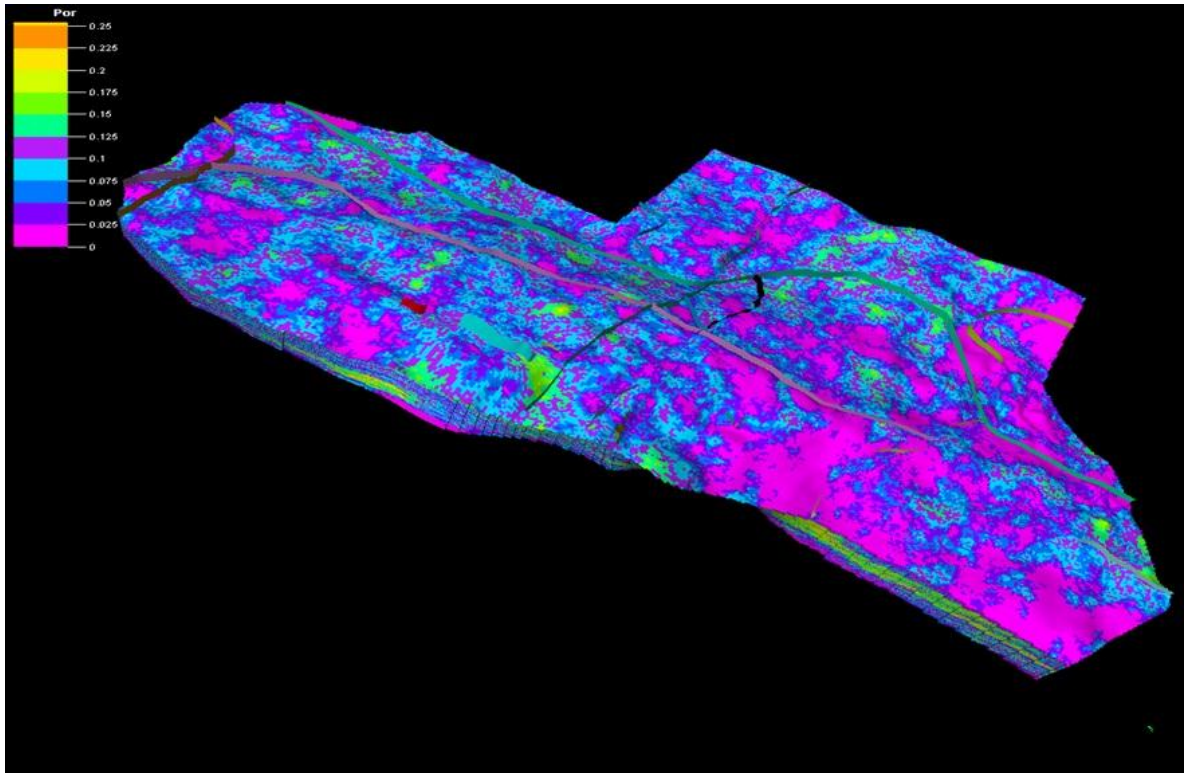


Figura 3.6 a Mapa de porosidad Cuerpo D (PEMEX).

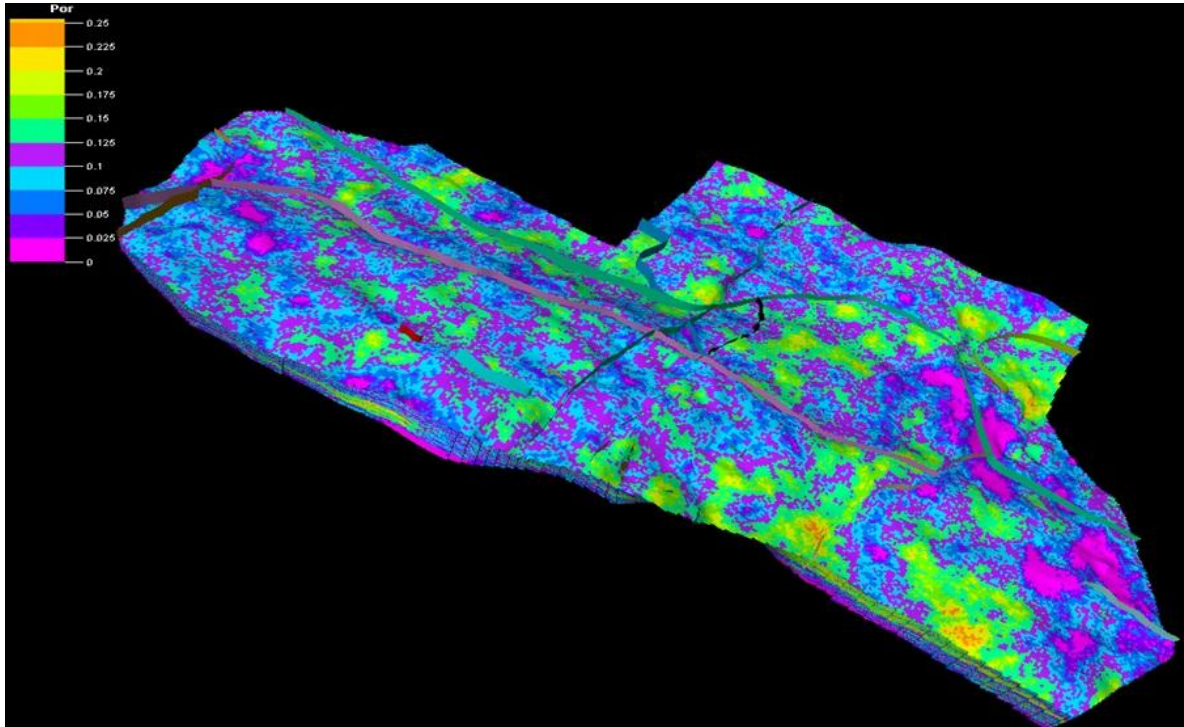


Figura 3.6 b Mapa de porosidad Cuerpo BC (PEMEX).

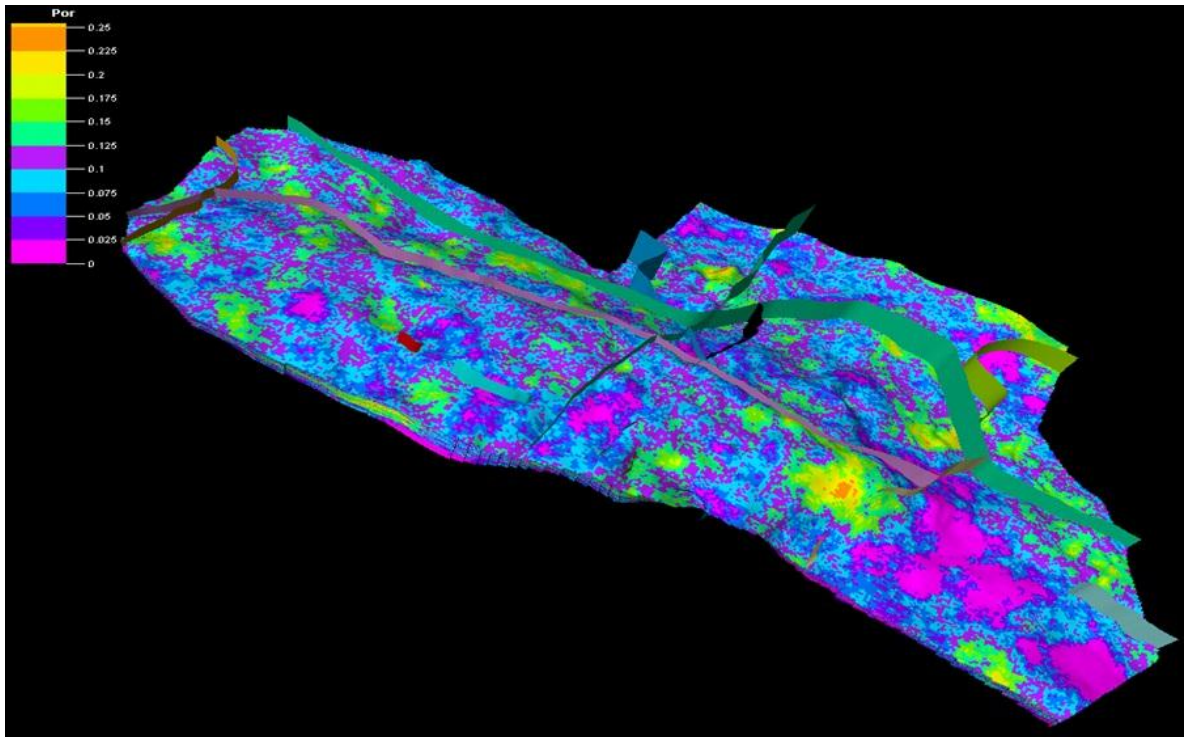


Figura 3.6 c Mapa de porosidad Cuerpo A (PEMEX).

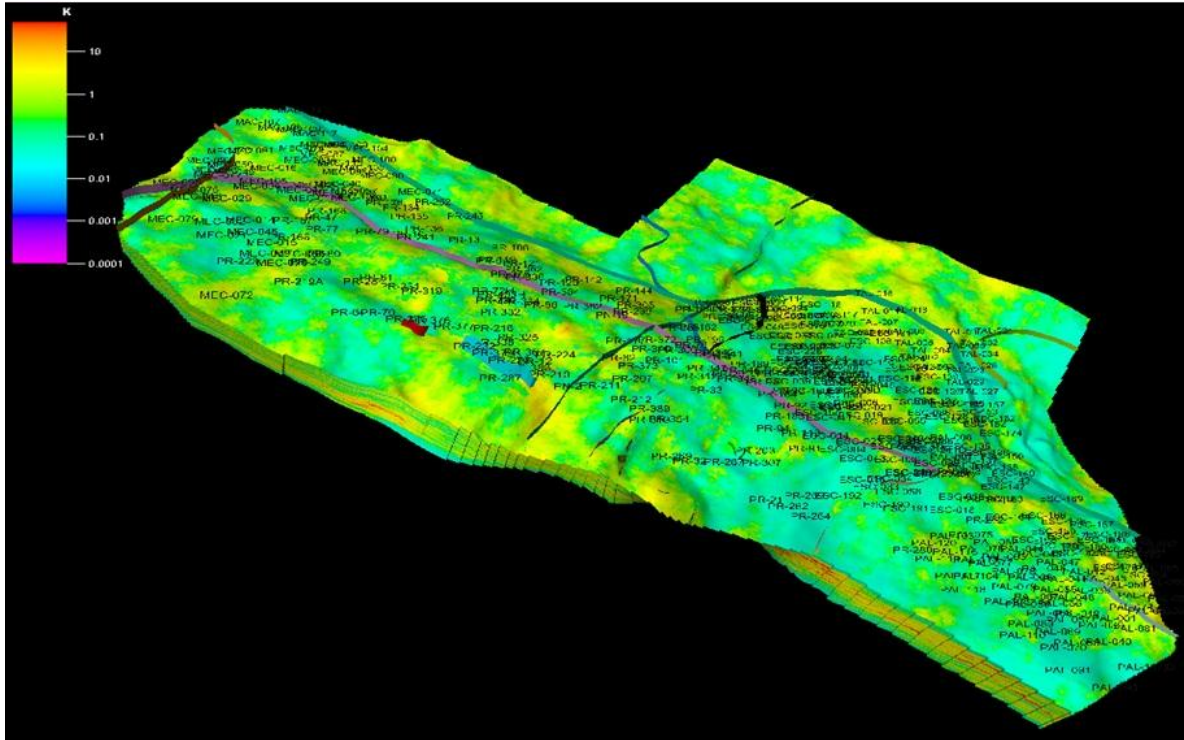


Figura 3.6 d Mapa de permeabilidad Cuerpo D (PEMEX).

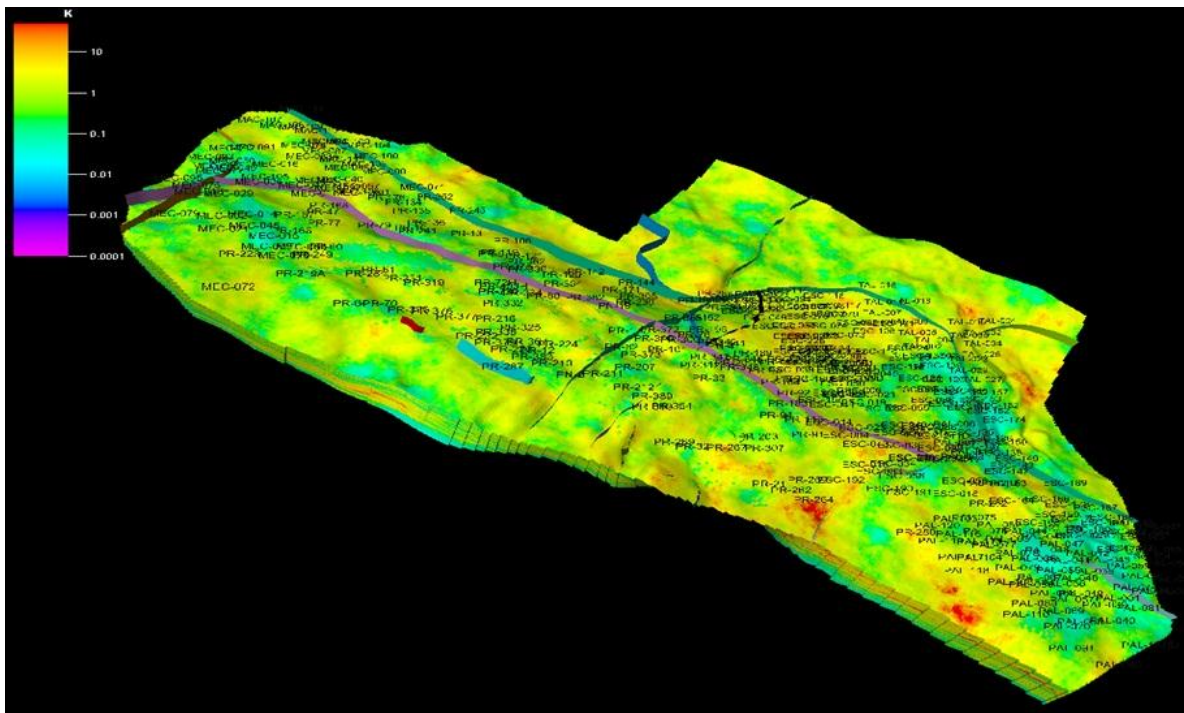


Figura 3.6 e Mapa de permeabilidad Cuerpo BC (PEMEX).

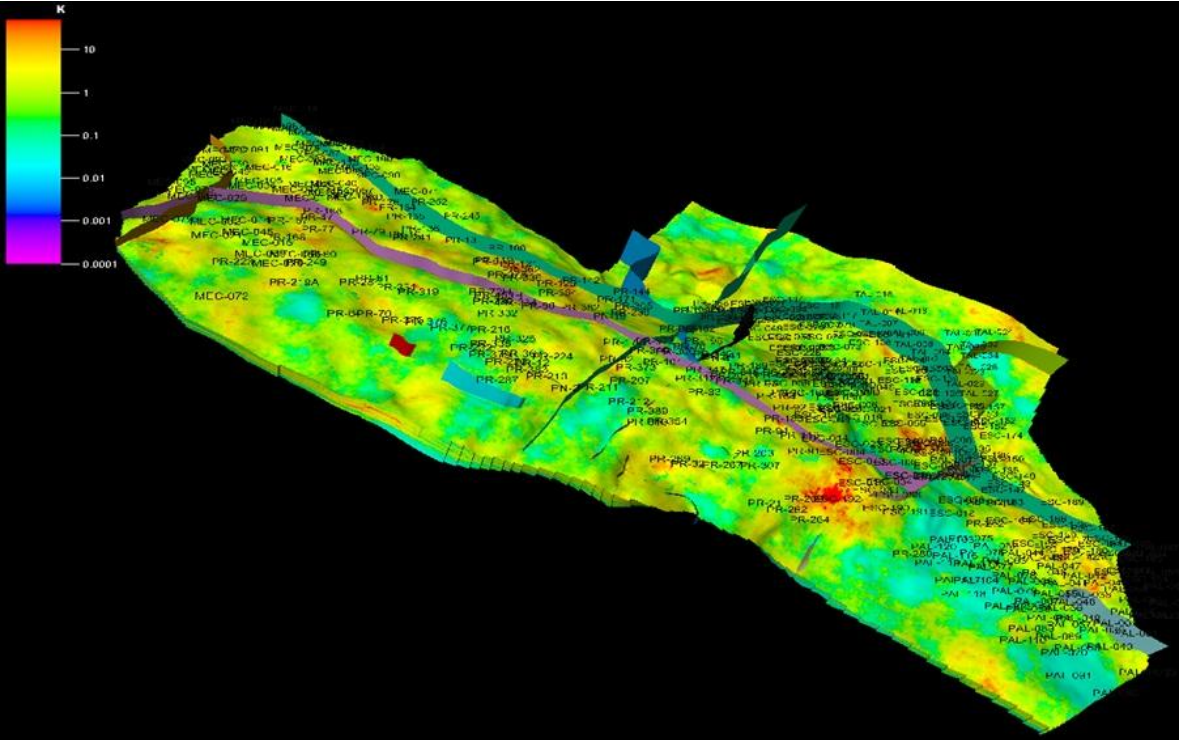


Figura 3.6 f Mapa de permeabilidad Cuerpo A (PEMEX).

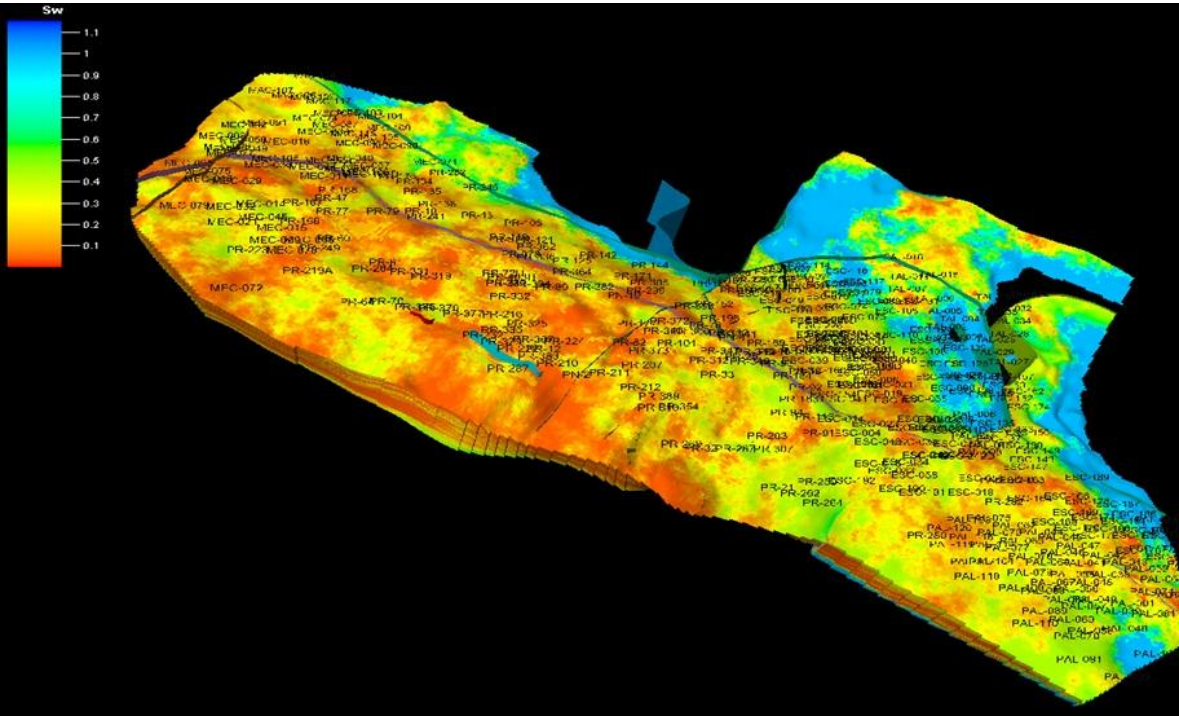


Figura 3.6 g Mapa de Sw Cuerpo D (PEMEX).

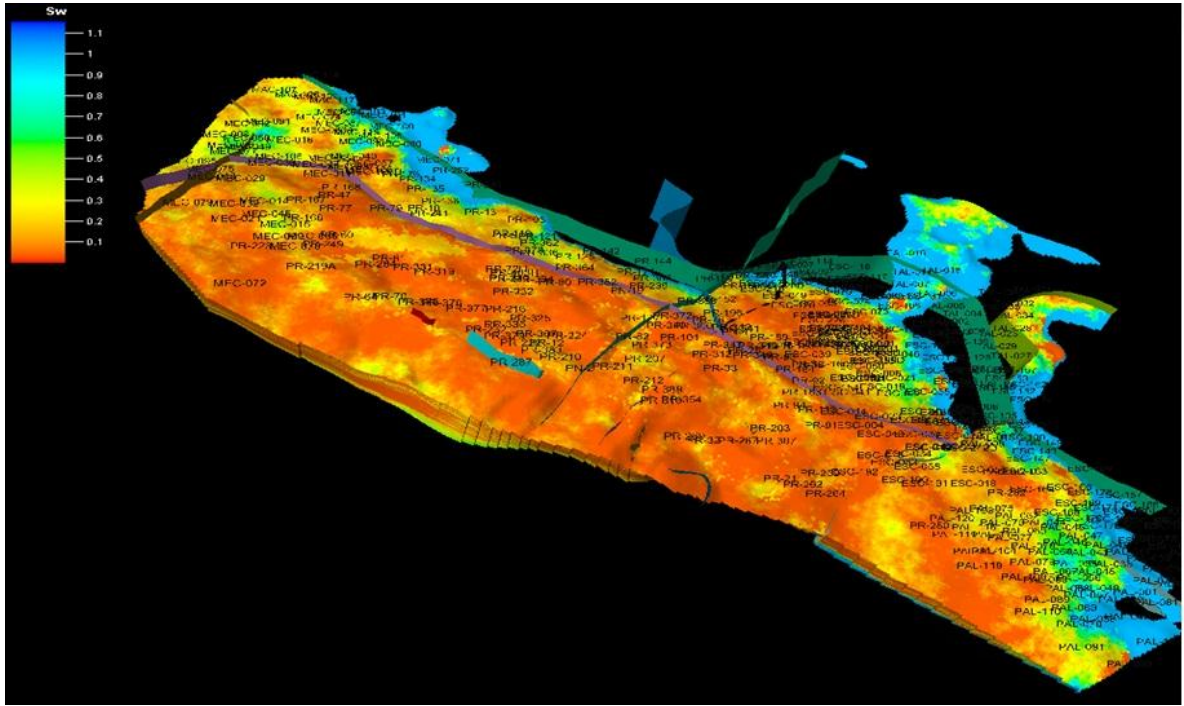


Figura 3.6 h Mapa de Sw Cuerpo BC (PEMEX).

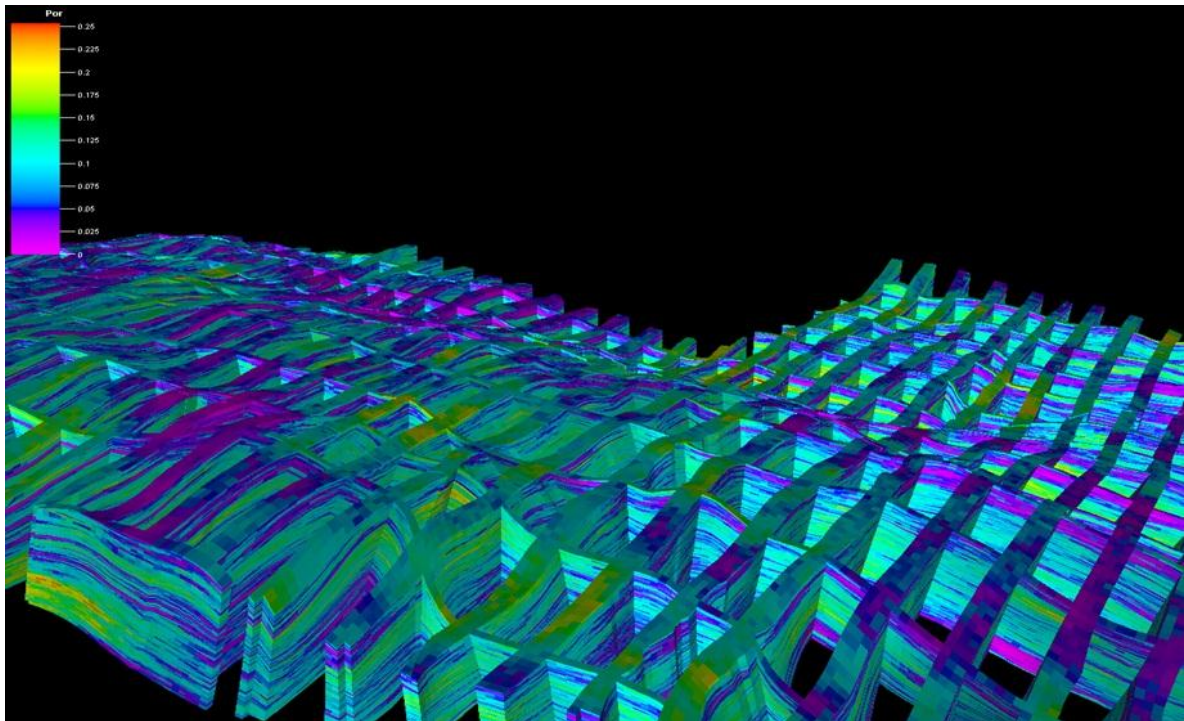


Figura 3.6 i Modelo Geo-celular de Porosidad (PEMEX).

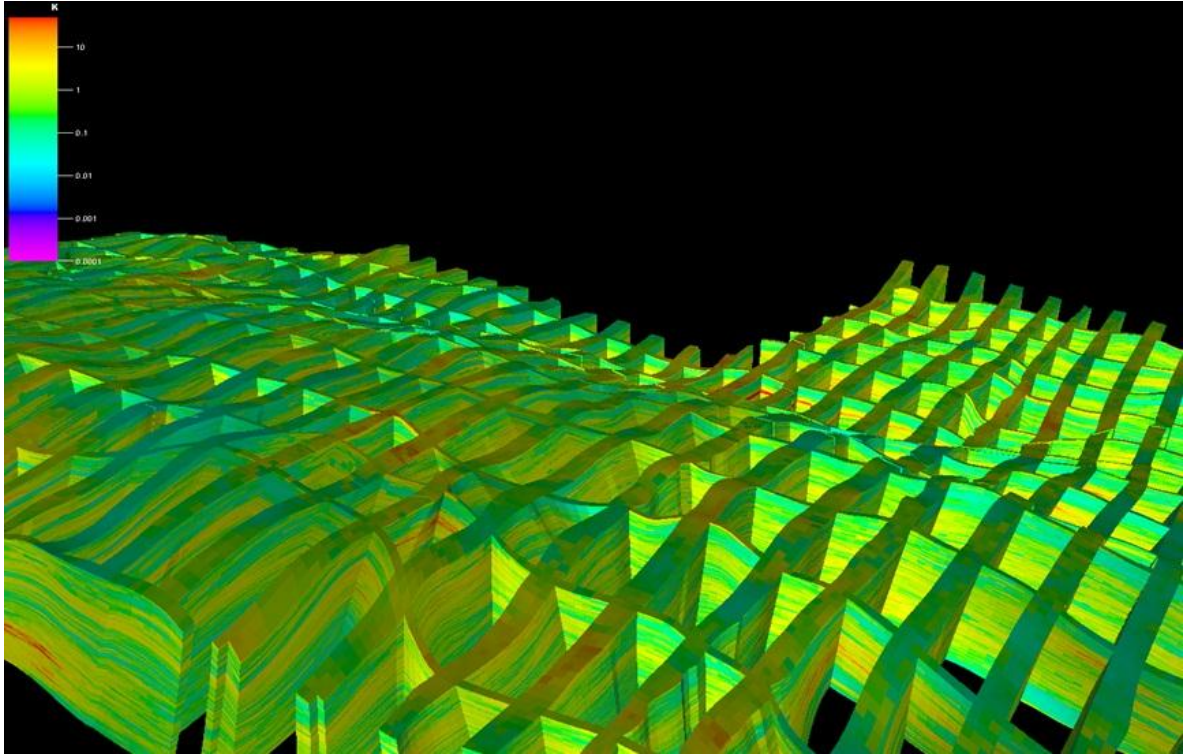


Figura 3.6 j Modelo Geo-celular de Permeabilidad (PEMEX).

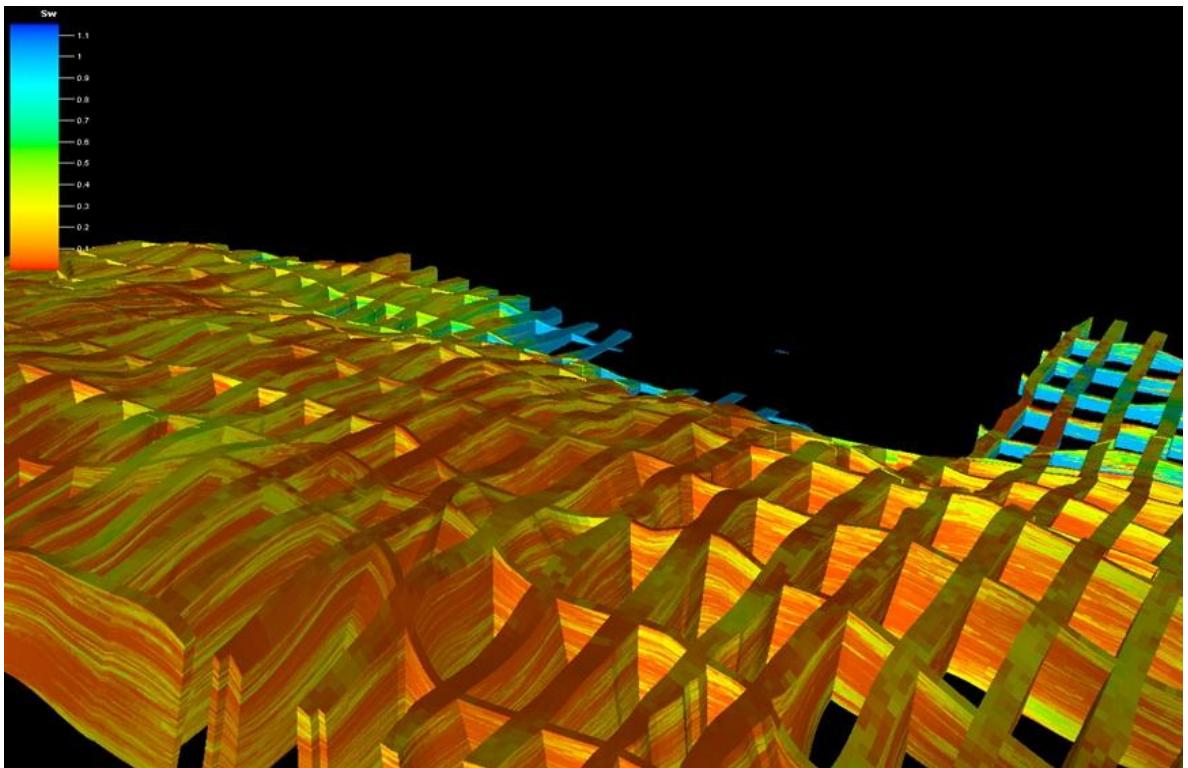


Figura 3.6 k Modelo Geocelular de Sw (PEMEX).

3.5 Evaluación de Campos Maduros

Un campo maduro es aquel que alcanza su límite económico después de una recuperación primaria, secundaria y terciaria. El desarrollo de campos maduros se inicia cuando surgen los cambios de fase de declinación de la producción, el primer paso para abordar el desarrollo de campos maduros consiste en establecer las estrategias de explotación, cuantificando el volumen de hidrocarburos a recuperar (Reservas 2P), en el segundo paso se determina el factor de recuperación final (EOR) con precisión, con la mejor tecnología para lograr su extracción. Un campo marginal es aquel cuyos ingresos son menores a los gastos que se requieren para mantenerlos en producción.

Para poder identificar un campo maduro, consideramos las siguientes condiciones:

- Gran Historia de Producción
- Declinación marcada
- Relación Agua-Aceite alta
- Presión del yacimiento baja
- Relación Aceite-Gas alta
- Incremento en los costos de operación

En el escenario actual y futuro de una creciente demanda de hidrocarburos; muchas empresas han orientado sus esfuerzos para maximizar la recuperación de campos maduros. La aplicación de tecnologías innovadoras y la administración integral de yacimientos mejoran la eficiencia de recuperación de aceite en este tipo de campos.

Para los yacimientos con campos maduros es inevitable la producción de agua; sin embargo, en ocasiones ayuda a una mejor eficiencia de barrido y por ende aumentara la recuperación de hidrocarburos.

Ejemplos de algunos campos maduros en el mundo son los siguientes:

a) Campo Yarigui-Cantagallo, Colombia.(SPE 107885)

Descubierto en 1942, alcanzando su pico de producción en 1962 logrando producir 20,400 bpd, mientras que en 1999 su producción disminuyó a 5000 bpd.

Identificación de Problemas: *se identificó que la mayoría de los pozos producían arena, y que algunos pozos aumentaron su producción con el tiempo sin ninguna intervención.*

Solución a Problemas: *se actualizó el modelo estructural; es decir, las características petrofísicas y el modelo dinámico del yacimiento, se actualizaron las reservas de crudo, y se propusieron alternativas y estrategias a implementar en el campo con el fin de maximizar la recuperación y el valor del activo.*

Recomendaciones: *se recomendó la perforación de zonas adicionales o el cambio en la densidad del fluido de perforación con el fin de disminuir la producción de arena.*

Resultados: *la producción del campo en 2006 superó los 13,000 bpd.*

b) Campo Wafra Ratawi, Kuwait-Arabia Saudita. (IPTC 11677)

Este campo cuenta con diversas gravedades API, su producción declinó en 1957, y su mecanismo de producción es el apoyo de un acuífero. Después de un extenso estudio geológico y de ingeniería, se adoptó la estrategia de producir por encima de la presión de burbuja, sin embargo, debido al apoyo débil del acuífero la presión en el yacimiento empezó a declinar, y se requirió acudir a la IOR.

Estudios detallados del yacimiento y análisis económicos determinaron que la inyección periférica de agua, era el mejor método para iniciar el proyecto de mantenimiento de presión. Por lo tanto una planta fue construida para manejar la salinidad y el contenido de H₂S del agua producida.

Sus estrategias claves para maximizar la recuperación de aceite, fueron aprovechar al máximo el movimiento frontal del agua y manejar los problemas relacionados con la distribución de permeabilidad vertical. Para esto se realizó la perforación de 21 pozos inyectores y 5 productores, con esto se pudo aumentar la presión del yacimiento y el gasto de producción.

Algunos desafíos que enfrentó este proyecto fueron: La realización de estudios de registros y tipo de roca, análisis de fractura, revisión del modelado de fallas; esto para ubicar la orientación de los nuevos pozos.

El modelo de simulación de yacimientos indicó que existiría aceite “no barrido” en zonas de baja permeabilidad; por ende, se decidió perforar pozos horizontales (productores) en éstas zonas, para dirigir el petróleo hasta el 2040, mostrando y visualizando grandes beneficios económicos.

Actualmente los activos de Kuwait, utilizan la evaluación de yacimientos, pozos, e inyección de agua, para conocer el mejor camino a seguir. Para el buen desarrollo de campos maduros es necesario evaluar los datos geológicos del yacimiento, conseguir nuevos datos, reclasificar los pozos existentes y la perforación de nuevos pozos.

c) Campo Rühlermoor, Alemania. (SPE 54114)

Descubierto en 1949, se han desarrollado 480 pozos, consta de dos arenas productivas con espesores entre los 15 y los 25 metros. El corte de agua aumentó por encima del 90% en 1974 y se estabilizó en 1987 con 93% debido a los proyectos de inyección de vapor; todos los pozos cuentan con Sistemas Artificiales de Producción. Se tiene un total de 14 pozos inyectores de vapor y 102 productores.

Debido a la formación no consolidada de arenas, se instalaron equipos para el control de su producción. Como un efecto secundario de la inyección de vapor aumento la temperatura del yacimiento a 300°C y se generaron grandes cantidades de H₂S y CO₂. Esto se traduce en normas de seguridad más estrictas.

Optimización Operacional: se espera una reducción anual del 4% de los costos de operación, instalaciones de control de arena, estímulos con vapor y tratamientos de agua.

3.6 Abandono

Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. Cuando decidimos abandonar un pozo, tenemos la seguridad de que el yacimiento petrolero llegó a su etapa en la cual su producción de hidrocarburos es muy baja o nula, dejando de ser económicamente rentable. El abandono de pozos se clasifica en dos tipos, abandono temporal o definitivo.

Actualmente, en el campo San Andrés, se tiene contemplada la siguiente información:

- Pozos Operando Fluyentes: **4**
- Bombeo Mecánico: **5**
- Bombeo Neumático : **45**
- Bombeo Hidráulico: **2**
- Cerrados: **451**
- Taponados: **85**

3.6.1 Abandono Temporal

Se decide abandonar temporalmente cuando existen cuestiones técnicas, económicas de seguridad que impiden continuar con la producción. Por lo tanto se colocan taponés mecánicos y otros dispositivos que se planean remover en un futuro, ya sea con fines de reanudar la producción u otros distintos de acuerdo al plan de proyecto.

3.6.2 Abandono Permanente o Definitivo

Su objetivo principal es abandonar de manera definitiva el pozo, por ende se utilizan taponés de cemento y/o mecánicos con el fin de aislar las zonas productivas. Este abandono se debe realizar siempre bajo condiciones de seguridad apropiadas y protección ambiental.

3.7 Principales Alternativas de Explotación

El objetivo del proyecto de explotación estudiado es maximizar la generación del valor económico, acelerando el ritmo de extracción de aceite y gas asociado de los campos que lo integran. Se plantearon tres diferentes alternativas de explotación buscando optimizar el desarrollo y obtener mejores indicadores económicos, y las cuales se especifican a continuación:

1. *Desarrollo con procesos primarios más recuperación por inyección de agua.*

2. *Mantener las opciones correspondientes a yacimientos y pozos, implementando en el área procesos de bombeo multifásico.*

3. *Desarrollo mediante la perforación de pozos gemelos.*

La información no incluye el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Fracturamiento.
- b) Sistemas artificiales de producción.
- c) Mantenimiento de presión.
- d) Recuperación mejorada.
- e) Manejo de la producción en superficie.

3.7.1 Descripción de Alternativas

Alternativa 1

Se realizarán procesos primarios más recuperación por inyección de agua en el área de Poza Rica, haciendo una readecuación del sistema de inyección y manteniendo los procesos primarios en el área de Tres Hermanos. En la categoría de pozos, contempla la perforación de pozos denominados convencionales, es decir, verticales, direccionales convencionales y horizontales. Las terminaciones serán todas sencillas, para una formación y un solo empacador. En cuanto a instalaciones de superficie, se realizarán adecuaciones a las instalaciones existentes. Los procesos se mantendrán como hasta ahora: separación, deshidratación, sistema de tratamiento de agua, sistema de inyección de agua en el área de Poza Rica, separación, deshidratación y sistema de disposición de agua en área de Tres Hermanos.

En la siguiente **Tabla 3.4** se muestran las actividades físicas totales (sin considerar el mantenimiento de infraestructura existente) que comprende esta alternativa.

Actividad	Unidades	Poza Rica	Tres Hermanos	Total
Estudios sísmicos	Km ²	430	700	1130
Perforaciones y terminaciones	Número	57	64	121
Reentradas	Número	47		47
Profundizaciones	Número	11	3	14
Cambios de intervalo	Número	219	29	248
Conversión a BM	Número	43		43
Reacondicionamiento a pozos inyectoros	Número	28		28
Conversión a inyector de agua	Número	31		31
Gasoductos	Km	72	30	30
Oleogasoductos	Km	136	8	80
Oleoductos	Km			136
Aprovechamiento de gas (MDL)	Número		1	1

Tabla 3.4 Actividad física a realizar 2011-2025

Alternativa 2

En esta alternativa se mantienen las opciones correspondientes a yacimientos y pozos, pero se implementa en el área de procesos el bombeo multifásico con el cual se espera optimizar el proceso de transporte de fluidos, reducir costos de operación y disminuir los riesgos ambientales.

La instalación de bombas multifásicas sustituiría a una batería de separación con lo que se tendrían varios beneficios como:

- La eliminación de una instalación de dimensiones muy grandes.
- Reducir considerablemente el costo por mantenimiento a la instalación.
- Eliminar el almacenamiento y la quema de gas al no tener separación de fluidos en la instalación.
- Tener un circuito cerrado que elimine la emanación de vapores a la atmósfera.

Sin embargo, Pemex señala que para el manejo de la producción con bombas multifásicas se requiere un análisis minucioso de:

- Los volúmenes de producción de líquidos y gas; éste último se considera el parámetro que define su aplicación.
- Presiones de succión y descarga de la bomba.
- Propiedades de los fluidos como temperatura, viscosidad, densidad, concentración de H_2S .
- Perfil topográfico del oleogasoducto que se utilizará para el transporte de los fluidos.
- La capacidad de las bombas multifásicas que se requieren para lograr la máxima eficiencia.

Respecto de esta alternativa, Pemex analiza que debe tenerse en consideración que el gas es el parámetro que determina la posibilidad de manejar la producción con bombas multifásicas. En este sentido, si se manejaran volúmenes grandes de gas, el equipo podría llegar a bombearlo en un 100%, lo que representaría una limitación para la bomba ya que estas condiciones sólo puede trabajar en por un periodo de 30 minutos. De conformidad con lo anterior, Pemex analiza la posibilidad de instalar y operar la bomba en el área Poza Rica, en la que se utiliza bombeo neumático como sistema artificial de producción que inyecta gas al pozo.

Lo anterior, de acuerdo con el análisis de Pemex tiene como consecuencia que el equipo a instalar deba ser de mayor capacidad, con lo que incrementaría su costo considerablemente.

Una posible solución para lo anterior sería cambiar el sistema artificial de producción de los pozos, pero ello implicaría mayor inversión y tiempo.

Alternativa 3

Toma como base la perforación de 25 pozos gemelos, para recuperar el aceite entrampado en bancos de aceite. Lo anterior, en virtud de que después de haber realizado el procedimiento de inyección de agua, se monitorearon los avances de los frentes de inyección mediante trazadores radioactivos, de lo cual se observó que había zonas con hidrocarburos y que debido a la preferencia de flujo del agua inyectada en la formación, no habían sido barridas por ésta. Los beneficios de implementar esta alternativa serían:

- Extraer los hidrocarburos entrampados en bancos de aceite que no fueron afectados por la inyección de agua.
- Evitar fugas en los pozos que se encuentran actualmente operando y que tienen su estado mecánico en malas condiciones.
- Evitar contingencias ambientales y problemas con la comunidad.
- Cumplir con las políticas de la empresa: cero emisiones al aire, agua y suelo.

CAPÍTULO IV EVALUACIÓN DE RIESGO ECONÓMICO

Cuando se dice que una evaluación de un proyecto petrolero está completa, se refiere principalmente a que se ha podido recaudar una evaluación técnica y una evaluación económica, esto es porque no siempre la mejor opción que resulta de una evaluación técnica es rentable y lo único que ocasionaría serían pérdidas monetarias. Es por eso que se decide realizar una evaluación conjunta. Ver **Figura 4.1**.



Figura 4.1 Evaluación Técnica y Económica (PEP)

4.1 Evaluación determinística

En el método determinista, se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador de los valores que son más apropiados para la categoría correspondiente de recursos. Se deriva un resultado simple de las cantidades recuperables para cada incremento o escenario determinista.

Se calculan volúmenes deterministas para incrementos discretos y escenarios definidos, mientras que las estimaciones deterministas pueden contar con niveles de confianza de interpretación amplia, no cuentan con probabilidades asociadas de definición cuantitativa.

4.1.1 Pronósticos de Producción

El conocimiento de los volúmenes de hidrocarburos, es una información de vital importancia para la Industria Petrolera y todos aquellos sectores, que de una u otra forma están relacionados con los procesos petroleros. De esta manera es posible contar con ciertos elementos para la planificación de los insumos y estrategias de explotación a aplicar.

4.1.2 Precios

Los precios se refieren a la cantidad de dinero que se deberá pagar para obtener los hidrocarburos. El precio de barril de petróleo es un parámetro incierto puesto que no se tiene un control sobre él. Depende de otras variables que afectan directamente la oferta y la demanda de hidrocarburos; por ejemplo, si la demanda no crece tanto como se espera, los precios actuales podrían descender.

4.1.3 Costos

Son los gastos que se harán de manera necesaria con el fin de mantener la operación del Proyecto, ya van incluidos los bienes y servicios requeridos o que se requerirán para conseguir el producto.

Estos serán determinados a partir de la infraestructura y el mantenimiento que se necesitará, al igual que los servicios y productos requeridos. Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de productos en variables o fijos.

Cabe señalar, que los gastos que se realizan al inicio del proyecto, siempre con el propósito de ponerlo en marcha, no se consideran costos.

4.1.3.1 Costos variables

Son aquellos costos que incurre la empresa y guarda una dependencia importante con los volúmenes de fabricación. Los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, entre los principales podemos destacar: materias primas, mano de obra directa, materiales, costo de operación del equipo, impuestos generados por la producción.

4.1.3.2 Costos fijos

Estos costos existen por el sólo hecho de existir la empresa, independientemente si la empresa produce o no, o provee o no sus servicios y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa, entre estos podemos mencionar: sueldo y honorario de los empleados de base, mantenimiento, servicios, impuestos fijos, alquileres, cargo por depreciación.

4.1.4 Tiempo

El tiempo siempre será un factor determinante, y este jugará un rol muy importante en cualquier metodología de evaluación de un proyecto, pues al transcurrir el tiempo, las condiciones de mercado siempre cambiarán y con ellos el valor de los proyectos sobre fechas de descuento.

4.1.5 Inversiones

Una inversión está catalogada por ser un desembolso de algún recurso financiero, siempre y cuando el fin sea la adquisición de bienes concretos o instrumentos de producción, denominados bienes de equipo, y que la empresa utilizará durante varios años para cumplir su objetivo principal.

4.2 Indicadores Económicos

En la Industria Petrolera, es necesario seguir una metodología con el objetivo de determinar el valor real que tiene cualquier proyecto, éste proceso se divide en varias etapas. La primera etapa de la evaluación económica utiliza diferentes métodos de análisis o criterios para calcular la rentabilidad económica del proyecto. Que no lo hacen así, pero que son de gran utilidad a la hora de verificar el valor que puede generar el proyecto.

Los indicadores económicos que se toman en cuenta en esta etapa son, el valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno TIR, las cuales determinarán el valor de dinero en el tiempo, y otros. Igualmente nos permiten ver, desde varias perspectivas los beneficios y costos esperados para la evaluación de nuestro proyecto, y así poder jerarquizarlos como parte de lo que formará nuestro portafolio de inversión.

Toda evaluación económica estará compuesta por cuatro elementos básicos, los cuales se nombrarán y describirán a continuación:

- 1.- **Egresos:** corresponden directamente a las inversiones requeridas desde la puesta en marcha del proyecto hasta su terminación o abandono. Como ejemplo se tiene; la perforación de pozos, la infraestructura requerida, etc. Además se encuentran los egresos de operación y se conforman con los costos de operación y mantenimiento, que incluyen los costos de transporte, entre otros.
- 2.- **Ingresos de Operación:** son todas las entradas de la caja y corresponden principalmente a la producción obtenida multiplicada por el periodo.
- 3.- **Momento en que ocurren los ingresos y egresos:** dependen de la planeación integral del proyecto, particularmente de los programas de perforación, de producción, de adquisiciones, de mantenimiento, etc.
- 4.- **Abandono de pozos y desmantelamiento de estructuras y plataformas:** se refiere a los ingresos derivados del valor del rescate de algunos activos y a los egresos realizados al finalizar el proyecto, como es el costo del desmantelamiento de plataformas.

4.2.1 Valor Presente Neto VPN

Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Es resultado de la suma de los egresos, descontados a una tasa de interés estipulada. Para la selección de la mejor alternativa de un mismo proyecto se debe escoger aquella que maximice el VPN, la metodología de selección es muy simple. Lo que se requiere hacer es:

- Determinar el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo que genera cada alternativa y entonces seleccionar a la que tenga el máximo valor.

Sin embargo, cabe señalar que el VPN de la alternativa seleccionada deberá ser mayor a cero, ya que al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa que se utilice.

La fórmula matemática que se usa para obtener los correspondientes VPN es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad \dots Ec 2$$

Dónde:

VPN= Valor Presente Neto

St= flujo de efectivo neto del período t (ingresos-egresos)

n= número de períodos de vida del proyecto

i= tasa de interés

t= período en el que nos encontramos

Siempre debemos partir de una decisión, para la cual, al utilizar la anterior fórmula si el VPN es mayor a cero, se considera que el proyecto es aceptable, ya que cubre totalmente la inversión inicial y el nivel mínimo o de rechazo representado por la tasa de descuento; es decir, retorna más que la tasa requerida de rendimiento, dando lugar a la existencia de excedentes de flujo de efectivo.

Cuando el VPN es igual a cero, indicará que el proyecto es diferente, no se aceptará, pero tampoco se rechazará, ya que su significado es que el rendimiento es justo para recompensar tanto a acreedores como a accionistas.

Y cuando VPN es menor a cero, quiere decir que la capacidad del proyecto para generar ganancias se encuentra por debajo de la tasa de aceptación, por lo tanto el proyecto debe ser descartado, ya que se comprobó que solo generará pérdidas económicas a la compañía.

4.2.2 Valor Presente de Inversión VPI

Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Resulta de la suma de los egresos, desconectados a una tasa de interés estipulada.

4.2.3 Eficiencia de Utilidad o Relación VPN/VPI

Es también conocido como el Índice de Utilidad, es importante mencionar que existe otro criterio determinante, el cual es utilizado basándose en la siguiente razón:

$$EFu = \frac{VPN}{VPI} \quad \dots Ec 3$$

Lo anterior representará el beneficio dado como proporción del capital invertido.

4.2.4 Tasa Interna de Retorno TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones.

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión sea igual a cero.

Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado.

La fórmula utilizada es:

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{S}{(1+i)^t} = 0 \quad \dots Ec4$$

Dónde:

S= Flujo de efectivo del período t

n= vida de la propuesta de inversión

i= tasa interna de rendimiento

t= período en el que nos encontramos

Económicamente, la TIR representará el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión. El saldo no recuperado de una inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto, se puede ver como la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese tiempo.

TIR: “la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero”

4.2.5 Relación Beneficio Costo (B/C)

Es la relación entre el valor presente de todos los ingresos del proyecto sobre el valor presente de todos los egresos del proyecto, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se sacrifica en el proyecto.

$$B/C = \text{valor presente de ingresos} / \text{valor presente de egresos}$$

El criterio de evaluación B/C, Infante (1988), lo define: *este índice de utilización frecuente en estudios de grandes proyectos públicos de inversión, se apoya en el método del valor presente neto.*

Se calcula de la siguiente manera:

- a) *Valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.*
- b) *Valor presente en los egresos del proyecto.*
- c) *Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos.*

Cuando se utiliza ésta herramienta de evaluación en proyectos privados de inversión, se hace la siguiente interpretación:

B/C > 1: los beneficios son superiores a los sacrificios. El proyecto es viable porque genera aportes económicos y sociales a la comunidad independientemente de que el VPN sea negativo o igual a cero porque el impacto de la inversión es social y no toma en cuenta la rentabilidad.

B/C = 1: los beneficios son iguales a los costos. Es indiferente realizar o no la inversión desde el punto de vista financiero. El proyecto es auto sostenible, concepto que se aplica a los proyectos sociales para que su desarrollo sea ideal.

B/C < 1: el proyecto no es rentable.

4.2.6 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Período de Recuperación de la Inversión (PRI), es considerado como un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo, pues permite anticipar los eventos a corto plazo.

Es importante mencionar, que éste indicador es un instrumento financiero que al igual que VPN y la TIR, permite optimizar el proceso de toma de decisiones. El período de Recuperación de la Inversión es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

4.3 Límite Económico

El límite económico es definido como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de efectivo de las operaciones de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos, un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto.

Los costos de operación deberían incluir únicamente aquellos costos que son incrementales para el proyecto en el cual se está calculando el límite económico (o sea, solamente aquellos costos de efectivo que realmente se eliminarán si se para la producción del proyecto deberán considerarse en el cálculo de límite económico).

Los costos operativos deberían incluir gastos fijos específicos para esa propiedad si estos son costos incrementales reales atribuibles al proyecto y cualquier producción e impuestos sobre la propiedad, pero para los propósitos de calcular el límite económico, deberían excluir costos de depreciación, abandono, y reclamo, e impuestos a las ganancias, tanto como cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad de interés.

Los costos de operación pueden reducirse, y por lo tanto extender la vida del proyecto, a través de una variedad de enfoques de reducción en costos y mejoramiento de los ingresos, tales como compartir instalaciones de producción, combinando contratos de mantenimiento, o las ventas de no-hidrocarburos.

Flujos negativos netos interinos de efectivo de un proyecto pueden acomodarse en períodos cortos de precios bajos del producto o problemas operacionales de importancia, siempre y cuando los pronósticos a largo plazo aún indican un aspecto económico positivo.

4.4 Análisis de Sensibilidad

Una vez estimados los ingresos, egresos e indicadores económicos del proyecto, como parte de una evaluación del proyecto, se debe realizar un análisis de sensibilidad. Este análisis tiene como fin determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más la rentabilidad de nuestro proyecto.

Cuando se realiza una evaluación del proyecto, es muy importante realizar este análisis, ya que con él podremos determinar los puntos críticos de nuestro proyecto, cuáles son las variables a las que se les debe prestar más atención, y por lo tanto tratar de reducir su incertidumbre, ya que a menor incertidumbre en nuestras variables se traduce el menor riesgo de nuestro proyecto.

Con el objetivo de facilitar esa labor, puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual nos indicará las variables que más afectan el resultado del proyecto y cuáles son las que tienen poca incidencia en el resultado final del proyecto. El análisis de sensibilidad debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos; por ejemplo, si se tiene una incertidumbre con respecto al precio de venta, es importante determinar qué tan sensible es el VPN o la TIR con respecto al precio de venta, si se tienen varias alternativas es importante determinar las condiciones en que una alternativa es mejor que otra.

El análisis de sensibilidad de un proyecto se puede presentar de muchas formas en la industria petrolera, es presentando principalmente por un Diagrama de Tornado.

4.4.1 Diagrama de Tornado

Los diagramas de Tornado son de bastante utilidad para apoyar los análisis de sensibilidad, estos muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada cuando varía una cantidad o valor específico. Si se seleccionan varios parámetros y se va cambiando cada uno de ellos en su valor, mientras los demás se dejan en su valor original; se obtendrá así un rango de utilidades esperadas por cada uno de los parámetros.

Estos rangos son representados como barras en una gráfica (ver **Figura 4.2**), se van ordenando de arriba abajo y de la más larga a menos larga, para que puedan compararse. Las más largas indicarán que el cambio de los valores del parámetro que representan implicará un mayor cambio en la utilidad esperada.

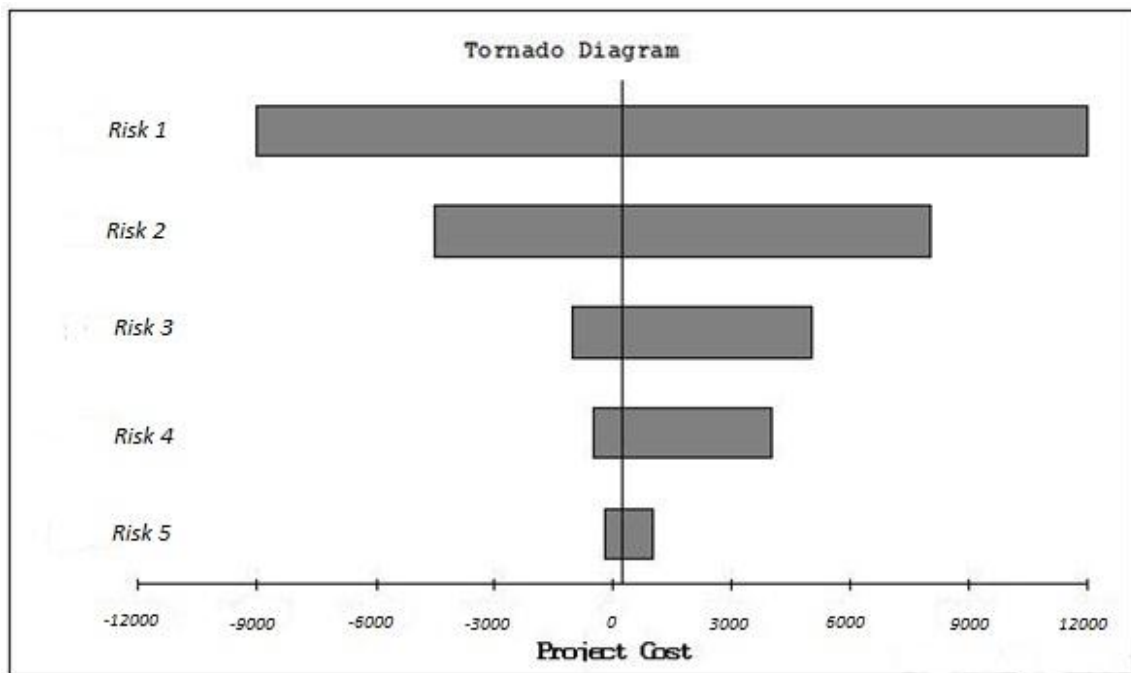


Figura 4.2 Ejemplo de Diagrama de Tornado

El análisis de decisión de un proyecto, se presenta como una herramienta para llevar a cabo una evaluación lógica de las estrategias y alternativas de explotación de un proyecto, de igual forma podemos definirlo como un medio para determinar sistemáticamente la mejor estrategia de administración de yacimientos con el objetivo de maximizar el valor presente neto (VPN), del activo y de la empresa.

En la Administración Integral de Yacimientos es posible reunir de manera conjunta la ingeniería de yacimientos, las regulaciones ambientales, la evaluación del impacto ambiental, la geoquímica, estudios geológicos, diseño de procesos, análisis de riesgos, control de calidad y evaluaciones financieras del proyecto, con el objetivo de maximizar el retorno de la inversión.

El uso adecuado del análisis de decisión, nos generará un marco para la toma de decisiones en un ambiente de riesgo e incertidumbre. El Análisis de decisión será un vínculo para la comunicación entre los individuos que se encargaran de tomar las decisiones pertinentes para el progreso del Proyecto.

Los encargados de tomar de decisiones tratarán de reducir la incertidumbre antes de tomar una decisión mediante la recopilación de información adicional. Esta información puede ser un informe o una consultoría, pruebas de laboratorio o pruebas de campo. Los economistas definen a la información como un fenómeno para reducir la incertidumbre, y es así como nosotros debemos definirlo.

Las fases que intervienen en la administración de proyectos son complementarias a los análisis de decisión, y se describen a continuación:

- 1.- Definir los objetivos y los resultados esperados del proyecto.
- 2.- Organizar las actividades a desarrollar.
- 3.- Determinar los subsistemas que se requieren en el proyecto.
- 4.- Definir los sistemas alternativos, los costos y recursos necesarios para lograr el objetivo esperado.
- 5.- Puntualizar la selección de un criterio para la elección de la alternativa preferida.

4.5 Resultados de los Análisis de Sensibilidad y Costos de las Opciones

Considerando los resultados de las evaluaciones económicas y análisis de sensibilidad efectuadas, la Alternativa 1 es la que ofrece mejores indicadores, tal como se observa en la **Tabla 4.1** y **Figura 4.3**.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores Económicos)	VARIACIÓN -10% a 10%		
	VALOR ACTUAL	ANTES DE IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
INVERSIÓN (mmpesos)	20,652	23544.4	19263.6
VOLUMEN:			
ACEITE (MMB)	165	181.5	148.5
GAS (MMMPC)	203	223.3	182.7
PRECIO:			
ACEITE (DI/BI)	71.94	79.13	64.75
GAS (\$/MPC)	5.61	6.17	5.05

Tabla 4.1 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1

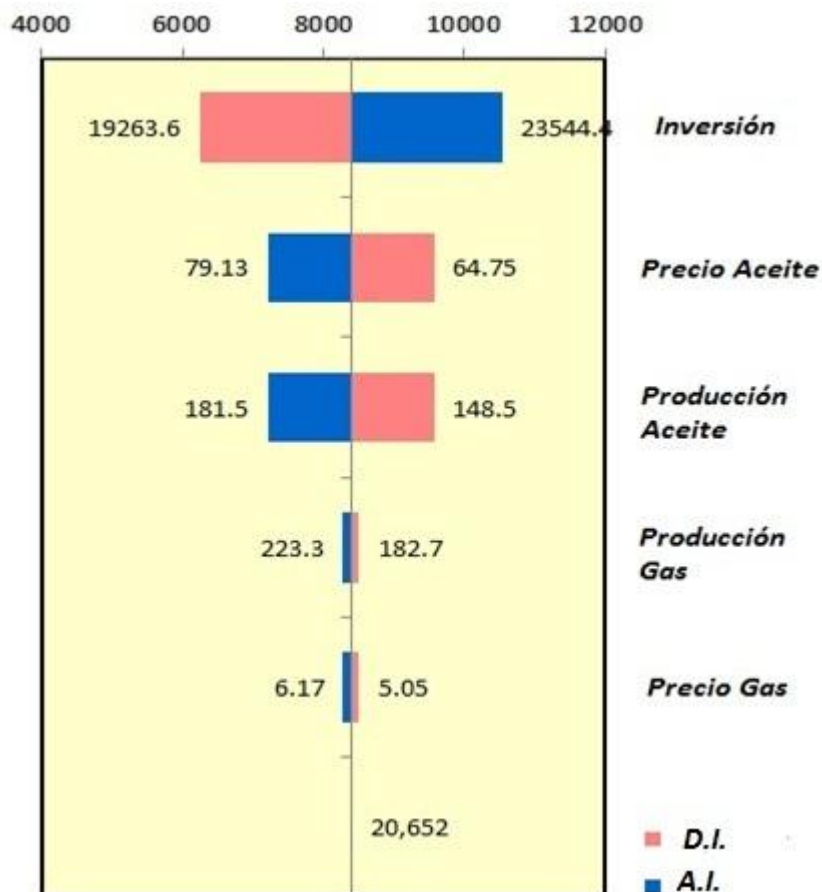


Figura 4.3 Diagrama de Tornado Alternativa 1

Resultados de las evaluaciones económicas y análisis de sensibilidad efectuadas para la Alternativa 2, **Tabla 4.2** y **Figura 4.4**.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores Económicos)	VARIACIÓN -20% a 20%		
	VALOR ACTUAL	ANTES DE IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
INVERSIÓN (mmpesos)	21,490	25725.6	17150.4
VOLUMEN:			
ACEITE (MMB)	175	210	140
GAS (MMMPC)	199	238.8	159.2
PRECIO:			
ACEITE (DI/BI)	71.94	86.33	57.55
GAS (\$/MPC)	5.61	6.73	4.49

Tabla 4.2 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2

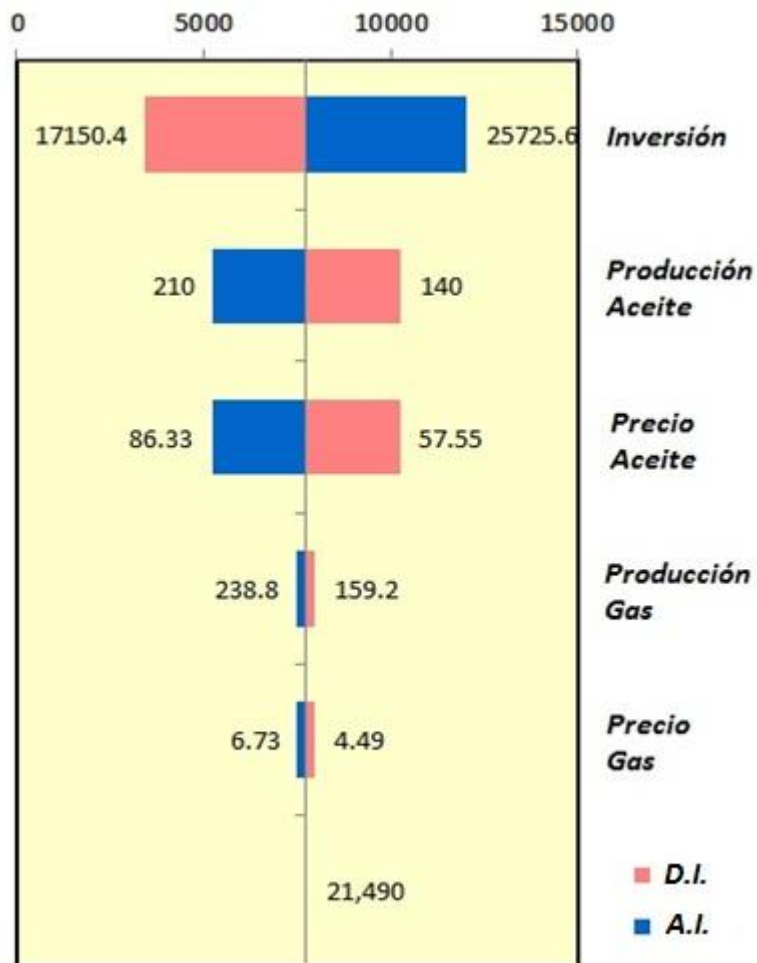


Figura 4.4 Diagrama de Tornado Alternativa 2

Resultados de las evaluaciones económicas y análisis de sensibilidad efectuadas para la Alternativa 3, **Tabla 4.3** y **Figura 4.5**.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores Económicos)	VARIACIÓN -5% Y 5%		
	VALOR ACTUAL	ANTES DE IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
INVERSIÓN (mmpesos)	20,691	22474.2	20333.8
VOLUMEN:			
ACEITE (MMB)	165	173.25	156.75
GAS (MMMMPC)	205	215.25	194.75
PRECIO:			
ACEITE (DI/BI)	71.94	75.54	68.34
GAS (\$/MPC)	5.61	5.89	5.33

Tabla 4.3 Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 3

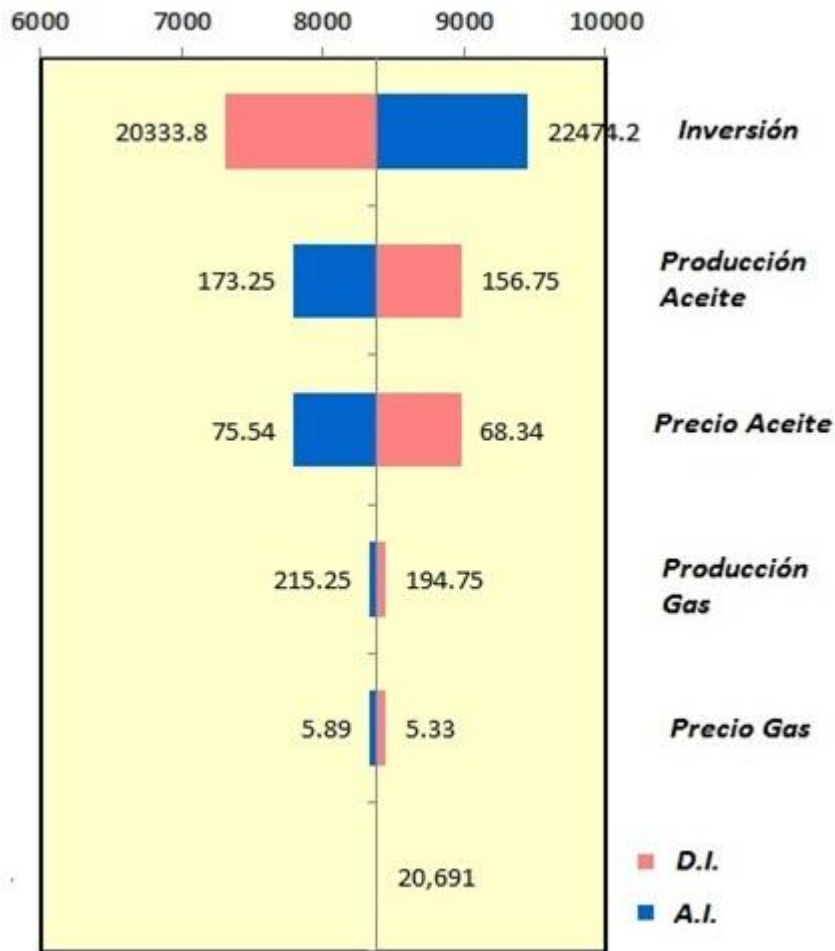


Figura 4.5 Diagrama de Tornado Alternativa 3

4.6 Evaluación de Alternativas

4.6.1 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos

En las **Tablas 4.4, 4.5, 4.6**, se presentan los resultados de la evaluación de las opciones y la inversión, ingresos, producción y gastos operativos en un horizonte de 15 años en el cual se recupera la reserva 2P.

Alternativa 1

Año	Inversión (mmpesos)	Ingresos Antes de Impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Gastos Operativos
2011	4701	13413	34	39	1904
2012	4557	15003	38	44	1803
2013	3729	16984	43	50	1799
2014	2489	18204	46	56	1915
2015	1084	18214	46	55	1846
2016	698	16289	41	51	1729
2017	586	14309	36	45	1587
2018	490	12719	32	40	1481
2019	429	11129	28	35	1442
2020	388	9567	24	31	1272
2021	368	8368	21	27	1126
2022	341	7559	19	24	1019
2023	301	6387	16	21	917
2024	248	5606	14	19	827
2025	243	5188	13	17	737
Total	20,652	178,982	165	203	21,404

Tabla 4.4 inversión, ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 1

Alternativa 2

Año	Inversión (mmpesos)	Ingresos Antes de Impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Gastos Operativos
2011	4705	13413	34	39	1904
2012	4603	15003	38	44	1803
2013	3927	16984	43	50	1799
2014	2813	18240	46	56	1915
2015	1212	18214	46	55	1846
2016	740	16289	41	51	1729
2017	596	14309	36	45	1587
2018	504	12719	32	40	1481
2019	454	12079	31	30	1452
2020	396	11381	29	31	1276
2021	373	10852	28	25	1131
2022	356	8955	23	22	1022
2023	310	7448	19	20	919
2024	248	6667	17	18	832
2025	253	5913	15	17	742
Total	21,490	188,475	175	199	21,438

Tabla 4.5 inversión, ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 2

Alternativa 3

Año	Inversión (mmpesos)	Ingresos Antes de Impuestos (mmpesos)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Gastos Operativos
2011	4701	13386	34	38	1904
2012	4560	14976	38	43	1803
2013	3729	17012	43	51	1799
2014	2493	18130	46	52	1915
2015	1086	18160	46	53	1846
2016	698	16262	41	50	1729
2017	592	14309	36	45	1587
2018	490	12774	32	42	1481
2019	429	11185	28	37	1442
2020	393	9622	24	33	1272
2021	371	8368	21	27	1126
2022	346	7559	19	24	1019
2023	312	6499	16	25	917
2024	248	5661	14	21	827
2025	243	5243	13	19	737
Total	20,691	179,149	165	205	21,404

Tabla 4.6 inversión, ingresos, Producción y Gastos Operativos Alternativa 3

Las premisas económicas en la evaluación son emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico al 2014.

La tasa de descuento utilizada fue de 12% anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar; en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente al 2014.

Las opciones presentadas fueron calculadas con las premisas antes mencionadas, y los resultados económicos de las mismas se muestran en las **Tablas 4.7, 4.8, 4.9.**

Alternativa 1

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de Ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	1904	4701	12337	1076.71	13413	6808
2012	1803	4557	13788	1215	15003	8643
2013	1799	3729	15602	1382	16984	11456
2014	1915	2489	16691	1549	18204	13800
2015	1846	1084	16691	1523	18214	15284
2016	1729	698	14877	1412	16289	13862
2017	1587	586	13062	1246	14309	12136
2018	1481	490	11611	1108	12719	10748
2019	1442	429	10159	969	11129	9258
2020	1272	388	8708	858	9567	7907
2021	1126	368	7619	748	8368	6874
2022	1019	341	6894	664	7559	6199
2023	917	301	5805	581	6387	5169
2024	827	248	5079	526	5606	4531
2025	737	243	4717	471	5188	4208
Total	21,404	20,652	163,647	15,335	178,982	136,926

Tabla 4.7 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 1

Alternativa 2

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de Ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	1904	4705	12337	1076	13413	6804
2012	1803	4603	13788	1215	15003	8597
2013	1799	3927	15602	1381	16984	11258
2014	1915	2813	16691	1549	18240	13512
2015	1846	1212	16691	1523	18214	15156
2016	1729	740	14877	1412	16289	13820
2017	1587	596	13062	1246	14309	12126
2018	1481	504	11611	1108	12719	10734
2019	1452	454	11248	831	12079	10173
2020	1276	396	10522	858	11381	9709
2021	1131	373	10159	692	10852	9348
2022	1022	356	8345	609	8955	7577
2023	919	310	6894	554	7448	6219
2024	832	248	6168	498	6667	5587
2025	742	253	5442	471	5913	4918
Total	21,438	21,490	173,444	15,030	188,475	145,547

Tabla 4.8 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 2

Alternativa 3

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de Ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	1904	4701	12337	1049	13386	6781
2012	1803	4560	13788	1187	14976	8613
2013	1799	3729	15602	1409	17012	11484
2014	1915	2493	16691	1438	18130	13722
2015	1846	1086	16691	1467	18160	15228
2016	1729	698	14877	1385	16262	13835
2017	1587	592	13062	1246	14309	12130
2018	1481	490	11611	1163	12774	10803
2019	1442	429	10159	1025	11185	9314
2020	1272	393	8708	914	9622	7957
2021	1126	371	7619	748	8368	6871
2022	1019	346	6894	664	7559	6194
2023	917	312	5805	692	6499	5270
2024	827	248	5079	581	5661	4586
2025	737	243	4717	526	5243	4263
Total	21,404	20,691	163,648	15,501	179,149	137054

Tabla 4.9 Indicadores Económicos Antes de Impuestos Alternativa 3

CAPÍTULO V ESTRATEGIAS DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

5.1 Plan de Explotación para la estrategia seleccionada

En la alternativa seleccionada se tiene contemplado realizar 1130 km² de estudios sísmicos, 121 perforaciones y terminaciones, 47 reentradas, 14 profundizaciones, 248 cambios de intervalo, 31 conversiones a inyectores de agua, 30 km² de gasoductos, 80 km² de oleogasoductos y 136 km² de oleoductos, con el objetivo principal de alcanzar la producción de Reserva Remanente 2P en Aceite a 106.7 MMB y de Gas a 139.7 MMPC en el período de 2015-2029.

Para la perforación, terminación y reparación de pozos convencionales y no convencionales, se utilizarán herramientas especiales; se practicará la perforación con liner o TR en formaciones con problemas; y se realizará la perforación bajo balance en zonas de pérdida total.

5.1.1 Descripción general de las instalaciones de producción y tratamiento de crudo y gas.

El PICMTAPR comprende varios bloques, entre los cuales especificaremos la descripción de su infraestructura y manejo de hidrocarburos únicamente de tres seleccionados.

5.1.1.1 Bloque San Andrés

El área San Andrés tiene una producción bruta de 4,709 bpd, la cual se maneja en las baterías de separación San Andrés I, San Andrés II, San Andrés III y San Andrés IV, las cuales separan alrededor de 2,459 bpd de agua y 3.7 MMpcd de gas. En la planta deshidratadora ubicada en la batería San Andrés II se recibe la producción total del bloque, incluyendo la que proviene de las baterías Hallazgo I, Hallazgo II, Remolino I y Remolino II, que están fuera del bloque.

Dicha planta cuenta con dos deshidratadores de 30,000 bl cada uno y dos tanques de almacenamiento de 20,000 bl cada uno; el agua congénita es inyectada a pozos del campo Hallazgo. El aceite es parcialmente deshidratado y se transporta por un oleoducto de 12"Ø x 39.6 km hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica, donde se acondiciona el crudo para la transferencia de custodia a Pemex Refinación. En la siguiente **Figura 5.1** se muestra el Manejo de la producción del bloque mencionado.

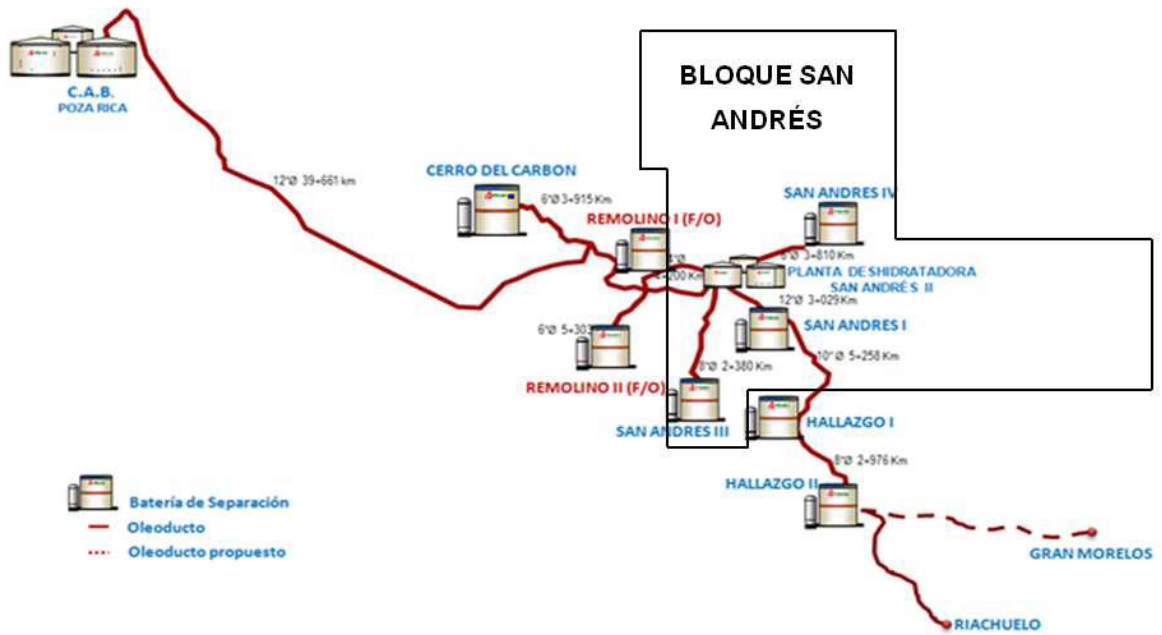


Figura 5.1 Manejo de las producción del Bloque San Andrés (PEMEX).

El bloque cuenta con los siguientes oleoductos; **Tabla 5.1**

Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)
San Andrés II	C.A.B	12	39.66
San Andrés I	San Andrés II	12-6	3.02
San Andrés III	San Andrés II	8	2.38
San Andrés IV	San Andrés II	6	3.81

Tabla 5.1 Oleoductos Bloque San Andrés

El gas de formación es enviado a la Central de Turbocompresoras San Andrés y posteriormente al Complejo Procesador de Gas Poza Rica por un gasoducto de 24"ø x 39 km. La **Tabla 5.2** refiere los datos principales de los gasoductos del bloque en estudio.

Ducto	Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)
Gasoducto de recolección.	San Andrés	Trampa (Coca-Cola)-CPG PR	24	39.06
Gasoducto de recolección.	San Andrés I	Centro Turb. San Andrés	20	0.82
Gasoducto de recolección.	San Andrés II	Centro Turb. San Andrés	20	3.25
Gasoducto de recolección.	San Andrés III	Centro Turb. San Andrés	20	6.20
Gasoducto de recolección.	San Andrés IV	Centro Turb. San Andrés	20	5.03

Tabla 5.2 Gasoductos Bloque San Andrés

El gas dulce seco que proviene del Centro Procesador de Gas Poza Rica (CPG PR) es enviado al área San Andrés para abastecer la red de bombeo neumático y para combustible de la operación de las turbocompresoras (**Tabla 5.3**).

Ducto	Origen	Destino	Diámetro (pg)	Longitud (km)
Gasoducto (gas para BN)	CPG PR	San Andrés 85	16	34.39

Tabla 5.3 Gasoducto Bombeo Neumático

La **Tabla 5.4** representa los datos principales de la batería de separación utilizada en el bloque.

Baterías	Tanques de Almacenamiento		Deshidratador	Separadores			
	Cantidad	Capacidad Total (bl)	Capacidad Total (bl)	Cantidad	Tipo	Capacidad Total	
						Líquido (bpd)	Gas (MMpcd)
San Andrés I	3	2560	-	6	Horizontal	10,800	18
San Andrés II	2	2000	-	4	Horizontal	7,200	12
Deshidratadora	2	40,000	-				
	2		60,000				
San Andrés III	3	3,120	-	4	Vertical	9,200	16
San Andrés IV	3	2,120	-	5	Vertical	11,500	20

Tabla 5.4 Batería de Separación Bloque Tierra Blanca

5.1.1.2 Bloque Tierra Blanca

El bloque Tierra Blanca cuenta con cuatro baterías de separación.

1.- La batería Tierra Blanca bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 6"Ø x 10 km a la batería Potrero del Llano.

2.- La batería Potrero del Llano bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 12"Ø x 39 km a la Planta Deshidratadora Naranjos.

3.- La batería Alazán bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 6"Ø x 0.9 km que se interconecta al oleoducto de Potrero del Llano a planta Deshidratadora Naranjos.

4.- La batería Temapache bombea la producción de líquidos por un oleoducto de 10"Ø x 12.6 km que se interconecta al oleoducto de Potrero del Llano a planta deshidratadora Naranjos.

En este bloque no se tiene infraestructura para el aprovechamiento del gas, por lo que éste se quema actualmente, sin embargo, se está efectuando un programa en el proyecto para el aprovechamiento del mismo. Ver **Figura 5.2**.

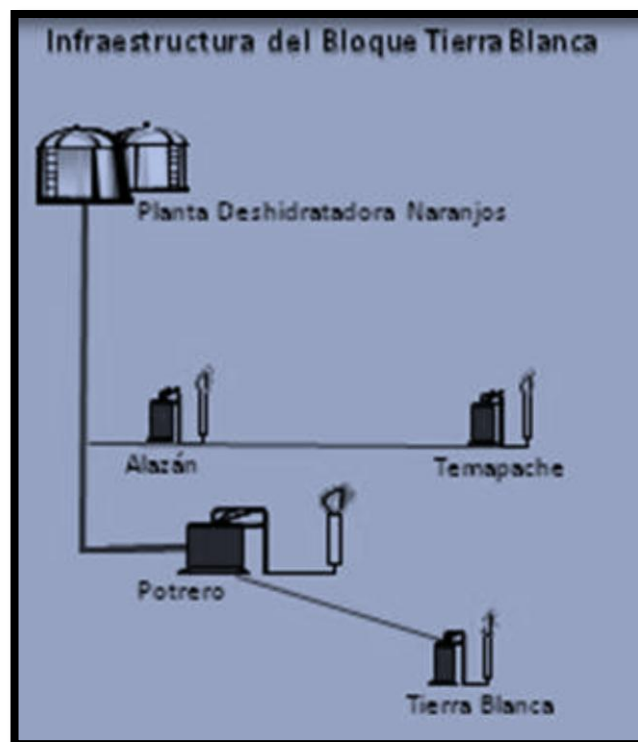


Figura 5.2 Esquema del manejo de producción del Bloque Tierra Blanca

5.1.1.3 **Bloque Altamira**

Actualmente, el manejo de la producción se realiza a través de dos estaciones de recolección de aceite; para dicha explotación se cuenta con las estaciones Altamira 30 y Mata del Muerto, donde es manejada por medio de autotanques, para descargarlos en la batería 3 Tamaulipas, donde se bombea hacia la central de almacenamiento y bombeo (CAB) Tamaulipas para su deshidratación y, posteriormente, hacia los tanques de almacenamiento en la refinería Madero, para comercializarlo a través de buque-tanque para su exportación. La capacidad de infraestructura para el almacenamiento de hidrocarburos es de 15,000 bpd. Ver **Tabla 5.5**

Datos infraestructura de producción		
Estaciones de recolección de aceite	3	
Capacidad de almacenamiento	15,000 bl	
Ductos:	Diam (pg)	Long (km)
Oleoductos (1)	6	6
Líneas de descarga (14)	2 a 8	14
Infraestructura de recolección de gas	No se tiene	
Mapa instalaciones recolección	Adjunto	

Tabla 5.5 Tabla de infraestructura de producción Bloque Altamira

La siguiente **Figura 5.3** señala la infraestructura de producción del bloque.



Figura 5.3 Infraestructura del Bloque Altamira (PEMEX).

5.2 Muestreos y análisis para corroborar la calidad de los hidrocarburos

Para corroborar la calidad de los hidrocarburos, se realizan constantemente muestreos y análisis detallados del aceite crudo (análisis fisicoquímicos), en los cuales se determinan los parámetros de salinidad, viscosidad, densidad, % de agua, etc. Por otro lado, se realizan periódicamente análisis de presión de vapor Reid, y análisis ASSAY para determinar otra información complementaria como son calidad de destilación, especificación de rangos de ebullición, puntos de flasheo, etc.

5.3 Perforación y Reparación de Pozos.

El objetivo principal de aplicar la tecnología al diseño de perforación; es lograr perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos.

Cuando nos referimos a la optimización de la perforación, nos referimos a incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas en la perforación de pozos.

La operación de perforación, puede ser definida tan simple como el proceso de hacer “un agujero”, sin embargo, es una tarea bastante compleja y delicada, por lo que debe ser planeada y ejecutada de tal manera que sea efectuada en forma segura, eficiente y produzca un pozo económico y útil.

Las prácticas y procedimientos empleados durante el diseño y la operación del pozo, son determinadas usualmente por prácticas comunes y costumbres en el área, experiencia y habilidad del personal, procedimientos y políticas de la empresa.

Todo esto deber ser revisado, estudiado y comprendido por todo el personal, a fin de cumplir con los objetivos esperados, al igual que la seguridad del pozo (personal, instalaciones y medio ambiente), es un factor de primordial importancia.

La Industria de la Perforación está cambiando rápidamente en todas las áreas (tecnología, seguridad, administración, relaciones contractuales, entrenamiento, etc.), por lo que tenemos que ser más eficientes, mejorar nuestras habilidades, adquirir nuevas tecnologías y mejorar nuestras formas de trabajo.

El éxito de un pozo está determinado, primero, por el esfuerzo dedicado a la creación del mejor “plan” posible del pozo y segundo, por la competente supervisión mientras se está perforando.

Planeación de la perforación es el concepto de crear el diseño del pozo, el programa de operación y el programa de supervisión, previo al inicio de las actividades directas en la generación del pozo.

Según Steve Devereux la Planeación del Pozo se lleva a cabo, a través de una serie de procesos, los cuales los podemos reconocer en la **Figura 5.4**

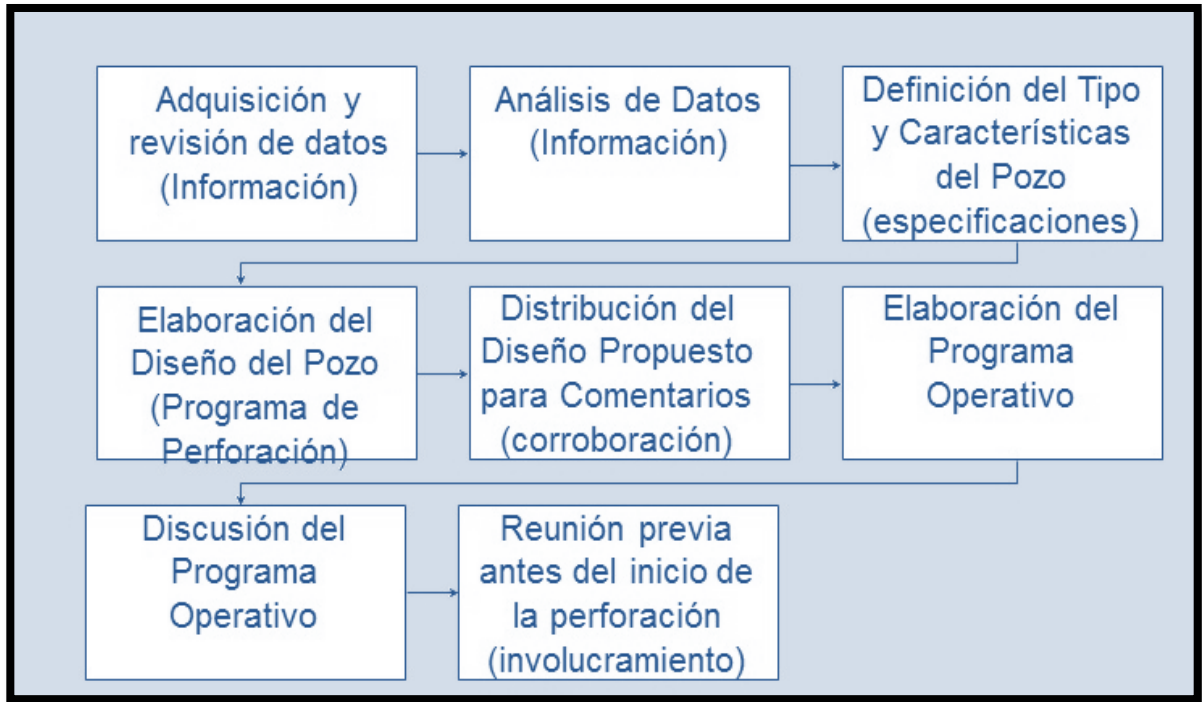


Figura 5.4. Proceso de Planeación del Pozo

Dentro de nuestro proyecto, cabe mencionar que se pone particularmente atención a cada pozo y su diseño específico. La perforación de pozos, como se ha mencionado, se realiza en trayectorias direccionales, las cuales se originan desde una plataforma y alcanzan su objetivo con el desplazamiento necesario.

La **Figura 5.5** y **Figura 5.6** representan los estados mecánicos de algunos pozos que se han perforado dentro del área de nuestro proyecto, estos son de tipo vertical y direccional.

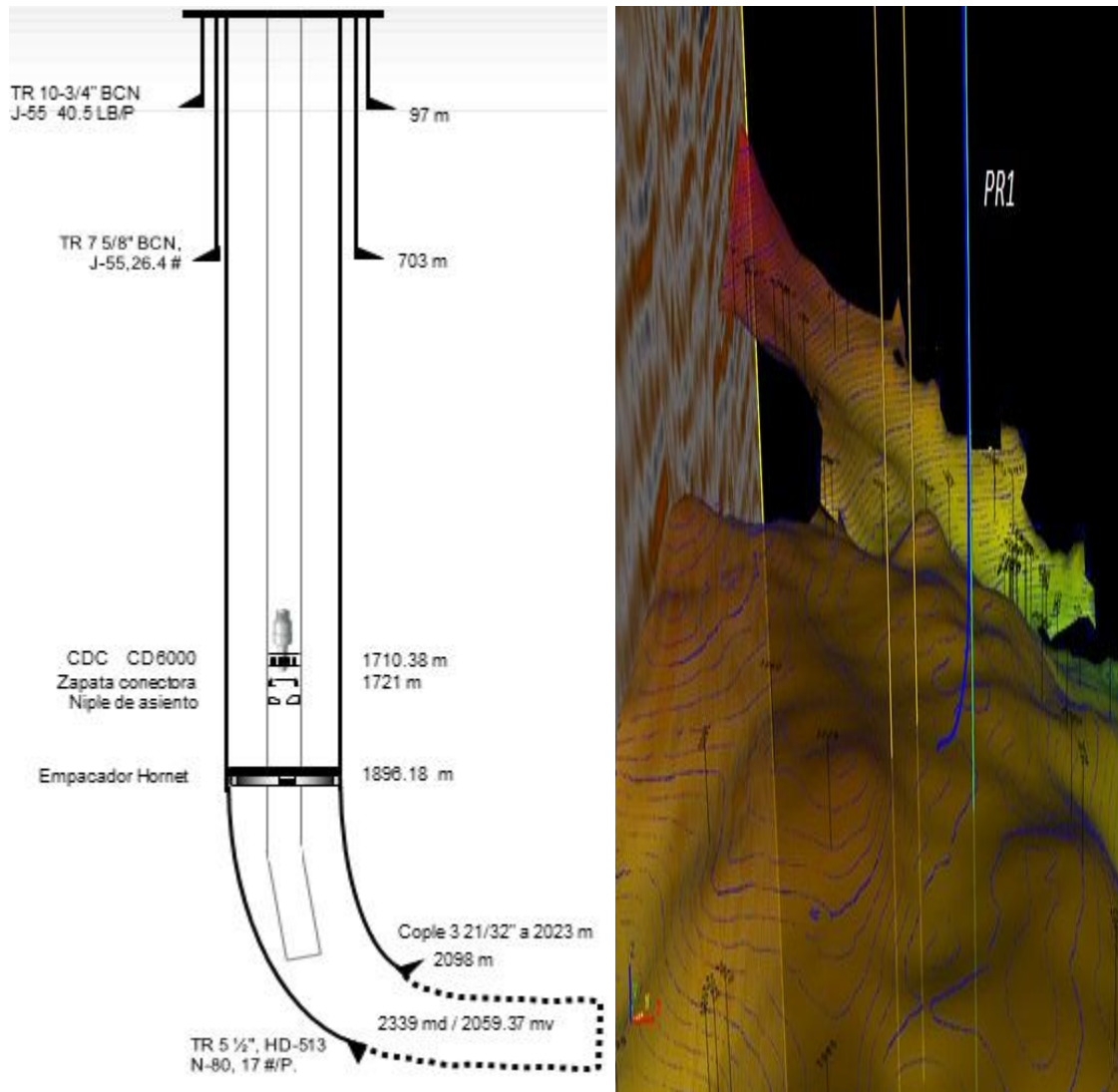


Figura 5.5. Estado Mecánico de un pozo tipo del PICMTAPR (PEMEX).

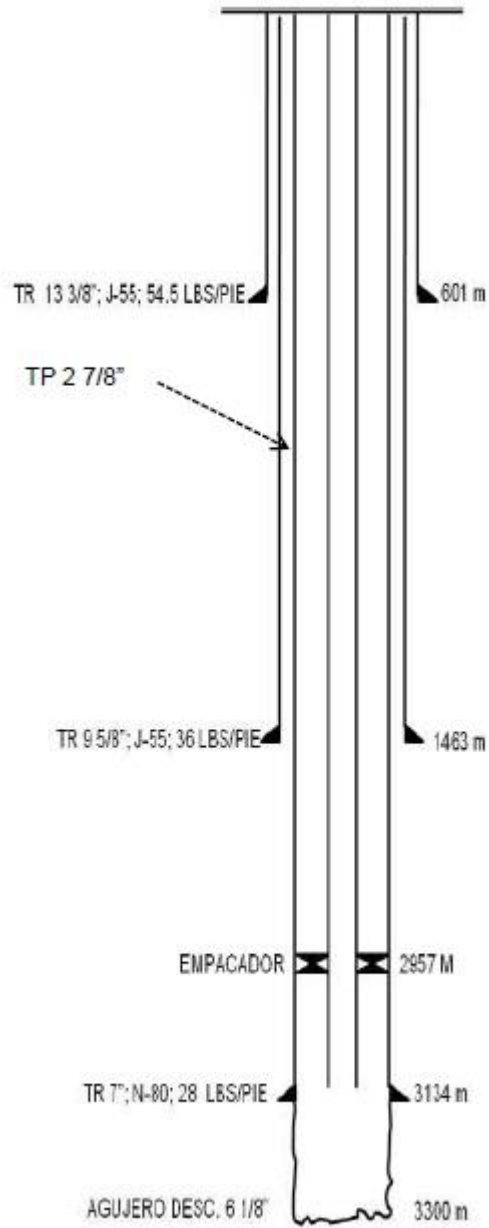


Figura 5.6. Estado Mecánico de un pozo tipo del PICMTAPR (PEMEX).

Para mejorar los procesos de perforación, terminación y reparación de pozos convencionales y no convencionales, se requieren herramientas especiales y prácticas, empacadores para aislar el espacio anular en zonas de pérdida total, perforación con Liner (Drilling with Liner), tuberías de perforación inteligentes (MWD-LWD-APWD), registros geofísicos, análisis de núcleos, disminución del daño originada por el proceso de disparos, siempre utilizando un sistema bajo balance.

5.4 Recuperación Primaria y Secundaria

En la industria petrolera, la recuperación primaria utiliza la energía propia del yacimiento para producir hidrocarburos, por lo tanto no requerirá energía adicional. Y la recuperación secundaria se basa principalmente en la inyección de un fluido, con el fin de mantener la presión del yacimiento y aumentar la producción de hidrocarburos, o bien se instalan sistemas artificiales de producción. Como ejemplos de recuperación primaria y secundaria en el Proyecto estudiado aplica para los campos: Poza Rica, San Andrés, Santa Águeda, Aguacate y Jiliapa.

En las siguientes tablas podemos observar la situación de los pozos de los campos antes mencionados (diciembre del 2013):

Campo Poza Rica

POZOS	CANTIDAD
Operando	208 (Fluyentes, BM, BN, BH)
Cerrados	237
Taponados	112
Inyectores de agua	69
Total	626

Campo San Andrés

POZOS	CANTIDAD
Operando	56 (Fluyentes, BM, BN, BH)
Cerrados	451
Taponados	85
Inyectores de agua	141
Total	733

Campo Santa Águeda

POZOS	CANTIDAD
Operando	31 (Fluyentes, BM)
Cerrados	35
Taponados	13
Total	79

Campo Aguacate

POZOS	CANTIDAD
Operando	27(Fluyentes, BM, BCP)
Cerrados	4
Taponados	4
Total	35

Campo Jiliapa

POZOS	CANTIDAD
Operando	40 (BM)
Cerrados	52
Taponados	20
Total	112

Dentro del Proyecto estudiado, se requiere realizar una readecuación del Sistema de Inyección de Agua, por lo cual se necesitará:

- Readecuar los patrones de inyección de agua.
- Tratamientos sencillos para el agua congénita.
- Evitar largos transportes y re-bombeo.
- Aprovechar los espacios disponibles en baterías.
- Inyectar aproximadamente 75,000 BWPD
- Reactivación de pozos inyectoros de agua.

En la siguiente **Figura 5.7** se presenta el modelo del campo San Andrés, donde podremos observar los bancos de aceite y los acuíferos que se encuentran en el mismo, esto nos ayuda a comprender, la aplicación y adecuación de inyección de agua, con el objetivo principal de maximizar la producción, utilizando el agua como un recurso.

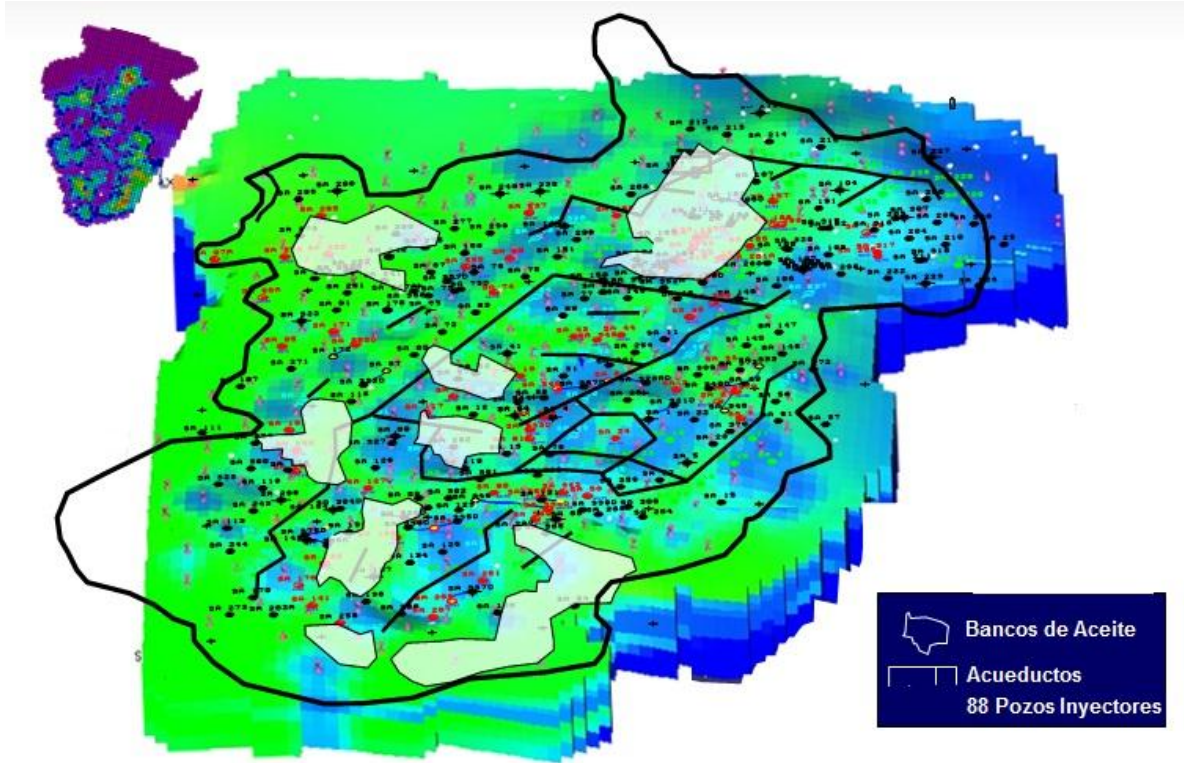


Figura 5.7. Readequación del Sistema de Inyección de Agua.

La estrategia óptima para evitar el agotamiento de los principales yacimientos de petróleo es a través del mantenimiento de presión por inyección de agua, y esto fue determinado por medio de estudios de simulación de yacimientos. Los objetivos claves para esta administración son:

1. Mejorar la recuperación de crudo por inyección de agua.
2. Maximizar la eficiencia de barrido.

Para lograr estos objetivos será necesario:

- a) Identificar las ubicaciones de los pozos de inyección de agua.
- b) Inyectar cantidades suficientes de agua para reemplazar la porosidad.
- c) Utilizar la inyección de agua a una presión de yacimiento óptima, para maximizar el desplazamiento del aceite.
- d) Inyectar agua por debajo de la presión de fractura.

Las áreas de enfoque serán:

1. **Yacimientos:** es necesario para el modelo de simulación de yacimiento recaudar las características del yacimiento y el comportamiento del flujo de fluido.
2. **Pozos:** conocer las zonas de inyección, estado mecánico, el equipo utilizado y las heterogeneidades del yacimiento.
3. **Planta de inyección de agua:** conocer la disponibilidad y rendimiento de la planta, bombas, sistema de filtración y sistemas de medición y tratamiento químico.
4. **Calidad de agua:** el control de calidad de agua es vital para preservar la exitosa inyección y para proteger la integridad física del sistema de inyección contra la corrosión.
5. **Operaciones de la planta:** esta área se enfoca en cubrir filosofías ahorrativas, inventarios, recopilación de datos operativos y el diagnóstico de problemas.

Una de las preocupaciones actuales es la creciente cantidad de agua producida; por lo tanto se requerirán estrategias de desarrollo y aplicación para conducir a un correcto manejo del agua producida e inyectada con el fin de aumentar la producción del yacimiento.

Debido a efectos ambientales, las empresas están siendo más cuidadosas con el uso, tratamiento y disposición de agua, especialmente cuando la inyección de agua está considerada como método esencial en recuperación mejorada.

En la vida de un yacimiento, existen etapas dónde la producción de agua es mayor que la de aceite; por ende se han desarrollado estrategias para la administración del agua producida, las cuales tienen como objetivo principal:

- a) Maximizar el valor actual neto.
- b) Minimizar los costos con el manejo de agua producida.
- c) Evitar que los altos costos del agua producida sea una restricción para la producción de aceite.
- d) Reducir al mínimo los efectos ambientales.

Muchas de las estrategias para el manejo de agua producida pueden ajustarse en dos categorías principales:

1. La eliminación de agua producida (en superficie o bajo tierra).
2. La reinyección para recuperación secundaria.

La segunda opción siempre será una excelente alternativa, ya que convierte en un producto no deseado en un recurso. Se ha analizado que la reinyección de agua en campos terrestres tiene mayor impacto positivo que en los campos costa afuera. Además de que reduce los efectos ambientales.

La optimización de la estrategia de producción es una etapa importante en la selección de las estrategias para el manejo de agua; se analizan características petrofísicas del yacimiento y las mejores condiciones de producción. Es necesario tomar en cuenta las restricciones operativas; pues éstas determinarán el dimensionamiento inicial de los sistemas de producción, tomando en cuenta su comportamiento técnico y económico.

Para los operadores y productores, es necesario contar con la más abundante información sobre los datos de producción. Las aplicaciones típicas de los datos de producción están en la forma de relacionar las tasas de inyección de agua en los pozos con las tasas de producción de los pozos que se encuentran alrededor. Cabe mencionar que estudios han concluido que las comunicaciones a través del yacimiento se reflejan en las correlaciones entre pozos inyectores y productores.

La superposición entre varios inyectores tiene un efecto significativo a la respuesta de un productor. El efecto de múltiples inyectores sobre el productor puede ser constructiva o destructiva, se requiere del siguiente procedimiento para su elección:

- i. Seleccionar un pozo productor del campo.
- ii. Seleccionar un pozo inyector con el valor más alto de correlación cruzada al productor.
- iii. Elegir otro inyector que se vea relacionado con el inyector pre-seleccionado.
- iv. Continuar seleccionando pozos inyectores.
- v. Comprobar si la correlación cruzada acumulada es mayor que un valor umbral para ser aceptado; sino todos los inyectores seleccionados deberán ser rechazados.

5.5 Desincorporación de Activos y/o Abandono

La estrategia del Activo para el abandono y desincorporación de instalaciones consiste en taponar los pozos, tan pronto como llegan a su límite económico, en el caso de la infraestructura no ha sido posible dismantelar toda aquella que ya llegó a su vida útil, por lo que se tienen instalaciones que han incrementado los costos de operación. En adelante se pretende desincorporar y/u optimizar aquellas instalaciones en las cuales se tengan actividades de desarrollo, evitando en lo posible daños colaterales y mantener un balance ecológico en las zonas de influencia.

Actividad	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025	Total
Taponamiento de pozos	-	-	-	-	-	-	-	127	127
Desmantelamiento de ductos	-	-	2	2	3	1	2	1	11

Tabla 5.6 Programa físico de abandono de instalaciones

5.6 Premisas Económicas

Las premisas económicas en la evaluación son emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico al 2014.

La tasa de descuento utilizada fue de 12% anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar; en el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente al 2014.

5.6.1 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos.

La evaluación económica se realizó considerando las inversiones para el horizonte 2011-2025.

En la siguiente **Tabla 5.7** se presentan las inversiones, ingresos, flujo de efectivo y gastos de operación.

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de Ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	1904	4701	12337	1076.71	13413	6808
2012	1803	4557	13788	1215	15003	8643
2013	1799	3729	15602	1382	16984	11456
2014	1915	2489	16691	1549	18204	13800
2015	1846	1084	16691	1523	18214	15284
2016	1729	698	14877	1412	16289	13862
2017	1587	586	13062	1246	14309	12136
2018	1481	490	11611	1108	12719	10748
2019	1442	429	10159	969	11129	9258
2020	1272	388	8708	858	9567	7907
2021	1126	368	7619	748	8368	6874
2022	1019	341	6894	664	7559	6199
2023	917	301	5805	581	6387	5169
2024	827	248	5079	526	5606	4531
2025	737	243	4717	471	5188	4208
Total	21,404	20,652	163,647	15,335	178,982	136,926

Tabla 5.7 Inversión, ingresos, flujo de efectivo, gastos de operación. Fuente PEMEX

Los resultados económicos correspondientes al Proyecto Integral de Campos Maduros Terrestres Área Poza Rica se muestran en la **Tabla 5.8**.

		<i>Antes de Impuestos</i>	<i>Después de impuestos</i>	<i>Unidades</i>
Valor Presente Neto	VPN=	73,125	5,647	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI=	15,832	15,832	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI=	4.6	0.4	Peso/Peso
Relación Beneficio Costo	B/C	3.6	1.07	Peso/Peso
Tasa Interna de Retorno	TIR		35	%
Período de Recuperación de la Inversión		1	6	Años

Tabla 5.8 Indicadores Económicos PICMTAPR

De acuerdo con el análisis de sensibilidad efectuado (Cap. IV), el cual se realizó modificando de forma correspondiente las variables económicas de inversión, producción y precio, llegando al punto de equilibrio del proyecto, los resultados indican que el proyecto generará ganancias en valor presente a pesar de que la inversión sufra hasta un 370% en tanto que el precio podría disminuir hasta un 70% y el volumen podría disminuir 80%, siempre y cuando las demás variables permanezcan constantes y el proyecto no incurra en pérdidas. Lo anterior se muestra en la **Tabla 5.9**.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (Indicadores Económicos)	VARIACIÓN%		
	VALOR ACTUAL	ANTES DE IMPUESTOS	DESPUÉS DE IMPUESTOS
INVERSIÓN (mmpesos)	20,652	23544.4	19263.6
VOLUMEN:			
ACEITE (MMB)	165	181.5	148.5
GAS (MMMPC)	203	223.3	182.7
PRECIO:			
ACEITE (DI/BI)	71.94	79.13	64.75
GAS (\$/MPC)	5.61	6.17	5.05

Tabla 5.9 Análisis de Sensibilidad

5.6.2 Diagrama de Tornado

En la siguiente **Figura 5.8**, se muestra el diagrama de tornado correspondiente al análisis de sensibilidad, en el cual se observan las variables que impactan al valor presente del proyecto.

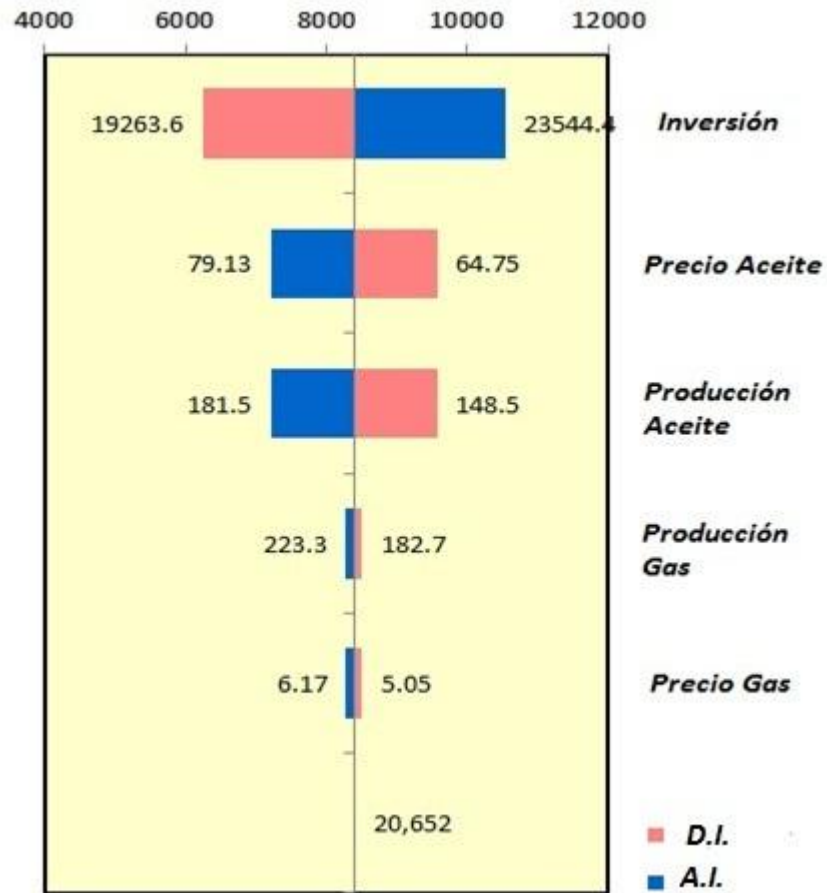


Figura 5.8 Diagrama de Tornado para la evaluación de variables

5.7 Plan de Ejecución del Proyecto para la Alternativa Seleccionada

Una vez evaluadas las alternativas, se identificó que la mejor es la 1, la cual implica el desarrollo con procesos primarios más recuperación por inyección de agua, se requerirán 1,130 km² de estudios sísmicos, 121 perforaciones y terminaciones, 47 reentradas, 248 cambios de intervalo, adaptación de 43 pozos con BM, 28 reacondicionamiento a pozos inyectoros, conversión de 31 pozos a inyectoros de agua, 30 km de gasoductos, 80 km de oleogasoductos, y 136 km de oleoductos.

En la **Tabla 5.10** se presentan los perfiles de producción de la Alternativa seleccionada:

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	34	39
2012	38	44
2013	43	50
2014	46	56
2015	46	55
2016	41	51
2017	36	45
2018	32	40
2019	28	35
2020	24	31
2021	21	27
2022	19	24
2023	16	21
2024	14	19
2025	13	17
Total	165	203

Tabla 5.10 Producción de la Alternativa Seleccionada

La siguiente **Tabla 5.11**, muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 01 de Enero del 2014, pertenecientes a los campos del Proyecto en Estudio.

Volumen Original		Factor de Recuperación	
Aceite	Gas	Aceite	Gas
mmb	mmpcd	%	%
13,050.4	13,844.9	29	27

Tabla 5.11 Volumen original y Factores de Recuperación.

Se reevaluaron las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Poza Rica se presentan en la **Tabla 5.12**.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	Crudo Equivalente mmpce
1P	59.2	72.4	68
2P	106.7	139.7	123.9
3P	187.6	217.2	215.8

Tabla 5.12. Reservas remanentes de aceite y gas natural al 01 de enero del 2014.PEMEX

La inversión para el horizonte 2011-2025 en el proyecto es de 20,652 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 21,404 millones de pesos, como se describe en la **Tabla 5.13**

Año	Inversión Estratégica	Gastos Operativos
2011	4,701	1,903
2012	4,557	1,803
2013	3,729	1,799
2014	2,489	1,915
2015	1,084	1,846
2016	698	1,729
2017	586	1,587
2018	490	1,481
2019	429	1,442
2020	388	1,272
2021	368	1,126
2022	341	1,019
2023	301	917
2024	248	827
2025	243	737
Total	20,652	21,404

Tabla 5.13 Estimación de inversiones y gastos operativos (mmpesos) PEMEX.

5.8 Seguridad industrial

En la región Norte, los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental tienen la misma prioridad que la producción y la operación, por ello, en las instalaciones tanto existentes como nuevas se aplican sistemas de protección de paro por emergencias y de detección de fuego y fuga de gas de última tecnología, con el propósito de garantizar la integridad física tanto del personal que labora en plataforma como en las instalaciones mismas.

Los proyectos petroleros, por su naturaleza propia, son proyectos de alto riesgo en cuanto a seguridad industrial se refiere, por lo que en cada una de las iniciativas que constituyen el proyecto de explotación analizado se consideran aspectos relacionados con éste tema, cumpliendo no sólo con la normatividad interna sobre sistemas de seguridad en instalaciones de producción costa afuera sino también con los lineamientos solicitados por las instancias externas tales como SEMARNAT, PROFEPA, compañías aseguradoras, etc.

5.8.1 Identificación de riesgos

Los principales problemas ecológicos que podrían afectar el desarrollo del proyecto son la contaminación por residuos peligrosos. Sin embargo, Pemex Exploración y Producción tiene como programa, que una compañía especializada y autorizada en el manejo de residuos peligrosos los recoja y los transporte a centros autorizados para su disposición final, lo cual, se realiza por licitación pública mediante contratos de servicio.

Para minimizar los riesgos, se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia:

1. Pemex Exploración y Producción tiene implantado el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA) en el cual se incluyen los lineamientos y procedimientos para la Capacitación, Análisis de Riesgos, Planes y Respuesta a Emergencias, Integridad Mecánica, así como el Control y Restauración en las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudiera impactar al ambiente, así como el mantenimiento preventivo a instalaciones, bajo la normatividad y lineamientos internacionales de seguridad y protección ambiental.
2. Dentro del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos tales como: Sistemas de Gestión Ambiental, Análisis e Interpretación de la Norma ISO 14000, Legislación Ambiental, Manejo de Materiales y Residuos Peligrosos, Estudios de Impacto Ambiental, Auditorías Ambientales, Talleres de Análisis de Riesgos, etc.

5.8.2 Niveles de Conflicto Potencial Identificados

No existen riesgos sociales o políticos que pongan en riesgo la realización de las actividades exploratorias del proyecto.

5.8.3 Evaluación de Riesgos Operativos

Pemex y sus organismos subsidiarios han instaurado una serie de programas en materia de seguridad, salud y protección al medio ambiente, dando lugar a un cambio radical en la cultura de la organización, haciendo la seguridad industrial parte esencial de su política empresarial.

La evaluación de los riesgos y peligros identificados se hace a través de una evaluación detallada de consecuencias y frecuencias.

La evaluación detallada de consecuencias incluye el modelado de tasa de descarga, evaporación de charco, dispersión de nube de vapor tóxica, incendio y explosión así como también el desarrollo de árboles de eventos, y de la elaboración de una base de datos de frecuencias de fallas de componentes y de probabilidades de errores humanos. Así mismo, asegura que las suposiciones del equipo de análisis de riesgo en los procesos sean razonables. La evaluación de frecuencias realizada se usa para confirmar las expectativas del equipo de análisis de riesgo en los procesos.

5.8.4 Jerarquización de Riesgos

Para poder Jerarquizar los Riesgos es necesario evaluar y analizar las desviaciones que se obtienen al utilizar la técnica de identificación de riesgos HAZOP, donde éste señalará la frecuencia de ocurrencia y una severidad, tomándose en cuenta todas las medidas de seguridad con las que cuenta la instalación.

El índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideran importantes para la simulación de consecuencias. Estas son evaluadas por “Radios Potenciales de Afectación”, los cuales son realizados mediante la etapa de “Análisis de Consecuencias” por medio de un software llamado PHAST, el cual permitirá predecir las consecuencias de acuerdo al tipo de producto por diversas concentraciones de interés, límites de explosividad y daños a la salud. Una ventaja de éste software es que automáticamente seleccionará el modelo correcto que se debe utilizar según el comportamiento de la nube y predice todos los efectos físicos, de radiación y nube explosiva que se pudieran presentar.

5.8.5 Análisis de consecuencias

Este análisis evaluará la magnitud de los efectos negativos potenciales de la instalación y propagación de un incidente que generalmente involucra modelos de liberación accidental de sustancias peligrosas, desarrollándose una variedad de escenarios y cuyo análisis determina el impacto potencial al personal, instalación y población circundante.

De acuerdo al tipo de actividad realizada, será necesario considerar las investigaciones del International Risk Institute, en las cuales se ha reconocido que una fuga de grandes cantidades de gases inflamables puede ocasionar una nube explosiva en espacios abiertos, la cual como consecuencia causará daños catastróficos severos a extensas áreas de una planta de trabajo o bien una comunidad.

5.8.6 Metodología de Análisis de Consecuencias

Esta metodología consiste en un análisis mediante el uso de modelos matemáticos de eventos de riesgo, identificado en la etapa de “Jerarquización de Riesgos”,

Una vez determinados los efectos físicos negativos, se procede a estimar las consecuencias sobre los elementos vulnerables del entorno al escenario del incidente, especialmente los daños a las personas, instalaciones y medio ambiente.

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, deben aplicarse los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonable aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias, lo anteriormente mencionado se puede representar con la **Tabla 5.14 y 5.15**

Intolerable	Indeseable	Aceptable c/ controles	Razonablemente Aceptable
Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D

Tabla 5.14 Clasificación de Riesgo

- **Tipo A “Riesgo Intolerable”:** El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo “A” representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días.
- **Tipo B “Riesgo Indeseable”:** El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.
- **Tipo C “Riego Aceptable con Controles”:** El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

- **Tipo D “Riesgo Razonablemente Aceptable”:** El riesgo requiere control, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención conjuntamente con otras mejoras operativas.

F r e c u e n c i a	Alta F4	B	B	A	A
	Alta F3	C	B	B	A
	Alta F2	D	C	B	A
	Alta F1	D	D	C	B
		Menor C1	Moderada C2	Grave C3	Catastrófica C4
	<i>Consecuencia</i>				

5.15 Matriz de Asignación de Riesgo

5.8.7 Caso Real de una Falta de Seguridad Industrial

Se considera tomar medidas para evitar futuros incidentes como ya los suscitados en la historia de la Batería de Separación en el campo Jiliapa 1. A continuación mencionaré a detalle los datos de esta falta de Seguridad en las Instalaciones mencionadas.

Lugar, fecha y hora del incidente: Batería de separación Jiliapa 1, comunidad Ignacio Zaragoza Municipio de Castillo de Teayo, Veracruz. 19 de Junio del 2012, 01:15 hrs.

Relato: El operador en turno reporta al encargado de producción de una explosión e incendio con desprendimiento de cúpula del tanque de almacenamiento de crudo TPG-3 de la instalación. Se solicitó el apoyo contra incendios para su sofocación llegando a las instalaciones a las 02:00 horas y controlándolo a las 02:10 horas.

Datos del Tanque TPG-3 y Batería de Separación:

- Estado del Tanque.- *Operando* (recibiendo, descarga cerrada)
- Capacidad del tanque.- *2,000 bl.*
- Fecha de instalación del tanque: 2003
- Producción de la batería: *Bruta 6,306 bpd* (4,339 pbd APATG y 1,967 pbd APPRA)
- Presión de separación: *2.1 kg/cm²*
- Pozos conectados: 42
- Pozos abiertos que llegan a la batería: 28 (todos BM)

Acciones Inmediatas:

1. A las 01:15 horas se suspende el bombeo del Tanque TV-2 (3,000 bl) por registrarse evento de explosión e incendio en cúpula del tanque TPG-3 (2,000 bl).
2. El operador de batería procede a reportar y solicitar apoyo de la unidad contraincendios.
3. Deriva la producción hacia el tanque de medición de 560 bl.
4. A las 02:00 horas llegó unidad de contraincendios controlando el incendio del tanque a las 02:10 horas, mientras se continúa enfriando el tanque aledaño.
5. Personal de CMEDySA revisa dispositivos de seguridad de línea de vapores y tanque de almacenamiento TPG-3, previo al inicio de bombeo del TV-2

Daños:

- Personales: Ninguno
- Área Afectada: Ninguna
- Volumen Derramado: Ninguno
- Producción Diferida: Ninguna
- Materiales: Tanque TPG-3

Causas:

- **Físicas:**
 - Mezcla explosiva en el interior del tanque (durante bombeo).
 - Emisiones a la atmósfera por venteos de 2" de la antigua línea de engasamiento y orificios por corrosión en cúpula de tanque.
 - Descarga atmosférica.
- **Humanas:**
 - Continuidad de la operación del tanque TPG-3, sin sellar emisiones a la atmósfera por venteos de 2".
- **Sistemas :**
 - Planeación inadecuada para la sustitución de activos con falla de integridad mecánica (IMAC).

Conclusión:

Derivado del análisis técnico se concluye que las causas que originaron el evento no deseado, fue la presencia de mezcla explosiva en el interior del tanque, emisiones a la atmósfera por venteos de la antigua línea de engasamiento y orificios por corrosión en cúpula del tanque, encontrando que el punto caliente para la explosión fue una descarga atmosférica.

Plan de Acción:

- ✓ Evitar operar tanques con la integridad mecánica deficiente, que genere un riesgo en la operación.
- ✓ Continuar con el programa de inspección a tanques, generando un plan de acción para atender anomalías detectadas que garanticen la operación segura.
- ✓ Tanques en proceso de sustitución, garantizar la hermeticidad en cúpulas para evitar emisiones a la atmósfera.
- ✓ Realizar análisis diagnóstico del sistema de tierras para la eficiencia de la protección ante tormentas eléctricas, extrapolando los resultados a las demás instalaciones de proceso.

5.9 Medio Ambiente

La seguridad y protección ambiental, resultan prioritarias en el desarrollo sustentable del proyecto mencionado en este trabajo, por tanto, se ha identificado que uno de los principales problemas ecológicos que podrían presentarse y afectar el desarrollo de este proyecto, es la contaminación por residuos peligrosos.

Para resolver dichas situaciones, PEMEX Exploración y Producción, recolectará y transportará este producto a centros autorizados para tal fin, en contraparte, para el caso de las actividades exploratorias, no existen aspectos sociales o políticos que pongan en riesgo la realización de dichas actividades.

PEMEX Exploración y Producción para minimizar los riesgos que pudieran presentarse en el desarrollo del proyecto tiene contempladas medidas y planes de contingencia y seguridad por medio del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), el cual incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como el control y restauración en las áreas en las que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al medio ambiente. De igual forma, se encuentra la prevención a instalaciones, bajo normatividad y lineamientos internacionales de seguridad y protección ambiental.

Derivado de la aplicación del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, se han generado tres líneas de acción basadas en:

- Personal , Métodos e Instalaciones

Personal: Todo individuo deberá poner especial atención en la capacitación y certificación de personal operativo, con el compromiso y la comunicación efectiva entre subordinados y supervisores de línea (mandos medios), así como de fomentar en forma permanente el uso del equipo de protección personal adecuado al ingresar a las instalaciones y al realizar sus actividades.

Métodos: Los métodos empleados para la implantación de la política de seguridad y protección ambiental se llevarán a cabo a través de los siguientes programas:

- Disciplina operativa
- Análisis de seguridad en el trabajo
- Análisis de riesgo
- Análisis e investigación de accidentes/incidentes
- Programa de salud en el trabajo
- Aplicación del Sistema de Permisos Para Trabajos con Riesgo (SPPTR)

Instalaciones: Para mantener las instalaciones seguras y en buen estado, se dará prioridad a los factores de integridad mecánica, seguridad de pre-arranque, orden y limpieza, señalización, equipamientos de los centros de control de emergencias, manejo y control de residuos peligrosos, implementación de recuperadores de vapores en tanques de almacenamiento así como tratamiento de agua de formación, lo cual tendrá lugar en las centrales de proceso y su disposición en pozos.

Cabe mencionar que el rendimiento en cada uno de los elementos del Sistema de Seguridad, Salud y Protección al Medio Ambiente, depende casi en su totalidad en el comportamiento de los miembros de la fuerza laboral. Los seres humanos, en su mayor parte se resisten al cambio. Las iniciativas para mejorar este sistema se basan en indicadores como: actos y condiciones inseguras, inspecciones-Auditorías, desempeño del contratista etc.

Ninguna organización puede darse el lujo de tolerar por debajo de los estándares que plantea el Sistema de Seguridad, por lo tanto, los verdaderos líderes tienen que tomar el tiempo y hacer el esfuerzo necesario para diseñar sistemas corporativos y personales de medición del desempeño del Sistema.

Para llegar a tener una mejor visión para el excelente desempeño de estos sistemas, será bueno preguntarse: ¿Cómo puede esperar que los trabajadores tengan ideas de liderazgo si no poseen una visión completa de como es el Sistema de Seguridad, Salud y Protección al Medio Ambiente, o cómo funciona dentro de su empresa?

Por lo tanto se requerirá:

- Lecciones útiles disponibles para cualquier organización.
- Dirigirse con mayor interés a las organizaciones que presenten mayores deficiencias.

El sistema de administración comprende los siguientes elementos:

- i. Informar actos inseguros.
- ii. “Triángulo del accidente”
- iii. Capacitación sobre el Sistema de Seguridad, Salud y Protección al Medio Ambiente.
- iv. Rendimiento de la seguridad de los contratistas y de los departamentos individuales.
- v. Costos de incidentes y accidentes.

Cuando toda esta información se toma en cuenta se presentará de una forma más clara las fortalezas y debilidades de la organización. La necesidad de una información exacta de todos los eventos es fundamental para obtener una imagen real del desempeño en el Sistema.

El triángulo del accidente es una herramienta muy útil para identificar si existe o no una cultura de notificación efectiva en la operación; en éstas estadísticas se incluyen accidentes, lesiones y pérdidas-daño a propiedades.

La información de actos y condiciones inseguras ha contribuido en gran medida a una mejora significativa en la actitud de los trabajadores. A medida que la fuerza de trabajo aceptó que se trataba de una herramienta para el bien, la confianza creció, y se pudieron obtener resultados positivos en la administración de los Sistemas de Seguridad, Salud y Protección al Medio Ambiente.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Del Sistema Merak se obtuvieron los valores de las producciones acumuladas de los 789 pozos que han sido perforados en el campo Poza Rica hasta el mes de Diciembre del 2014. Se observa alta dispersión en la nube de puntos y una tendencia a recuperar menos volumen en función del tiempo, ver **Figura 5.9**.



Figura 5.9 Distribución en el tiempo de la NP (PEMEX).

El análisis del histograma permite identificar que de los 789 pozos, 141 tienen una Np de hasta 100 MBIs, 233 de hasta 500 MBIs, 119 caen dentro del rango de hasta 1000 MBIs, 124 de hasta 2000 MBIs, 51 de hasta 3000 MBIs, 35 de 4000 MBIs, 20 de 5000 MBIs, 34 de 5000 a 10,000 MBIs, 16 de 10,000 a 20,000 Mbls y sólo 5 de 20,000 a 30,000 MBIs, y únicamente 1 pozo con mas de 30,000 MBIs. Ver **Figura 5.10**.

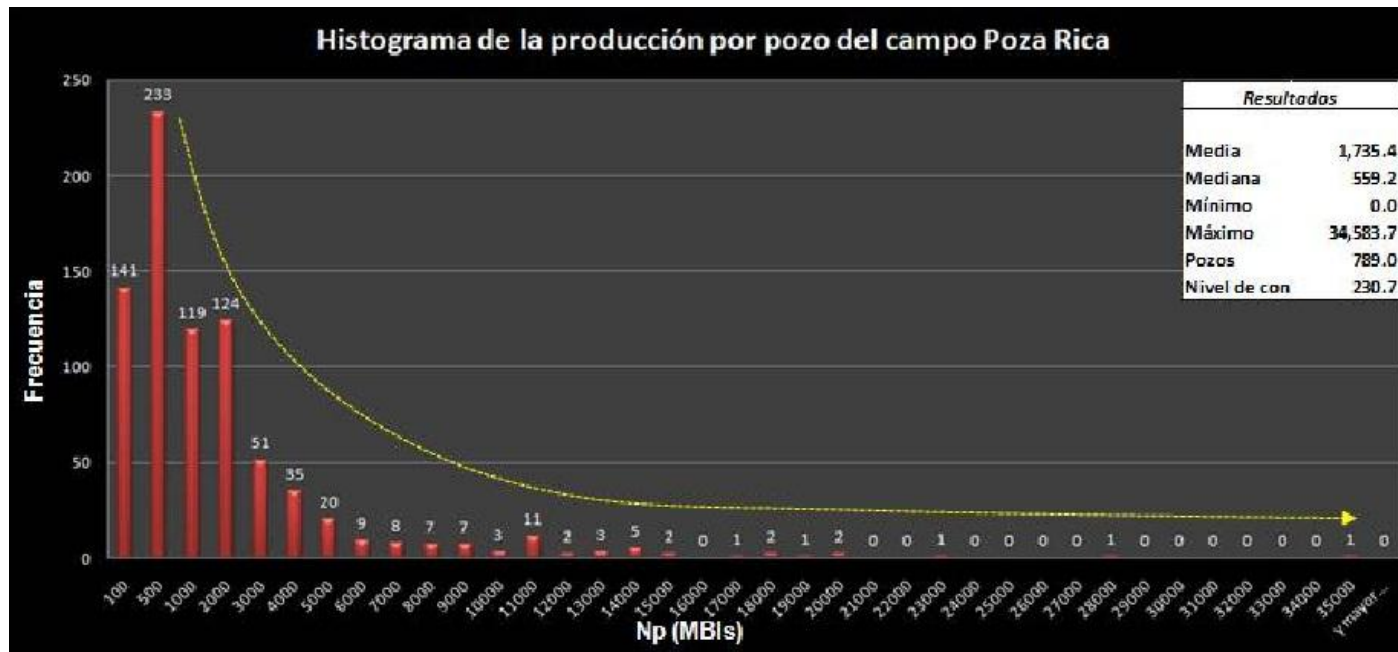


Figura 5.10 Histograma de Frecuencia de la NP (PEMEX).

De manera global se observan dos tendencias de declinación, la primera es debida a la terminación y a la estabilización, la segunda declinación se observa más suave durante la etapa de reparaciones mayores a los pozos y a las implementaciones de sistemas artificiales. Ver **Figura 5.11**.

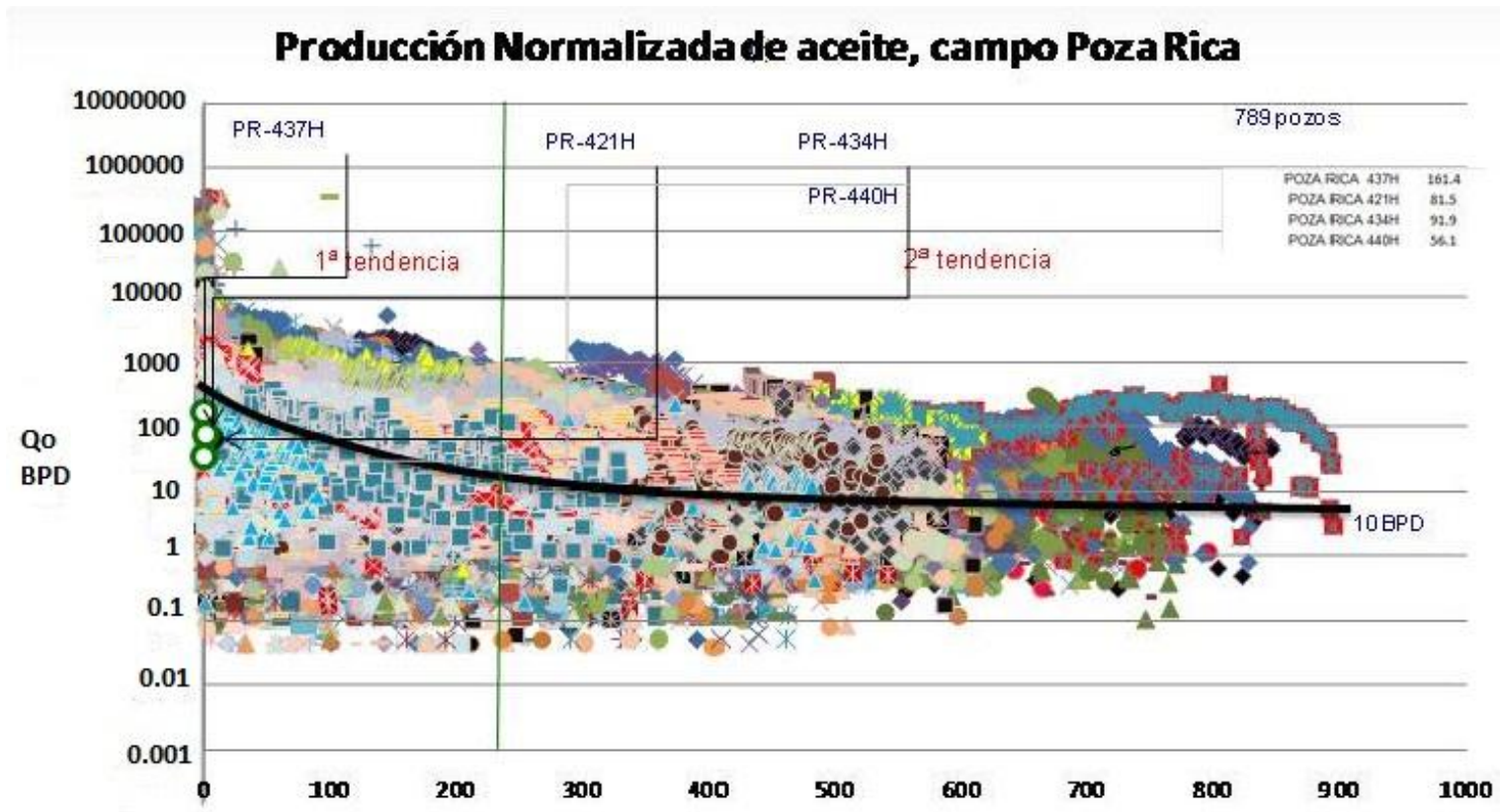


Figura 5.11 Producción normalizada de todos los pozos Campo Poza Rica (PEMEX).

Conclusiones

La vida de un yacimiento comienza con la exploración que conduce al descubrimiento, seguido de la delimitación de yacimiento, el desarrollo de campo, la producción y el abandono. Es por ende que se necesita de un Proyecto, con el fin de dar una solución inteligente a los problemas que dicho proyecto presente.

Un proyecto petrolero tiene como finalidad mejorar la recuperación de aceite y gas remanentes. Es necesario definir qué información se requiere de un análisis y cómo se va a utilizar; por lo tanto, para el éxito de un proyecto se deberá obtener un análisis Costo-Beneficio de los datos, es decir, el costo de la recolección y administración de datos y de los beneficios que se derivan es obligatoria. El control del tiempo es fundamental en esta etapa para la iniciación temprana de los programas.

Este se apoya en la Administración Integral de Yacimientos, la cual puede definirse como el uso juicioso de diversos recursos disponibles para maximizar los beneficios (ganancias). Estos recursos son humanos, tecnológicos y financieros, los cuales se utilizan para maximizar las ganancias o índice de rentabilidad de un yacimiento mediante la optimización de la recuperación y reduciendo al mínimo las inversiones de capital y gastos de operación. Es necesaria la aplicación efectiva del trabajo multidisciplinario entre geólogos, ingenieros y economistas.

El objetivo principal del proyecto en estudio, se basó principalmente en generar escenarios de explotación que permitan mejorar el factor de recuperación con los hitos tecnológicos y las mejores prácticas operativas en geo-ciencias, así como del software de caracterización estática y dinámica de los campos que agrupan el proyecto, esto con el fin de identificar con certidumbre la principales zonas productoras y reducir el riesgo del proyecto con la tecnología utilizada. De este modo la decisión de perforar pozos de relleno o cambiar al esquema de inyección, dependerá de los resultados que un equipo de trabajo reporte y documente en su cartera de proyectos. Para la toma de estas decisiones, se contará con el apoyo incondicional de estudios geológicos, estudios sísmicos, pruebas de laboratorio y registros de pozos.

Es sumamente importante, tener claro los valores de los volúmenes originales y de las reservas que constituyen al proyecto, ya que estos nos ayudarán a determinar las estrategias de explotación más adecuadas a implementar en el proyecto. Con esto podemos determinar si la recuperación actual del proyecto es la adecuada o si será necesario aplicar a otro tipo de recuperación secundario y/o mejorada.

La información recaudada de campos maduros análogos, será fundamental para conocer las formas de explotación que se han experimentado en diversos campos del mundo, de este modo podremos estudiar y tomar algunos puntos que nos facilitarán la comprensión y las formas posibles de explotación de nuestros campos.

La optimización económica es el objetivo final del manejo de yacimientos, los análisis económicos y comparaciones de diversos escenarios ayudarán a tomar la mejor decisión de negocios para maximizar las ganancias. Esta parte del proyecto es indispensable para determinar si la alternativa de explotación elegida es la adecuada a largo plazo.

Finalmente, concluyo que el proceso de recuperación secundaria que se tiene actualmente en el proyecto, a largo plazo se considerará económicamente NO RENTABLE, ya que al realizar los análisis de las reservas 1P, 2P y 3P del proyecto, nuestros factores de recuperación aumentan, sin embargo, este incremento es demasiado pequeño, considerando los 63 campos que lo constituyen. Por lo que se requerirá construir el análisis para implementar y sugerir la aplicación de otro tipo de recuperación, ya sea secundaria y/o mejorada que permitan la máxima recuperación de hidrocarburos, ya que es preferible ir de un FR de 29 a 39% que de 29 a 31% como actualmente se tiene, siempre y cuando se trabaje bajo las condiciones reglamentadas de seguridad, salud, y protección al medio ambiente.

Recomendaciones

La complejidad del yacimiento demanda el conocimiento de diversas áreas y la participación de un equipo multidisciplinario de geólogos e ingenieros para optimizar la estrategia de explotación más adecuada en cuanto a la administración integral de yacimientos; es por eso que, una de las recomendaciones es el estudio de campos análogos con el fin de sugerir la implementación de estrategias que se han tomado en otras partes del mundo con el fin de maximizar la producción, la recuperación y el valor económico del proyecto.

Será necesario la recopilación, análisis y síntesis de la información geológica, geofísica y de producción disponible, para elaborar un modelo representativo de la caracterización estática del yacimiento. Se recomienda la utilización de tecnologías modernas, para integrar la mayor cantidad de información geológica, perfiles sísmicos, y de registros de pozos, para minimizar los riesgos geológicos en la localización de zonas productoras.

El proyecto presenta tres alternativas de explotación, sin embargo, los principales encargados del análisis del Proyecto, no documentan alternativas tecnológicas, ejemplo son:

- Sistemas Artificiales de Producción
- Recuperación Secundaria y/o Mejorada
- Optimización del manejo de la producción en superficie
- Abandono de campos, taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura

Se deberá informar más detalladamente los avances, implementación, ajustes de estrategia y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto. Describir las características de los métodos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

Será necesario que PEMEX cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos y un plan de respuesta a emergencias, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto. Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requerirá de una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociados a factores como pronósticos de producción, vida útil de las instalaciones, entre otros.

Será necesario implementar sistemas de información que permitan acceder de una manera ágil y transparente, a la información petrolera actual de nuestro país.

Bibliografía

- 1.- Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica, Caracterización de Yacimientos, Agosto 2009.
- 2.- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Dictamen del Proyecto de Explotación Poza Rica, Mayo 2011.
3. - Abdus Satter, "The Role of Simulators in Reservoir Management", SPE 25605, 1993.
- 4.- Atlas de Petrología Sedimentaria y Clasificación de Carbonatos 2007.
- 5.- Chouhdary Muhammad Akram, "Improving Oil Recovery Through Integrated Reservoir Management in a Mature Oil Field in Middle East", International Petroleum Technology Conference (IPTC 11677), 2007.
- 6.- Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada", Septiembre 2012.
7. - Conaway Charles, "The Petroleum Industry", Tulsa Oklahoma, 1999.
- 8.- Curso de Reparación y Mantenimiento de Pozos, Tamaulipas 2002.
9. - G. Fabel, "Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning", SPE 54114, 1999.
10. - G.C. THAKUR, "Can Integrated Reservoir Management and Technology Enhance Performance of Water and Gas Floods?" Chevron Petroleum, Technology Company, PETSOC 970302, 1997.
11. - G.C. Thakur, "Seismic Data Acquisition and Processing in Mountainous Thrust Areas", Chevron Petroleum, Technology Company, SEG 19941662, 2001.
12. - G.C. Thakur, "What Is Reservoir Management?" SPE 26289, Chevron Petroleum Technology Co., 2003.
13. - H.B. Chetri, "Integrated Reservoir Management Approach Beats the Impact of Reservoir Heterogeneity, Injectivity Challenges, and Delayed Water Flood in Upper Burgan Reservoir in North Kuwait—A Case History", SPE 111472, 2008.
14. - H.B. Chetri, "Integrated Reservoir Management Utilizing a Portfolio Approach to Beat the Impact of Delayed Water Injection Projects - Opportunistic Strategic Alignment in North Kuwait", IPTC 16553, 2013,
15. - Hagedorn, K.D., "Integrated Reservoir Management Via Full Field Modeling, Pt. McIntyre Field, Alaska", SPE 38851, 1997.
16. - M.A. Dria and Peter Avonstam, Western Atlas Software, "The Use of Integrated Software for Improved Reservoir Management", SPE 28934, 1994.
- 17.- Marhx Rojano Mario A., "Análisis de la Distribución Geológica y Expectativas Petroleras de la Formación Tamabra", Tesis de Maestría, México, UNAM, 2010.
18. - Mohamad Othman, "Angsi Waterflood Management and Surveillance - An Integrated Team Approach", SPE 80538, 2003.
19. - Muñoz Mazo Eduin, "An Integrated Methodology for Water Management Under Operational Restrictions", SPE 139336, 2010.
- 20.- Nieto Serrano José Omar, "Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec", Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 2010.
21. - P.K. Pande" and M.B. Clark, "Application of Integrated Reservoir Management and Reservoir Characterization to Optimize Infill Drilling", SPE 27657, 1994.
22. - Paz V. Francisco, "Métodos de Recuperación en Campos Maduros", Febrero 2014.
23. - PEMEX, "Enciclopedia financiera"(Información electrónica), www.pemex.com

- 24.- PEMEX, "Estudio de Factibilidad del Proyecto Integral Campo Poza Rica Pidiregas", Octubre 2001.onatos 2007
- 25.- PEMEX, "Las Reservas de Hidrocarburos de México", Enero 2011.
- 26.- PEMEX Exploración y Producción, "Bloque Altamira" Resumen Ejecutivo. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Junio 2011.
- 27.- PEMEX Exploración y Producción, "Bloque San Andrés" Resumen Ejecutivo. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Junio 2011.
- 28.- PEMEX Exploración y Producción, "Bloque Tierra Blanca" Resumen Ejecutivo. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Junio 2011.
- 29.- Pemex Exploración y Producción, "Solicitud de Asignación de Campos del Proyecto Integral Poza Rica", Marzo 2014.
30. - Pérez, L.E. Ecopetrol S.A., "Integrated Reservoir Management Enhances the Recovery in a Mature Field", SPE 107885, 2007.
31. - Robin Evans, Ambellia Consultancy, "Decision Analysis for Integrated Reservoir Management", SPE 65148, 2000.
32. - Robert S. Cram, Anadarko Algeria Company, "Components of an Integrated HSE Performance Management System", SPE 125774, 2010.
- 33.- Rosbaco Juan A., "Evaluación de Proyectos, Teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos", Buenos Aires, 1988.
34. - S.C. Gencer, ExxonMobil Upstream Research Co.; "Data Management in Reservoir Simulation", SPE 106075, 2007.
35. - S.L. Lyons, "Integrated Management of Multiple-Reservoir Field Development", SPE 29279, 2005.
- 36.- Salager Jean-Louis, Universidad de los Andes, "Recuperación Mejorada del Petróleo", Venezuela 2005.
- 37.- Society of Petroleum Engineers (SPE), "Sistema de Administración de Recursos Petroleros", Julio 2009.
38. - T. Soeriawinata and M. Kelkar, University of Tulsa, "Reservoir Management Using Production Data", SPE 52224, 1999.
39. - UPIICSA, "Indicadores Económicos", Enero 2008.
40. - Zhimin Du, Southwest Petroleum Institute, "A Computer Aided System of Geology-Engineering-Economy-Production Synergy for Optimization of Integrated Reservoir Management", SPE 80540, 2003.

Nomenclatura

Abreviatura	Concepto
bpd	barriles por día
km	kilómetros
km ²	kilómetros cuadrados
kg/cm ²	kilogramos por centímetro cuadrado
m	metros
mbnm	metros bajo el nivel del mar
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mmbpd	millones de barriles por día
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos por día
mmusd	millones de dólares
mmpesos	millones de pesos
pesos /usd	pesos por dólar
pesos / bpce	pesos por barril de petróleo crudo equivalente
pesos/ mpc	pesos por millar de pie cúbico
usd/b	dólares por barril
usd/mpc	dólares por millar de pie cúbico
usd/bpce	dólares por barril de petróleo crudo equivalente
VPN	Valor Presente Neto
VPI	Valor Presente de la Inversión

Glosario

Densidad ρ :

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

Densidad Relativa ρ_r : es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia.

Compresibilidad: es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión.

La compresibilidad de la formación, está dada por la siguiente ecuación:

$$C_f = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\delta V_\phi}{\delta p} \right)$$

Compresibilidad del aceite (C_o): la compresibilidad es una medida del cambio del volumen del fluido respecto al cambio de presión. Donde la compresibilidad del aceite se define como la variación en el volumen del aceite con respecto a la presión.

Compresibilidad total (C_t): la compresibilidad total se refiere a la variación que presenta el volumen del sistema roca-fluidos respecto al cambio de presión:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f$$

Dónde:

$C_o =$ compresibilidad del aceite

$S_o =$ saturación de aceite

$C_w =$ compresibilidad del agua

$S_w =$ saturación de agua

$C_g =$ compresibilidad del gas

$S_g =$ Saturación de gas

$C_f =$ compresibilidad de la formación

Factor de volumen: es la relación de los fluidos típicos del yacimiento (agua, gas y aceite) medidos a condiciones de yacimiento entre el mismo fluido a condiciones estándar.

Factor de volumen del aceite (B_o): es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas disuelto que contenga medido a condiciones de yacimiento y el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite} + \text{gas disuelto @c. y.}}{\text{volumen de aceite muerto @c. s.}}$$

Factor de volumen del gas (B_g): es el volumen que ocupa en el yacimiento un metro cúbico de gas medido en la superficie a condiciones estándar:

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @c. y.}}{\text{volumen de gas @c. s.}}$$

Factor de volumen total (B_t): el factor de volumen de la fase mixta se define como el volumen de aceite más su gas disuelto más el volumen de gas libre medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar.

Factor de volumen del agua (B_w): es la relación entre el volumen de agua más gas disuelto medido a condiciones del yacimiento y el volumen de agua medido a condiciones estándar.

Gravedad API (American Petroleum Institute): es la medida de la densidad de los hidrocarburos la cual se deriva de su densidad

relativa, se expresa en grados API° y se define con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

Imbibición: esta ocurre cuando un sólido poroso saturado con un fluido se sumerge o se pone en contacto con otro fluido que preferentemente moja al sólido. En este proceso, el fluido que imbibes (mojante) desplaza al fluido que inicialmente se encontraba en el sólido (no mojante).

Mojabilidad: es la capacidad de un fluido para adherirse a la roca. Y está dada por el ángulo de contacto, θ .

Cuando θ es menor a 90° la roca es mojada por agua, y cuando θ es mayor a 90° la roca es mojada por aceite.

Permeabilidad: es la propiedad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Se mide en Darcy. Henry Darcy fue el primero que realizó estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos.

$$V = k \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right) = k \left(\frac{\Delta h}{L} \right)$$

Dónde:

$$V = \text{velocidad aparente de flujo} \left(\frac{\text{cm}}{\text{seg}} \right)$$

k
= constante de proporcionalidad (permeabilidad)

Δh
= diferencia de los niveles manométricos (cm)

L = longitud del empaque de arenas (cm)

Permeabilidad absoluta: es la permeabilidad de la roca cuando el fluido está contenido en los poros.

Permeabilidad relativa: es la capacidad que presenta un fluido para pasar por la roca

cuando se encuentra saturada con dos o más fluidos.

Permeabilidad efectiva: es una medida relativa de la capacidad de un medio poroso de transmitir un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado con más de un fluido. La suma de las permeabilidades efectivas de cada fluido es menor o igual a la permeabilidad absoluta.

Petróleo crudo equivalente: El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Un barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F , y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo.

Porosidad: es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca, se define como la porción de volumen de poro entre el volumen total de la roca.

Presión capilar: es la fuerza por unidad de área causada por las fuerzas a la interfase de dos fluidos. Es una interacción roca-fluido causada por la tensión interfacial que actúa en un tubo capilar. Si un pequeño tubo capilar se coloca en la interfase de dos fluidos, el fluido más pesado se coloca en la parte superior del tubo capilar, un nivel arriba de la interfase.

Presión de saturación: es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases. La presión existente en el yacimiento antes de ser explotado se denomina presión original.

Propiedades de los fluidos de los yacimientos:

Existen distintas formas de clasificar el aceite, una de ellas es la del American Petroleum Institute, el cual clasifica al aceite de acuerdo a su gravedad.

Para su exportación en México, se preparan tres variedades de crudo:

- Istmo: ligero con densidad de 33.6°API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: pesado con densidad de 22°API y 3,3% de azufre en peso
- Olmeca: superligero con densidad de 39.3°API y 0.8% de azufre en peso.

Relación gas-aceite, RGA: es la relación de la producción de gas del yacimiento y la producción de aceite, medidos a condiciones atmosféricas.

Relación de solubilidad (Rs): es el volumen de gas disuelto en el aceite a las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, el cual se libera cuando el volumen de aceite pasa de las condiciones dichas a condiciones estándar.

Saturación del fluido (Sf): la saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido Vf medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros Vp.

Saturación de agua (Sw): es la parte porcentual de agua que se encuentra contenida en la roca.

Saturación de aceite (So): es la parte porcentual de aceite que se encuentra contenida en la roca. Se define como el volumen de aceite contenido en el medio poroso.

Saturación de gas (Sg): es la parte porcentual de gas que se encuentra contenida en la roca. Se define como el volumen de gas contenido en el medio poroso.

Sistema petrolero: es un conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan simultáneamente para la generación y/o acumulación de los hidrocarburos. Se compone por roca generadora, roca almacén, roca sello, trampa y los hidrocarburos que contenga.

Viscosidad: es la resistencia que presentan los fluidos al fluir, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. También puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. La unidad en el sistema CGS para la viscosidad dinámica es el poise (p). Normalmente se usa el centipoise (cp) que es igual a 0.01 poise.

La viscosidad también puede definirse como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido analizado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

$$1 \text{ poise} = 100 \text{ centipoise} = 1 \text{ g}/(\text{cm} \cdot \text{s})$$