



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
CIENCIAS DE LA TIERRA
UNIDAD TICOMAN**

**“ANÁLISIS DE LOS PROCESOS EXPLORATORIOS
Y DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE
YACIMIENTOS PETROLEROS, APLICADO EN LA
CUENCA DE VERACRUZ, MEXICO.”**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

OPCIÓN: TESIS INDIVIDUAL

P R E S E N T A:

MALEMI VÁZQUEZ LAGUNES

Asesor Interno: Ing. René Alejandro Téllez Flores
Asesor Externo: M. en C. Emilio Vázquez Covarrubias



CIUDAD DE MEXICO

NOVIEMBRE DE 2020

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir verdad el (la) (los) que suscribe **Malemi Vázquez Lagunes**, manifiesto ser autor (a) (es) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“ANÁLISIS DE LOS PROCESOS EXPLORATORIOS Y DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS PETROLEROS, APLICADO EN LA CUENCA DE VERACRUZ, MEXICO.”**, en adelante **“LA TESIS”** y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) **“La Tesis”** por un periodo de **indefinidamente** contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a **“El IPN”** de su terminación.

En virtud de lo anterior, **“El IPN”** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de **“La Tesis”**.

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de **“La Tesis”**, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de **“La Tesis”**, por lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso de que el contenido de **“La Tesis”** o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a Noviembre 2020

Atentamente

Malemi

Nombre



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

EP Y T/321/2019.

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 22 de Agosto de 2019.

C. MALEMI VAZQUEZ LAGUNES

PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA GEOLÓGICA

PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"ANÁLISIS DE LOS PROCESOS EXPLORATORIOS Y DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS PETROLEROS, APLICADO EN LA CUENCA DE VERACRUZ, MÉXICO".

- RESUMEN
- ABSTRACT
- I. INTRODUCCIÓN
- II. MARCO GEOLÓGICO PETROLERO
- III. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA, SISTEMAS PETROLEROS, PLAYS Y PROSPECTOS DE LA CUENCA DE VERACRUZ.
- IV. PLANEACIÓN E INGENIERÍA PARA DESARROLLAR UN CAMPO PETROLERO.
- V. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO EN LA CUENCA DE VERACRUZ
- VI. NUEVAS METODOLOGÍAS (E3) CON IMPLICACIONES SISTÉMICAS IMPORTANTES EN EL PROCESO EXPLORATORIO.
- VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ANEXOS: PROCESO EXPLORATORIO EN MEXICO

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.

FRCH/gach*



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA



"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Folio
EP Y T/170/2020.

Asunto
Aprobación de tesis.

CDMX, 01 de octubre de 2020.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **TESIS INDIVIDUAL**, con el tema "**ANÁLISIS DE LOS PROCESOS EXPLORATORIOS Y DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS PETROLEROS, APLICADO A LA CUENCA DE VERACRUZ, MÉXICO**" presentado por la pasante del Programa Académico de Ingeniería Geológica, **C. MALEMI VAZQUEZ LAGUNES** fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES


M. en C. CARLOS MANUEL TEJEDA GALICIA


ING. PAULA NIETO HERNANDEZ


M. en C. GABRIEL BALTIERRA JASSO


ING. GABRIELA SANCHEZ ARAGON


ING. RENE ALEJANDRO TELLEZ FLORES





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio
EP Y T/276/2019.

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 29de julio de 2019.

ING. RENE ALEJANDRO TELLEZ FLORES

PRESENTE

En atención a la Solicitud de la C. **MALEMI VAZQUEZ LAGUNES**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geológica** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis de la pasante mencionada, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por la interesada.

Seguro de contar con su participación, la saludo cordialmente.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

c.c.p. Ing. René Alejandro Téllez Flores.- Jefe del Departamento de Formación Integral e Institucional.
Interesado

FRCH/gach*





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio
EP Y T/277/2019.

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 29 de julio de 2019.

M. en C. EMILIO VAZQUEZ COVARRUBIAS
ESPECIALISTA EN GEOLOGIA PETROLERA
PRESENTE

En atención a la Solicitud de la **C. MALEMI VAZQUEZ LAGUNES**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo que con fines de titulación profesional por la opción de **Tesis Individual**, deberá desarrollar la interesada, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"



Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico

UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

FRCH/gach*



A mi hija **Amélie Charlotte**

Por ser una inspiración en todo momento desde antes de nacer y por alegrar mis días con tu maravillosa personalidad.

A mi madre **Ma. Elena**

Por su apoyo brindado a lo largo de mi formación profesional y personal.

A mi hermana **Niza Elena**

Por la ayuda y apoyo moral que me has dado cada vez que lo requiero además de ser una perfecta amiga para mí.

AGRADECIMIENTOS

A mis profesores por guiarme a lo largo de mi formación profesional y enseñarme valiosos conocimientos que podré aplicar no sólo en mi trabajo sino también en mi vida personal.

A mi maestro y asesor de tesis M. en C. René Alejandro Téllez Flores por haber aceptado la dirección de este trabajo como profesor y sinodal para poder concluir mi formación académica exitosamente. De igual manera al Ing. Carlos Tejeda y a mi asesor interno M. en C. Emilio Vázquez Covarrubias por su apoyo y dirección en la conclusión de la presente tesis, así como al resto de los profesores sinodales que me apoyaron en esta gran etapa de mi vida.

En especial agradecimiento al personal de PEMEX, Exploración y Producción, Activo Integral Veracruz, por las facilidades brindadas, su apoyo y compartir conmigo su experiencia profesional para ampliar mi conocimiento del área para el desarrollo de la presente tesis Ings. Ramón Ramírez Q., Sergio Rivera, Ricardo Hernández.

Al Instituto Politécnico Nacional por influir gratamente en mi educación y esperando poder representar dignamente a esta gran institución, considero que es un privilegio poder ser parte de la familia politécnica.

CONTENIDO

Índice de Figuras

Índice de Tablas

RESUMEN

Página

CAPITULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo General 3

1.2. Objetivo Especifico 3

1.3. Justificación 3

1.4. Hipótesis 4

1.5. Metodología del trabajo 4

1.6. Marco Teórico 4

1.7. Localización del área de estudio 6

1.8. Antecedentes 7

CAPITULO II

2 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA DE VERACRUZ

2.1. Introducción 10

| | |
|---|----|
| 2.2. Evolución Tectónica Sedimentaria | 10 |
| 2.3. Geología Estructural y Estilos Estructurales | 16 |
| 2.4. Estratigrafía y Secuencias Sedimentarias | 20 |

CAPITULO III

3 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA, SISTEMAS PETROLEROS, PLAYS Y PROSPECTOS DE LA CUENCA DE VERACRUZ

| | |
|---|----|
| 3.1. Análisis y Evaluación de la cuenca | 26 |
| 3.2. Análisis y Evaluación de los Sistemas Petroleros | 32 |
| 3.2.1. Roca Generadora, Roca Almacenadora, Roca Sello, Trampa de Hidrocarburos | 36 |
| 3.2.2. Modelado del Sistema Petrolero | 43 |
| 3.3. Plays de la cuenca de Veracruz | 50 |
| 3.4. Prospecto (Localización Exploratoria) | 53 |
| 3.5. Documento de soporte técnico económico final | 65 |

CAPITULO IV

4 PLANEACIÓN E INGENIERÍA PARA DESARROLLAR UN CAMPO PETROLERO

| | |
|--|----|
| 4.1. Metodología para la Optimización del Desarrollo de Campo | 67 |
| 4.2. Planeación para la Perforación del Pozo Exploratorio | 71 |
| 4.3. Ingeniería y Generación del Estudio Integral del Proyecto | 71 |
| 4.4. Caracterización y Delimitación del Yacimiento | 72 |
| 4.5. Proceso Integral de Reservas | 74 |
| 4.6. Proceso de Abandono | 76 |

CAPITULO V

5 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO EN LA CUENCA DE VERACRUZ

| | |
|---|----|
| 5.1. Desarrollo del Campo | 78 |
| 5.1.1. Antecedentes Geológicos y Geofísicos | 79 |
| 5.1.2. Caracterización del Pozo 1, Programación y Perforación del Pozo Delimitador | 85 |
| 5.1.3. Análisis de Producción | 87 |
| 5.2. Cálculo de Reservas | 91 |
| 5.2.1. Cálculo de Reserva Volumétrica (BGI y FRG) | 91 |
| 5.2.2. Infraestructura | 92 |

CAPITULO VI

6 NUEVAS METODOLOGÍAS (E3) CON IMPLICACIONES SISTÉMICAS IMPORTANTES EN EL PROCESO EXPLORATORIO

| | |
|--|-----|
| 6.1. Pasos para Ejecutar la Metodología E3 | 97 |
| 6.1.1. Paso 1 | 97 |
| 6.1.2. Paso 2 | 98 |
| 6.1.3. Hechos Relevantes | 99 |
| 6.1.4. Paso 3 | 100 |
| 6.1.5. Paso 4 | 101 |
| 6.1.6. Paso 5 | 102 |
| 6.1.7. Paso 6 | 103 |

| | |
|---------------------------------------|-----|
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 106 |
|---------------------------------------|-----|

| | |
|---------------------|-----|
| BIBLIOGRAFÍA | 108 |
|---------------------|-----|

| | |
|---------------|-----|
| ANEXOS | 114 |
|---------------|-----|

ÍNDICE DE FIGURAS

| | Número de página |
|--|------------------------|
| <u>Figura 1.5.1:</u> Representación de la organización del trabajo de investigación con base en Ezequiel Ander-Egg..... | 4 |
| <u>Figura 1.7.1:</u> <i>Ubicación de la Cuenca de Veracruz</i> | 6 |
| <u>Figura 2.2.1:</u> <i>Modelo Tectónico mostrando el paso del macizo de Chiapas por la gran falla transformante durante el Tithoniano</i> | 11 |
| <u>Figura 2.2.2:</u> <i>Mapa mostrando la distribución de las grandes plataformas carbonatadas en el Margen Pasivo del Golfo de México durante el Cretácico Temprano y Medio</i> | 13 |
| <u>Figura 2.2.3:</u> <i>Modelo Tectónico mostrando el inicio de la Orogenia Chiapaneca, mostrando la interacción del Eje Neovolcánico con el macizo de Santa Ana</i> | 15 |
| <u>Figura 2.2.4:</u> <i>Mapa mostrando las ubicaciones de los distintos campos petroleros de la Cuenca de Veracruz</i> | 16 |
| <u>Figura 2.3.1:</u> <i>Imagen sísmica orientada NW-SE en profundidad mostrando las características de compresión y el frente tectónico sepultado</i> | 18 |
| <u>Figura 2.3.2:</u> <i>Geología estructural de la Cuenca de Veracruz</i> | 19 |
| <u>Figura 3.1.1:</u> <i>Esquema mostrando la cuenca de antepaís Veracruz, formada durante el Terciario y el cinturón orogénico al occidente</i> | 29 |
| <u>Figura 3.1.2:</u> <i>Diagrama de flujo del proceso de Análisis de Cuencas en PEP</i> | 31 |
| <u>Figura 3.2.1:</u> <i>Diagnóstico de los elementos y procesos del Sistema Petrolero</i> | 34 |
| <u>Figura 3.2.2:</u> <i>Imagen que explica el tipo de Kerógeno que define la materia orgánica, qué definirá el tipo de hidrocarburo a generar</i> | 38 |

| | |
|--|----|
| <u>Figura 3.2.3:</u> <i>Secuencia de análisis para clasificar y evaluar el potencial almacenador de una roca.....</i> | 39 |
| <u>Figura 3.2.4:</u> <i>Fotografía de fragmentos de núcleos y sección sísmica que muestran que la continuidad lateral del sello regional determina su efectividad y controla el sistema de migración.....</i> | 41 |
| <u>Figura 3.2.5:</u> <i>Diagrama esquemático de trampas de hidrocarburos (áreas en negro) más comúnmente asociadas con los estilos estructurales de las cuencas sedimentarias. Se omiten las trampas estrictamente estratigráficas y las trampas asociadas a corrimientos del basamento.....</i> | 42 |
| <u>Figura 3.2.6:</u> <i>Flujo para el modelado geológico del Sistema Petrolero....</i> | 43 |
| <u>Figura 3.2.7:</u> <i>Ejemplo de curva de sepultamiento y estimación de edad de ingreso de cuatro rocas generadoras.....</i> | 46 |
| <u>Figura 3.2.8:</u> <i>Ejemplo de una sección geológica restaurada a partir del estado actual.....</i> | 47 |
| <u>Figura 3.2.9:</u> <i>Imagen tridimensional mostrando uno de los horizontes generadores del Golfo de México, incluyendo el mapa de madurez, rutas de migración y zonas de entrapamiento. Producto obtenido del Modelado de Sistemas Petroleros pseudo-3D.....</i> | 48 |
| <u>Figura 3.2.10:</u> <i>Ejemplo de la carta de eventos del Sistema Petrolero.....</i> | 49 |
| <u>Figura 3.3.1:</u> <i>Diagrama de la extensión de un Play con base en la presencia de los elementos que los constituyen.....</i> | 51 |
| <u>Figura 3.4.1:</u> <i>Ejemplos de secciones sísmicas mostrando puntos brillantes o anomalías de amplitud que contrastan con las reflexiones en el entorno.....</i> | 57 |
| <u>Figura 3.4.2:</u> <i>Metodología de trabajo para realizar un estudio de AVO. El diagrama de flujo muestra las actividades principales y datos necesarios para efectuar el análisis de AVO y sustitución de fluidos.....</i> | 58 |
| <u>Figura 3.4.3:</u> <i>Diagrama que ilustra en los gráficos cruzados Intersecto vs Gradiente los escenarios posibles de una arena saturada con gas, agua y aceite.....</i> | 60 |

| | |
|--|-----|
| <u>Figura 3.4.4:</u> <i>Flujo de trabajo para llevar a cabo un estudio de inversión sísmica.....</i> | 61 |
| <u>Figura 3.4.5:</u> <i>A la izquierda se muestra la extracción de amplitudes RMS sobre la estructura de Trión y a la derecha su correspondiente anomalía de resistividad.....</i> | 62 |
| <u>Figura 4.1.1:</u> <i>Caracterización de yacimientos con sus elementos.....</i> | 69 |
| <u>Figura 4.1.2:</u> <i>Fases del ciclo de vida de un proyecto.....</i> | 69 |
| <u>Figura 4.5.1:</u> <i>Cálculo de reservas de hidrocarburos de un yacimiento....</i> | 75 |
| <u>Figura 4.5.2:</u> <i>Clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos de un yacimiento.....</i> | 76 |
| <u>Figura 5.1.1:</u> <i>Mapa ubicando el campo B en la cuenca de Veracruz.....</i> | 79 |
| <u>Figura 5.1.2:</u> <i>Las líneas sísmicas que muestran los elementos estructurales.....</i> | 80 |
| <u>Figura 5.1.3:</u> <i>Marco estratigráfico regional con las cinco unidades productoras del campo B.....</i> | 83 |
| <u>Figura 5.1.4:</u> <i>Electrofacies del pozo 1.....</i> | 84 |
| <u>Figura 5.1.5:</u> <i>Geometría tipo para el campo B de 20" x 13 3/8" x 9 5/8" x liner 7" y TP 2 7/8" con una profundidad desarrollada promedio de 2800 md.....</i> | 86 |
| <u>Figura 5.1.6:</u> <i>Evaluación petrofísica nivel MM40 en el pozo 1.....</i> | 89 |
| <u>Figura 6.1.1:</u> <i>Explicación del proceso de Front-End-Loading (FEL), su procedimiento y acciones.....</i> | 95 |
| <u>Figura 6.1.2:</u> <i>Explicación de las tres fases de la metodología E3.....</i> | 96 |
| <u>Figura 6.1.3:</u> <i>Explicación del procedimiento de la trata de información mediante la Matriz de Incertidumbres.....</i> | 102 |
| <u>Figura 6.1.4:</u> <i>Explicación y ubicación de las evaluaciones ECD y EDT en el procedimiento.....</i> | 104 |
| <u>Figura 6.1.5:</u> <i>Principales compañías que utilizan la metodología FEL.....</i> | 105 |

| | |
|--|-----|
| <i>Figura A.1.1: Descripción gráfica de los procesos de exploración y producción, tomando como referencia a los procedimientos de PEMEX.....</i> | 114 |
|--|-----|

ÍNDICE DE TABLAS

| | Número de página |
|---|------------------------|
| <u>Tabla 2.4.1:</u> <i>Columna cronoestratigráfica de la cuenca de Veracruz.....</i> | 24 |
| <u>Tabla 3.2.1:</u> <i>Insumos requeridos para el modelado de sistemas petroleros.....</i> | 45 |
| <u>Tabla 3.3.1:</u> <i>Tabla con los sistemas petroleros generadores de hidrocarburos en la cuenca de Veracruz.....</i> | 53 |
| <u>Tabla 4.4.1:</u> <i>Clasificación de los mecanismos de exploración de los yacimientos.....</i> | 74 |
| <u>Tabla 5.1.1:</u> <i>Parámetros petrofísicos de la unidad MM40 del campo B....</i> | 90 |
| <u>Tabla 5.2.1:</u> <i>Volúmenes originales del campo B.....</i> | 92 |
| <u>Tabla 5.2.2:</u> <i>Infraestructura del campo B.....</i> | 93 |

RESUMEN

En la presente tesis son integradas, descritas y aplicadas las unidades de análisis de los procesos para la exploración y explotación de los hidrocarburos, constituidos dentro de la cadena de valor de Pemex Exploración y Producción. Estas metodologías han sido funcionales y exitosas en las actividades multidisciplinarias con los equipos de trabajo de geociencias e ingeniería, encargados de evaluar el potencial petrolero, incorporar y caracterizar reservas o delimitar los yacimientos de hidrocarburos.

Esta metodología se ha estado aplicando en las cuencas de México, las cuales, al ser aplicadas correctamente, ha servido para disminuir el riesgo geológico y logrado mayor posibilidad de éxito comercial petrolero.

Durante la estancia en el área de Pemex Exploración y Producción, se participa en algunos de los procesos aplicados en la cuenca de Veracruz, juntamente con la aplicación de técnicas modernas e innovadoras, siendo testigo del trabajo de técnicos e ingenieros con una vasta experiencia del área, Pemex ha logrado el éxito comercial de decenas de campos de aceite y gas descubiertos en los últimos años dentro de la cuenca de Veracruz, así como en otras cuencas petroleras de México.

ABSTRACT

In this thesis the units of analysis of the processes for the exploration and exploitation of hydrocarbons, constituted within the value chain of Pemex Exploration and Production, are integrated, described and applied. These methodologies have been functional and successful in multidisciplinary activities with the geosciences and engineering work teams, responsible for evaluating oil potential, incorporating and characterizing reserves or delimiting hydrocarbon deposits.

This methodology has been applied in the watersheds of Mexico, which when applied correctly has served to reduce geological risk and achieved a greater possibility of commercial oil success.

During the stay in the Pemex Exploration and Production area, he participated in some of the processes applied in the Veracruz basin, together with the application of modern and innovative techniques, witnessing the work of technicians and engineers with vast experience in the area Pemex has achieved the commercial success of dozens of oil and gas fields discovered in recent years within the Veracruz basin, as well as in other oil basins in Mexico.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

En 2014 – 2015 con la apertura en la exploración y explotación de los recursos petroleros de México a las compañías petroleras extranjeras y del país con la reforma energética, hoy en día es muy importante y necesario conocer los procedimientos y metodologías integrales de trabajo, empleados por las diferentes compañías, para la presente tesis se tomó como base la metodología propiamente integrada por Pemex.

La integración de los diferentes procesos de la cadena de valor de exploración y producción cuya función permitirá realizar un análisis interno de una empresa a través de su desagregación en sus actividades principales generadoras de valor.

El proceso Exploratorio que se desarrolla en Pemex Exploración y Producción contempla toda la unidad de análisis de las geociencias, paralelamente conlleva los elementos de seguridad y control ambiental, esta se inicia desde el análisis y evaluación de la cuenca geológica petrolera, que dentro de esa cuenca se tenga el funcionamiento del sistema petrolero que determina la presencia, calidad y madurez de la roca generadora y de los tipos de hidrocarburos, el desarrollo de los modelos geológicos para así conocer la distribución de las rocas almacenadoras y los sellos, para posteriormente definir y precisar los plays productores que fijarán las áreas en donde será la ubicación más factible para situar la localización o prospecto con menor riesgo y mayor certidumbre de encontrar hidrocarburos, para que finalmente, de ser productor el pozo exploratorio, se podrá realizar la evaluación económica para el posterior desarrollo del yacimiento (Pemex, 2014).

En una segunda etapa del proceso se analizan y describen los procedimientos para el plan de actividades de ingeniería petrolera que se deberán realizar para explotar y delimitar el yacimiento de cualquier campo petrolero ya sea de aceite o gas o ambos, para lo cual se describen los diferentes modelados integrados para medir el potencial de hidrocarburos del yacimiento, asimismo realizar el cálculo volumétrico de reservas posibles, probables y probadas, 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Con este modelo se clasifican y organizan los procedimientos de Pemex Exploración y Producción (PEP) con el propósito de continuamente mejorar la tecnología, también permite identificar y analizar diversas actividades estratégicamente relevantes (Pemex, 2014).

1.1 Objetivo General.

Explicar los procedimientos que se emplean en las etapas de Exploración y Producción en un yacimiento petrolero, que refleje las actividades integrales de las geociencias.

1.2 Objetivo Específico.

Describir la metodología empleada en Pemex Exploración y Producción para el conocimiento de la comunidad politécnica y del lector.

1.3 Justificación.

La información contenida en esta tesis es de gran importancia debido a que, en la carrera de ingeniería geológica, no se incluye dentro del programa académico, ni forma parte de ninguna unidad de aprendizaje, es contenido que el estudiante promedio solo tiene una vaga idea, mas no conoce realmente.

Esta tesis ofrece una investigación que podría ser de gran utilidad por la calidad de la información, el nivel y profundidad del contenido aquí descrito podría ser provechoso para la comunidad geocientífica y tener distintas aplicaciones en el ámbito petrolero.

Esta propuesta de tesis resuelve ciertas dudas que la comunidad estudiantil de las geociencias tiene desde el momento de iniciar la carrera, hasta ser un egresado, ya que el contenido de este documento no se proporciona en ningún momento de la vida estudiantil, aunque lo descrito aquí solo sea de manera superficial, fomenta el conocimiento básico sobre este tema en particular y puede ser complementado y/o actualizado por el usuario que consulte esta investigación.

1.4 Hipótesis.

A partir del análisis y la evaluación de la metodología de Pemex Exploración y Producción se propone el desarrollo del yacimiento B tomándolo como ejemplo.

1.5 Metodología de trabajo.

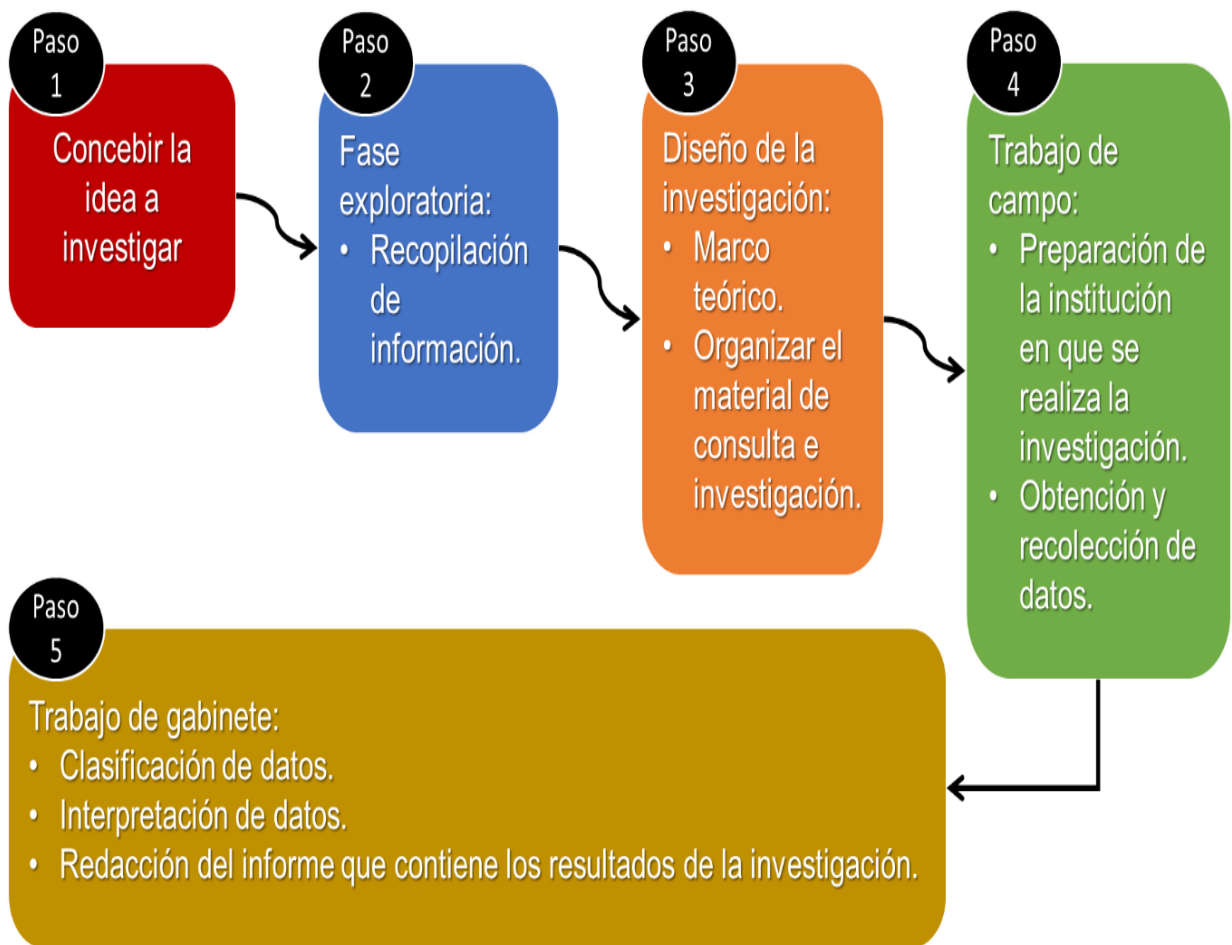


Figura 1.5.1. Representación de la organización del trabajo de investigación con base en Ezequiel Ander-Egg, 1995.

1.6 Marco Teórico.

De acuerdo con Allen & Allen (2005, p. 12) señalan que <<los esquemas de clasificación para las cuencas sedimentarias deben revelar algo del mecanismo subyacente para el desarrollo de la cuenca y reflejar la variabilidad natural del mundo

real>>. Las clasificaciones más recientes de cuenca se ven influenciadas por antiguos trabajos de Dickinson en 1974, el cual enfatizaba la posición de la cuenca en relación con el tipo de sustrato litosférico, la proximidad de la cuenca al margen de una placa y el tipo de límite de placa más cercano a la cuenca (divergente, convergente, transformada). Con el tiempo, se continuaba la búsqueda de una clasificación de cuencas práctica, e incluso también es perseguida por grupo Exxon hasta el punto de diseñar una fórmula para cuencas, lo que facilita las comparaciones entre cuencas y proporciona una idea "instantánea" del potencial de hidrocarburos, este también se basaba en el trabajo de Dickinson pero categorizaba a las cuencas de acuerdo con tres factores críticos: la tectónica formadora de la cuenca, las secuencias deposicionales que llenan la cuenca y la tectónica modificadora de la cuenca.

El Golfo de México es una cuenca tipo rift que se formó desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Tardío. En este contexto tectónico, la Cuenca de Veracruz estuvo ubicada en la margen oeste del rift, zona dominada por la extensión y subsidencia asociadas a la apertura del Golfo de México durante el Jurásico (Pindell, et al. 2002 y Pindell y Kennan, 2007).

El carácter sedimentario de las cuencas está determinada por el equilibrio entre la subsidencia tectónica causando alojamiento a largo plazo y flujo de sedimentos. Por lo tanto, las cuencas sedimentarias no deben considerarse como receptáculos pasivos, sino como entidades dinámicas ocupadas por complejos sistemas de procesos físicos y biológicos. Es claramente importante poder predecir el flujo de masa a largo plazo desde el interior a las cuencas sedimentarias y también al tiempo de respuesta del interior a los cambios en las variables de fuerza como el clima y la tectónica. Mucha de la investigación en la actualidad está dirigida a comprender el acoplamiento entre la erosión y la tectónica a escalas espaciales medianas a grandes apropiadas para las cuencas sedimentarias. (Allen & Allen, 2005). Asimismo, el análisis de cuenca es una plataforma para la evaluación del potencial petrolero no descubierto de un área. Las evaluaciones de este tipo guían los programas de exploración de la industria petrolera. La comprensión de la distribución y evolución de las secuencias y facies deposicionales permite hacer predicciones racionales y realistas de rocas fuente de

petróleo, rocas de reserva y caprocks, los bloques de construcción de un play de petrolero. El desarrollo estructural asociado de la cuenca es el principal responsable de la formación de trampas de petróleo.

1.7 Localización del área de estudio.

La Cuenca Veracruz (CV), está ubicada en la región central del estado de Veracruz, correspondiente al margen Occidental de la planicie costera del Golfo de México (Figura 1.7.1). Limitada al NW por la Cuenca Tampico-Misantla y al SE por la Cuenca Salina del Istmo. Está constituida por dos elementos paleotectónicos que son: La Plataforma Mesozoica de Córdoba y la cuenca Terciaria de Veracruz, las cuales están separadas por una serie de fallas regionales de tipo competitivo (cabalgamiento).

La columna sedimentaria está constituida por rocas Mesozoicas y rocas Terciarias siliciclásticas, alcanzando un espesor aproximado de 12 km o más en su depocentro. Esto se profundizará más a detalle en los próximos capítulos dentro del documento.



Figura 1.7.1. Ubicación de la Cuenca de Veracruz, tomada de CNH, 2012.

1.8 Antecedentes.

En 1921, compañías extranjeras iniciaron la exploración de la cuenca de Veracruz. La producción de hidrocarburos inició en 1953 con el descubrimiento del campo Angostura, productor de aceite. La producción de gas comenzó en 1956, con el descubrimiento del pozo Mirador-1, en sedimentos del Terciario, y en el Mesozoico Superior con la perforación del pozo San Pablo-4. Adicionalmente, otros campos contribuyeron a la producción de gas, entre estos, los campos Cocuite, Novillero y Veinte (Meneses de Gyves, 1999).

En la década de los 60s se descubren los campos Cocuite, Novillero y Veinte. En la década de los 70's, importantes campos fueron descubiertos en formaciones del Cretácico, tal como los campos Mata Pionche, Mecayucan y Cópite. Estos fueron productores de aceite originalmente, aunque recientemente han producido gas húmedo.

En 1970 a finales de 1990, se activa la exploración con la adquisición de la sísmica 2D, confirmando los modelos geológicos, de la Cuenca con el propósito de mejorar el conocimiento de los campos en explotación que ofrecen oportunidad de incrementar reservas y volúmenes de producción, se llevaron a cabo estudios de caracterización estática y dinámica de los yacimientos. Sin embargo, debido a la limitada información existente de la sísmica y de registros geofísicos, los resultados de dichos estudios indican la necesidad de complementar la toma de información de ubicación de los campos (Guzman Vega, y otros, 2001).

Fue hasta finales de los años 90 cuando la Cuenca de Veracruz se revela como resultado de la perforación exitosa, nuevos yacimientos han sido descubiertos con nuevas técnicas de sísmica 2D y 3D, adquirida hasta el año 2000, La aplicación de atributos de amplitud, ayudó a interpretar los cambios litológicos para definir los modelos de depósitos y acumulaciones de hidrocarburos, gracias a esto se desarrollan nuevos campos (Playuela, Vistoso, Apertura, Madera, Arquimia y Papan), llegando a constituirse como una de las principales cuencas productora de gas del país, con más de 15 campos productores de gas seco, asociado y no asociado. En estos años se da

la apertura a diferentes compañías especializadas tales como Chevron, Amoco, BP, entre otras, con personal técnico especializado de PEMEX, mediante asesorías e intercambio tecnológico, logrando importantes conocimientos de metodologías innovadoras y resultados económicos petroleros favorables, alcanzando la producción de los 500 MMPCD de gas (PEMEX, 2005).

La cuenca Terciaria de Veracruz produce principalmente gas seco en trampas de tipo combinada (estructural-estratigráfica) y estratigráficas, con sello de lutitas en la columna Terciaria, recientemente en 2001 se encontró aceite pesado 22° API en sedimentos del Eoceno Medio (Valdivieso Ramos & Martínez Treviso, 2006).

En el 2006 se adquirieron 1,428 km² de sísmica 2D, con parámetros más robustos y mayor densidad de líneas, la calidad de la información va de regular a pobre. En el 2010 se adquirieron 128 Km² de sísmica 2D y 3D, propiedades petrofísicas con la finalidad de ver la respuesta de los atributos sísmicos de la onda S, 30 Km² de sísmica 2D para detallar la interpretación estructural y 509 Km² de sísmica 2D con un tiempo de grabación de 14 segundos para determinar la configuración del basamento y las fallas principales que conectan la roca generadora del Jurásico con la roca almacenadora del Neógeno-Paleógeno. Para el año del 2012 se tienen 12,000 km², que cubren aproximadamente el 70% de la superficie total de la CV (Proyecto Integral Veracruz, Pemex 2014).

En el periodo mencionado se han definido los modelos geológicos y la distribución de los plays, lo que ha permitido identificar mayor número de oportunidades exploratorias, disminuir el riesgo geológico e incorporar reservas de hidrocarburos.

Del 2013 al 2015 con el objeto de cubrir la totalidad del área, se realizaron los estudios sísmicos 3D Mata Verde y Loma Bonita-Ixcatlán Terrestres, con un área de 1,030 km² y 1,315 km² respectivamente. Asimismo, sísmica 3D en los estudios Jaltepec y Acayucan (PEMEX, 2014).

Actualmente los diversos estudios, tales como los petrofísicos, de modelado, etc., tienen como objetivo obtener una imagen sísmica de calidad para objetivos

específicos, que permita la identificación de nuevas oportunidades exploratorias en esas áreas y que requieren información de mayor resolución.

Capítulo 2 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA DE VERACRUZ

2.1 Introducción.

La geología regional es el estudio geológico de las regiones a gran escala. Por lo general, abarca múltiples disciplinas geológicas para unir la historia de un área.

Para realizar un proceso exploratorio se debe definir el “marco geológico” de una cuenca sedimentaria que en épocas anteriores se definían así:

- Evolución tectónica sedimentaria
- Geología estructural y estilos estructurales
- Estratigrafía y secuencias sedimentarias

Sin embargo, como se observó, este es un análisis muy general. Un análisis de procesos exploratorios requiere de la información planteada en los puntos anteriores de forma que el contenido se presente de manera íntegra y profunda, el documento actual abarca estos temas de manera superficial.

2.2 Evolución Tectónica Sedimentaria.

La Cuenca de Veracruz está ubicada en el margen oeste del rift, zona dominada por la extensión y subsidencia asociadas a la apertura del Golfo de México durante el Jurásico (Pindell, et al. 2002 y Pindell y Kennan, 2007). Para el Cretácico, en el área se emplaza una margen pasiva, la cual será deformada posteriormente por varias etapas de compresión denominadas Orogenia Laramide (Maastrichtiano-Eoceno Medio), Chiapaneca (Mioceno Medio) y Campechana (?) (Mioceno Medio-Plioceno Inferior).

Durante la etapa de evolución de la Orogenia Laramide en la cuenca tipo foreland en la región de Veracruz, la cual tiene su máximo desarrollo durante el Paleógeno. Esta deformación se asocia a la subducción en el Pacífico de la placa Farallón debajo de la Placa Americana (Pindell, et al. 2002). Para finales del Mioceno Temprano ocurre una etapa compresiva que provoca la formación una cuenca de edad Mioceno Medio-

Mioceno Superior aislada del resto del Golfo de México, en estricto sentido ésta corresponde con la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Varios periodos de vulcanismo han ocurrido al menos desde el Oligoceno hasta la actualidad. Este vulcanismo es asociado al cambio de ángulo de subducción de la placa de Cocos bajo la placa Americana (Pindell, et al. 2002). Con la ruptura de la corteza continental durante el Calloviano, se da la invasión incipiente de aguas marinas provenientes del Pacífico, dando lugar a depósitos gruesos de sal (Meneses, R., 1995; Pindell J, 2000).

Para el Oxfordiano, el Macizo de Chiapas y por inferencia el Bloque Maya o Yucatán llegaron esencialmente a su actual posición con respecto al cratón de Norte América. Esto difiere con la visión de Pindell, (2002), donde se estipula que el Macizo de Chiapas llego a su posición actual hasta el Cretácico Temprano (Figura 2.2.1). En el Kimmeridgiano y Tithoniano, se genera la corteza oceánica. Al tiempo que el Tithoniano se depositaron en el centro del área de estudio carbonatos arcillosos en condiciones anóxicas y pasivas (Meneses, R. 1995). Este tipo de sedimentos actúan como roca generadora en la Cuenca de Veracruz.

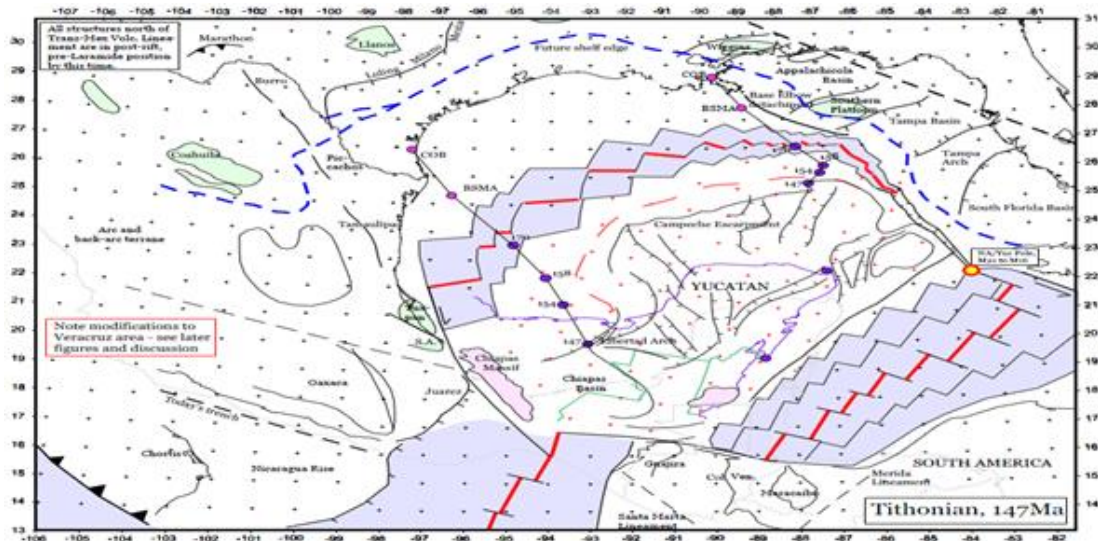


Figura 2.2.1. Modelo Tectónico, tomado de Pindell, 2002, mostrando el paso del Macizo de Chiapas por la gran falla transformante durante el Tithoniano.

Para el Berriasiano y Valanginiano, es el término del movimiento del Bloque de Yucatán, así como del ascenso del Macizo de Chiapas frente a las actuales costas de Veracruz (Pindell J, 2002).

En el Cretácico Temprano (Wilson 1975), la cuenca entra en una etapa de margen pasiva, durante la cual ocurre una subsidencia por enfriamiento y cambios relativos en el nivel del mar. Por lo que se emplazan las grandes Plataformas Carbonatadas del Golfo de México (Meneses R, 1995).

En tanto que en el Cretácico Medio, la cuenca entra en un ambiente de estabilidad tectónica, a excepción de la constante subsidencia que actúa en el área. Las plataformas carbonatadas de Zapotitlán, Orizaba y Córdoba (Meneses Rocha, J., 1995) son ejemplos de esta etapa.

Del Cenomaniano Tardío al Turoniano Temprano, ocurre una fase de máxima inundación durante la cual se depositaron en la parte oriental de la plataforma sedimentos calcáreo-arcillosos en un ambiente de cuenca anóxica (Figura 2.2.2).

Mientras que el Cretácico Tardío tiene lugar el evento tectónico de la Orogenia Laramide (Meneses Rocha, J., 1995), es el movimiento tectónico más importante que origina la creación de la Sierra Madre Oriental. Este evento tectónico se reconoce en la cuenca como el Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica en la superficie y en el subsuelo se continúa hacia la Cuenca de Veracruz como el Frente Tectónico Sepultado. Este evento se generó por el efecto de la subducción de la placa de Farallón debajo de la Norteamericana en el Pacífico (Pindell, J., 2002).

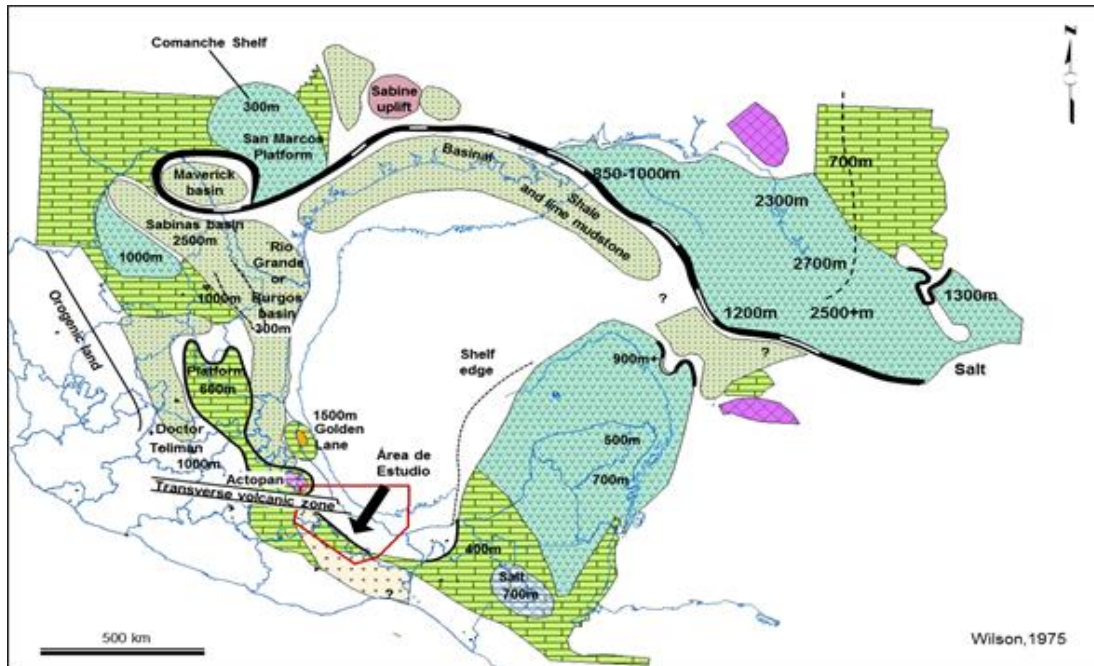


Figura 2.2.2. Mapa mostrando la distribución de las grandes plataformas carbonatadas en el Margen Pasivo del Golfo de México durante el Cretácico Temprano y Medio; (Tomado de Wilson, 1975).

Justo en este periodo se considera que termina la subsidencia térmica e inicia la subsidencia de carga que origina estructuración de las secuencias mesozoicas en la cuenca de Veracruz asociado a esfuerzos isostático.

Para el Oligoceno, la Cuenca de Veracruz es expuesta a esfuerzos compresivos que inducen la formación de cabalgaduras convergentes opuestas provocada por la Orogenia Laramide. Las secuencias sintectónicas depositadas, muestran cambios de espesor y discordancias. Mientras que en las estructuras de Mata Espino, Perdiz y Coapa cabalga el Paleoceno sobre el Eoceno.

La deformación Laramide deja de actuar en la Cuenca de Veracruz en el Eoceno Medio. Para esta etapa, se manifiestan los efectos del Bloque Chortís en la activación de las estructuras de Anegada y Los Tuxtles. Además comienza la emersión de la Sierra de Zongolica, que es la principal fuente de aporte de sedimentos hacia la Cuenca de Veracruz, propiciando una subsidencia tectónica debido a la carga

litostática (Meneses, R., 1994). Estos eventos compresivos conllevan a la formación de una cuenca tipo foreland a inicios del Paleoceno.

Los efectos contraccionales tectónicos también tuvieron sus efectos sobre los altos de Anegada y Los Tuxtlas. Una de las hipótesis postuladas indica que este alto es el resultado de un levantamiento periférico como elemento evolutivo de una cuenca tipo foreland (Allen y Allen, 1990).

El continuo movimiento hacia el oriente del Bloque Chortis en el Eoceno Tardío provocó el levantamiento de las estructuras de Perdiz, con la consecuente erosión regional del occidente de la cuenca. Estos esfuerzos dejaron de actuar durante el Oligoceno, ya que el Bloque Chortis cesa su desplazamiento y se posiciona en la parte sur de la Cuenca de Veracruz.

En el Mioceno Temprano-Medio comienza la actividad de la Placa de Cocos en el área (Figura 2.2.3.), reactivando el desplazamiento del Bloque Chortis hacia el oriente. Esto permite un cambio en la dirección de esfuerzos de estructuras en la Cuenca de Veracruz. A este evento se le denomina Orogenia Chiapaneca. Esto genera la reactivación en las estructuras de Anegada y Los Tuxtlas, provocando el inicio de una compresión en la cuenca.

En el Mioceno Medio se genera el acortamiento de la cuenca, iniciando la inversión de fallas asociadas a una superficie de despegue regional en los sedimentos tipo arcillosos del Eoceno Inferior y, por lo tanto, la creación de sistemas de estructuras plegadas, falladas con doble vergencia y con una dirección NW-SE (Pindell, 2002).

El Mioceno Inferior y Medio se caracteriza por la presencia de cañones esculpidos en el Frente Tectónico, los cuales fueron el conducto por donde fluyeron y se depositaron una serie de sedimentos característicos de flujos de escombros, abanicos de pie de talud, complejos de canales y abanicos de piso de cuenca con grandes espesores que en combinación con el sistema compresivo en los sinclinales que disminuyen hacia los anticlinales que continúan levantándose por la compresión (Figura 2.2.3.).

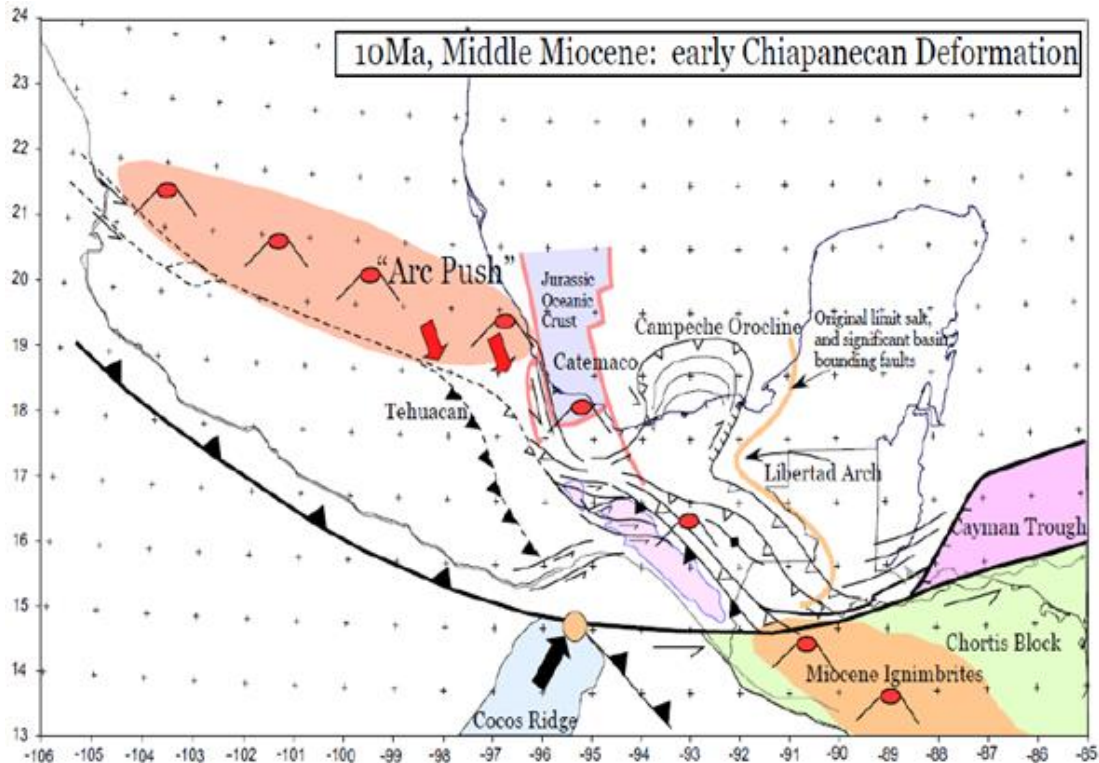


Figura 2.2.3. Modelo Tectónico mostrando el inicio de la Orogenia Chiapaneca, mostrando la interacción del Eje Neovolcánico con el Macizo de Santa Ana, tomado de Pindell, 2002.

En el Mioceno Superior el emplazamiento del Complejo Volcánico Anegada los Tuxtlas, limitó el paso de sedimentos hacia el Golfo de México; por lo cual las facies son canalizadas y orientadas noroeste-sureste, evolucionando la cuenca a un mar poco profundo en condiciones más euxínicas, lo que permitió el depósito de arcillas con contenido orgánico y areniscas canalizadas (Meneses de Gyves, 1953).

En la porción norte de efecto de compresión fue menor, lo cual permitió el desarrollo de amplios abanicos con fuente de aporte en el extremo noroeste y distribución hacia el sur y sureste, que en este caso llega a formar grandes lóbulos en el depocentro principal de la cuenca.

En la parte sur, el desarrollo de abanicos estuvo condicionado con fuentes de aporte en el sureste y dispersión hacia el noroeste. Esta secuencia se destacó por ser de las

más importantes productoras de gas en la Provincia de Veracruz. La acumulación de sedimentos de la Cuenca de Veracruz se da en el Plioceno (Meneses de Gyves, 1953).

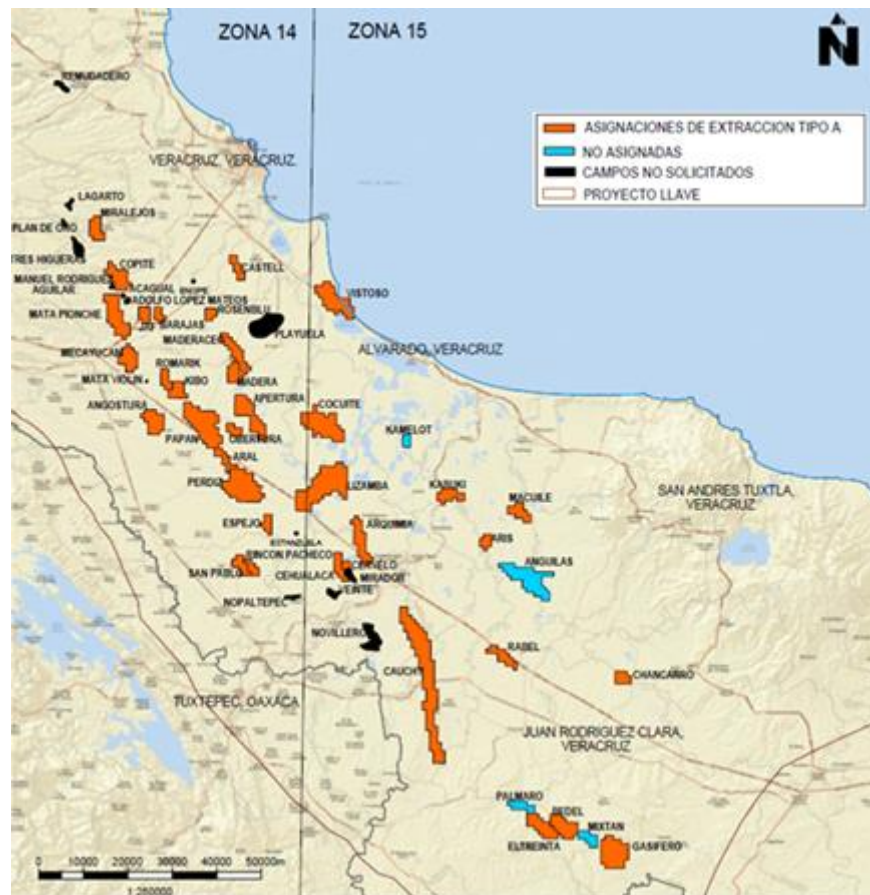


Figura 2.2.4. Mapa mostrando las ubicaciones de los distintos campos petroleros en la Cuenca de Veracruz, Tomado de PEMEX, 2014.

2.3 Geología Estructural y Estilos Estructurales.

Actualmente la Cuenca de Veracruz se conforma por dos unidades tectónicas-estratigráficas bien definidas: la Plataforma de Córdoba y la Cuenca Terciaria.

En el Cretácico Temprano, los ciclos relativos del nivel del mar y/o actividad tectónica comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba) y cuencas asociadas (Cuenca Terciaria de Veracruz) que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales que iniciaron durante el Mesozoico.

El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental, también conocido como Plataforma de Córdoba, está formada por calizas del Cretácico Medio-Tardío, que son productoras de aceite medio a pesado (entre 20° y 23° API) y gas amargo húmedo (gas natural con hidrocarburos líquidos y contiene ácido sulfhídrico). La Cuenca Terciaria de Veracruz, constituida por rocas siliciclásticas de edad Terciaria, es una cuenca formada durante el Paleoceno-Oligoceno.

El evento tectónico de la Orogenia Laramide a partir de la deformación estructural del frente tectónico sepultado durante el Eoceno, ocasionó la formación de taludes inestables al W de la Cuenca de Veracruz, provocando sedimentación de clásticos de talud y pie de talud (flujo de escombros), a lo largo del margen oriental del Cinturón Plegado.

Para el Cretácico en el área se emplaza un margen pasivo, la cual será deformada posteriormente por varias etapas de compresión denominadas Laramide (Maastrichtiano-Eoceno Medio), Chiapaneca (Mioceno Medio) y Campechana (?) (Mioceno Medio-Plioceno Inferior).

Durante la etapa de la deformación Laramide se forma una cuenca de tipo foreland en la región de Veracruz, la cual tiene su máximo desarrollo durante el Paleógeno. Esta deformación se asocia a la subducción en el Pacífico de la placa Farallón debajo de la placa Americana (Pindell, et al. 2002).

A principios del Paleógeno y durante este, la sedimentación clástica fue alojada en grandes depocentros formados inmediatamente al frente de las cabalgaduras de secuencias carbonatadas del Mesozoico, donde la Cuenca de Veracruz evoluciona a una cuenca de tipo antepaís, evidenciada por los potentes espesores de depósitos de clastos arcillo carbonatados de talud y pie de talud del Paleoceno y Eoceno Inferior, que se adelgazan, conformando amplios plegamientos hacia el oriente, mientras que en las estructuras de Mata Espino, Perdiz y Coapa cabalga el Paleoceno sobre el Eoceno. La ubicación actual de estos campos se encuentra en la Figura 2.2.4.

La deformación Laramide deja de actuar en la Cuenca de Veracruz en el Eoceno Medio. Para este momento, se manifiestan los efectos del bloque Chortis en la activación de las estructuras de Anegada y Los Tuxtlas (Meneses de Gyves, 1953).

En Secciones sísmicas de la región (Figura 2.3.1), se observa la presencia de fallamiento normal escalonado, con orientación NW-SE, profundizándose hacia el Este, por debajo de secuencias sísmicas de edad Jurásico Superior.

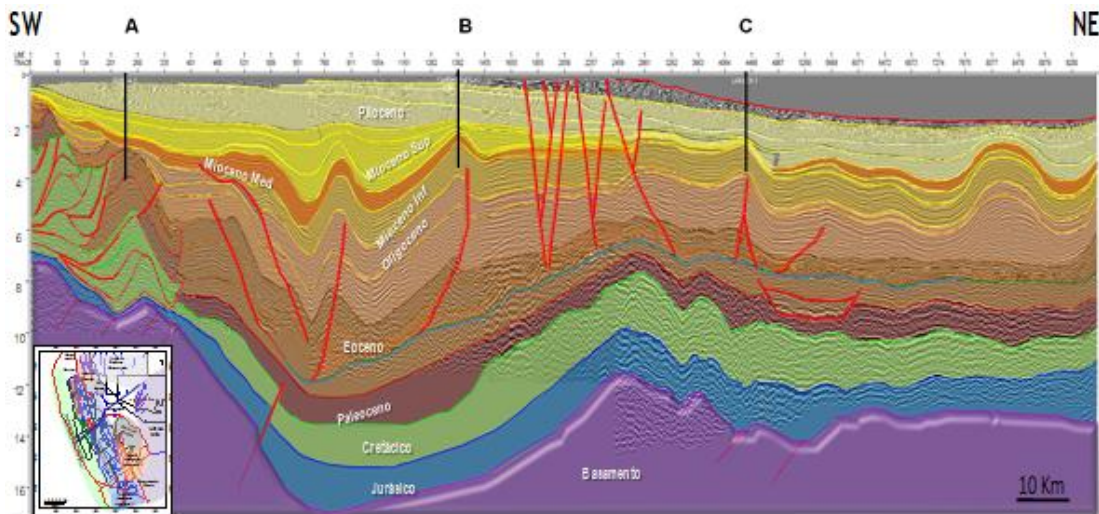


Figura 2.3.1. Imagen sísmica orientada NW-SE en profundidad mostrando las características de compresión y el Frente Tectónico Sepultado, tomado de PEMEX, 2012.

Para finales del Mioceno Temprano ocurre una etapa compresiva que provoca la formación de una cuenca de edad Mioceno Medio-Mioceno Superior aislada del resto del Golfo de México, en estricto sentido ésta corresponde con la Cuenca Terciaria de Veracruz.

La presencia de fallas laterales, el cambio de dirección de los esfuerzos compresivos y el contraste que existe entre las estructuras no rotacionales Laramídicadas y las estructuras rotacionales del Oligoceno-Neógeno, hace pensar que estas últimas se formaron mediante un proceso transpresivo dextral asociado a una cizalla simple como lo demuestran los ejes estructurales orientados SW-NE de los sistemas situados al Sur-SE de la cuenca terciaria cuyas estructuras presentan vergencia al nor-noroeste (Figura 2.3.2), como se muestran las estructuras: Amistad - Achotal, Rodríguez Clara –

Michapan - Atepona, Mata Verde - Cuitlaxoyo, Tesechoacan – Hatillo - Covarrubias,
 Muchite – Acula - Otapan, Macuile – Arroyo Largo – Catemaco.

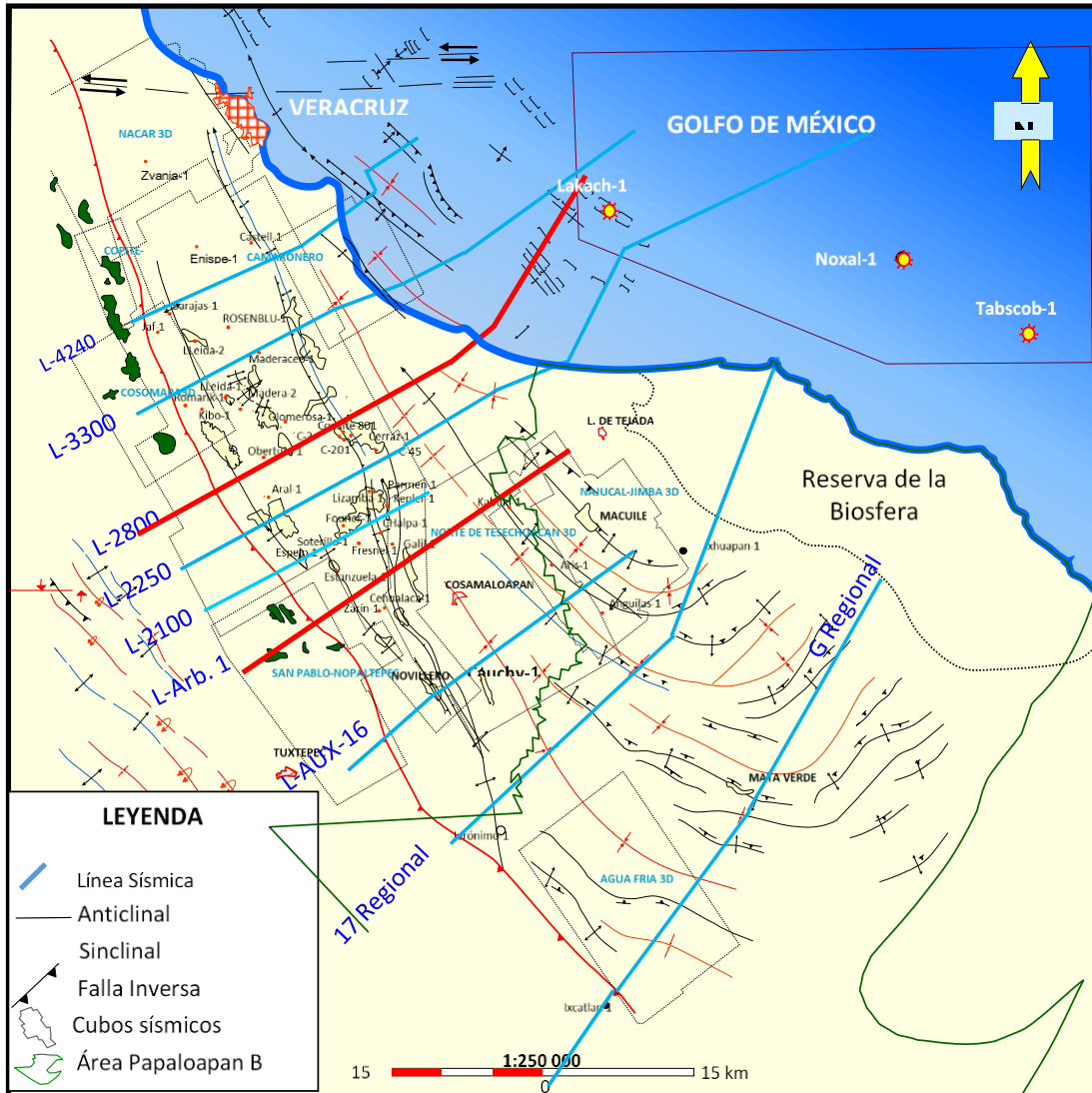


Figura 2.3.2. Geología estructural de la Cuenca de Veracruz, tomado de PEMEX, 2012.

Durante el Mioceno Medio se crean los sistemas de estructuras plegadas falladas con doble vergencia y con una dirección NW-SE como consecuencia de la inversión de fallas a una superficie de despegue regional en sedimentos. En la parte norte del área, se observa la interacción del Eje Neovolcánico con el Alto de Santa Ana, el cual provoca un levantamiento y basculamiento hacia el oriente.

Durante el Mioceno Tardío, inicia la Deformación Campechana (Pindell, 2002), el cual, provoca una transferencia de esfuerzos provocando la generación de un sistema plegado fallado con orientación NE-SW.

Varios periodos de vulcanismo han ocurrido al menos desde el Oligoceno hasta la actualidad. Este vulcanismo es asociado al cambio de ángulo de subducción de la placa de Cocos bajo la placa Americana (Pindell, et al. 2002).

Algunos científicos proponen que el sistema de fallas de Orizaba ha estado activo en todo el Neógeno, que tiene de 130 km a 160 km de desplazamiento dextral, y que está asociado con la extensión a través de la Cuenca de Veracruz. Los pliegues se desarrollaron en un patrón lateral derecho en el escalón por encima de la tendencia NV, formando las estructuras Vibora, Cocuite, Mirador y Loma Bonita, entre otras.

Finalmente, las estructuras del Plioceno al reciente está basado en la información sísmica, muestra capas horizontales progradantes de sedimentos recientes que datan de 3.4 M.a.

2.4 Estratigrafía y secuencias sedimentarias.

La sedimentación de la Cuenca de Veracruz proviene de elementos ígneos (Alto de Santa Ana), metamórficos (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y carbonatados (Plataforma de Córdoba) y corresponde a una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución, cuyo espesor total se calcula puede alcanzar 12,000 m.

La columna sedimentaria descansa sobre un basamento cristalino complejo del Paleozoico-Triásico constituido de granitos y granodioritas con edades de 323 M.a.

La sedimentación empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, (Tarango-Ontiveros, 1985; Pemex-Chevron, 1993; Pemex-IMP-Amoco, 1995; Rueda-Gaxiola, 2003), posteriormente, durante el Calloviano, se produce la oceanización en una extensa zona con poca circulación,

poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca (Tabla 2.4.1).

Los primeros sedimentos marinos corresponden a calizas areno-arcillosas, en partes oolíticas y calizas arcillosas dolomitizadas que se han correlacionado con las formaciones San Pedro y San Andrés del Kimmeridgiano (Tabla 2.4.1), que alcanzan espesores de 100 a 390 m. Estas rocas son sobreyacidas por calizas bituminosas de color gris oscuro a negro y calizas areno-arcillosas con potencial generador de la Formación Tepexilotla del Tithoniano con espesor promedio de 200 metros (Viniegra, 1965; González- Alvarado, 1980; Tarango-Ontiveros, 1985; Pemex-IMP-Amoco, 1995).

Durante el Cretácico Temprano la sedimentación estuvo dominada por depósitos de margen pasiva carbonatada, que fueron cambiando gradualmente a depósitos clásticos. Está constituido por calizas arenosas con influencia volcánica, calizas pelíticas y calizas de plataforma dolomíticas con intercalaciones de evaporitas en el área de la Plataforma de Córdoba, mientras que hacia las zonas de cuenca al este y oeste se encuentran calizas pelágicas (Formación Tamaulipas Inferior) en partes con influencia volcánica de dacitas y andesitas conformando litarenitas con espesores entre 300 y 400 m.

El Cretácico Medio está formado por calizas de plataforma del tipo mudstone, wackestone, packstone y grainstone de miliólidos intercalados con dolomías y anhidritas, cuyo espesor varía entre 1,000 y 2,000 m y que estratigráficamente correlacionan con las calizas pelágicas de estratificación delgada y nódulos de pedernal (Formación Tamaulipas Superior).

Posteriormente durante el Cretácico Tardío (Turoniano). Se tiene una superficie de máxima inundación, depositándose sedimentos carbonatados arcillosos laminados con foraminíferos planctónicos depositados en condiciones anóxicas, la cual ahoga la porción oriental de la plataforma, cuyos espesores varían entre 50 y 150 m.

Durante el Coniaciano-Santoniano en el área de la Plataforma de Córdoba, se define por calizas de ooides depositados en bancos de arenas calcáreas en la parte inferior,

la parte superior está compuesta por calizas de calcisferúlidos cuya matriz está compuesta por coccolitofóridos y foraminíferos planctónicos depositados en las facies externas de una plataforma, su espesor puede alcanzar 1,200 m.

El Campaniano está parcialmente erosionado en el área de la Plataforma de Córdoba, consiste de flujos de escombros depositados en el talud y pie de talud, formados por conglomerados y brechas cuyos clastos son de composición calcárea, esta cambia en la parte superior a carbonatos de foraminíferos planctónicos con aporte variable de arcilla con espesores entre 200 y 500 m.

El Maastrichtiano está representado en la Plataforma de Córdoba por calizas bioclásticas, con espesores hasta de 1,200 m y los ambientes de cuenca corresponden a flujos turbidíticos en los que se encuentran conglomerados, margas y lutitas, con espesores de 200 m.

En el Paleoceno se deposita secuencia tipo "flysch" donde predominan areniscas de grano fino a medio y lutitas calcáreas y conglomerados de composición ígnea y metamórfica, con espesores hasta de 1,000 m el ambiente corresponde a facies profundas, las cuales se presentan principalmente en el occidente de la Cuenca Terciaria (Tabla 2.4.1).

Durante el Eoceno Inferior se depositaron secuencias de areniscas de grano medio a conglomerática, lutitas y algunos intervalos de conglomerados de caliza color, cuyo espesor alcanza 600 m, su ambiente es de talud. En el Eoceno Medio se depositó en la parte inferior, flujos de escombros que se intercalan con areniscas y conglomerados turbidíticos depositados en abanicos de pie de talud y piso de cuenca. Hacia su cima se encuentran lutitas bentonítica y ligeramente arenosa, alternando con pequeños horizontes delgados de arenisca calcárea de grano fino a medio con trazas de bentonita verde. El Eoceno Superior está formado por conglomerados de clastos de caliza crema y gris oscuro, pedernal café, areniscas grises claro y margas grises que cambia lateralmente a lutita gris verdoso con intercalaciones de arenisca gris y gris oscuro de grano fino a medio cementado con material arcillo-calcáreo con espesores hasta de 500-700 m.

El depósito del Oligoceno Inferior está constituido de lutita gris verdoso, bentonítica y parcialmente arenosa, alternando con escasa arenisca de grano fino a medio, cubrió prácticamente toda la cuenca con un espesor de hasta 1300 m. Los sedimentos del Oligoceno superior se encuentran hacia el centro y oriente de la cuenca donde se depositaron lutitas y areniscas de grano medio a fino bajo condiciones de paleobatimetría batial, mientras que en la parte occidental los sedimentos de esta edad están ausentes.

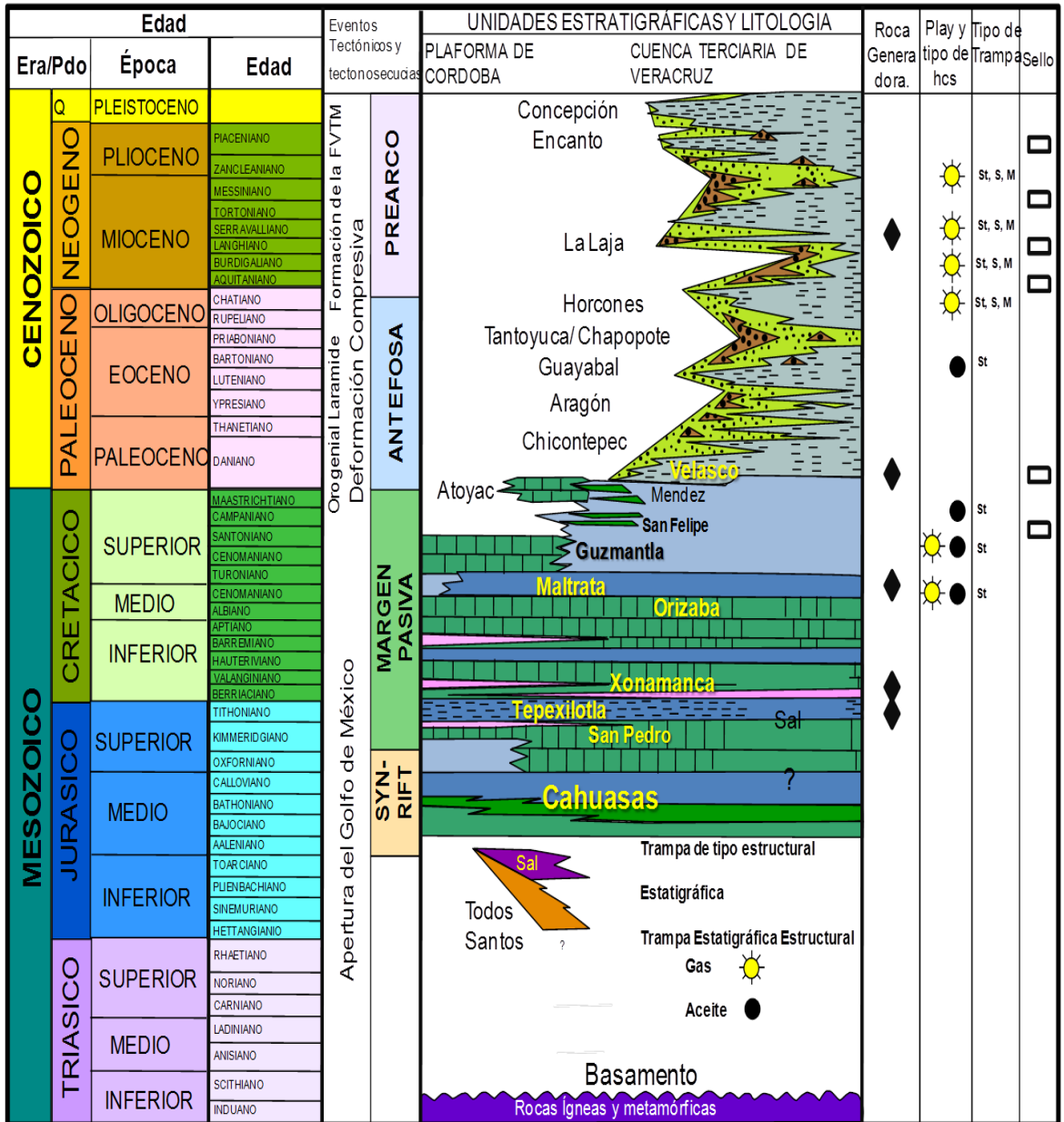
El Mioceno inferior se caracteriza por la presencia de cañones labrados en el Frente Tectónico, los cuales fueron el conducto por donde fluyó y se depositó una serie de sedimentos característicos de flujos de escombros en el talud y pie de talud, abanicos de pie de talud, complejos de canales y abanicos de piso de cuenca. En el Mioceno Inferior sólo existen dos campos productores a la fecha, que dentro del contexto de ambientes de depósito, se encuentran ubicados en los diques de los cañones.

Durante en el Mioceno Superior, las facies corresponden a complejos de canales, desbordes proximales y distales asociados a abanicos submarinos con dos principales fuentes de aporte.

El Plioceno Inferior está constituido por areniscas formadas en complejos de canales, desbordes proximales y distales, asociados a abanicos submarinos. Estos abanicos están caracterizados por facies de canal que se encuentran interestratificadas en potentes espesores de arcillas (Tabla 2.4.1). Hacia la parte sur, el espacio para la dispersión de sedimentos fue más reducido debido a los remanentes de los altos estructurales y sobre toda la Provincia Geológica Complejo Volcánico de los Tuxtlas, la que funcionó como una barrera para el paso de sedimentos hacia el Golfo de México, condicionando su dispersión hacia el noroeste.

Malemi Vázquez Lagunes
ANÁLISIS DE LOS PROCESOS EXPLORATORIOS Y DE PRODUCCIÓN PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS PETROLEROS, APLICADO EN LA CUENCA DE VERACRUZ, MEXICO

Tabla 2.4.1. Columna cronoestratigráfica de la Cuenca de Veracruz, tomado de PEMEX, 2014.



Capítulo 3 ANÁLISIS Y EVALUACION DE LA CUENCA, SISTEMAS PETROLEROS, PLAYS Y PROSPECTOS DE LA CUENCA DE VERACRUZ

En PEP (PEMEX Exploración y Producción) en el área de Exploración, su metodología da inicio con los primeros estudios enfocados a la evaluación del potencial petrolero con los trabajos de integración, compilación y análisis de la información geológica, geofísica y de campo necesarias para realizar el análisis y evaluación de las cuencas, que mediante un informe final define tipo de cuenca y sus características históricas para la producción económica de hidrocarburos, en donde se visualiza de lo regional hacia lo específico, tanto geográfica como estratigráfica, teniendo como resultado informes, reportes y mapas con las áreas factibles de contener funcionando uno o varios sistemas petroleros.

La metodología de PEP continúa con el análisis y evaluación de los sistemas petroleros, los cuales, intentan describir los diferentes elementos y procesos que lo integran, todo esto con la ayuda de la información obtenida del análisis de cuenca. La información que integra al sistema petrolero son los datos de elementos como la roca generadora, roca almacén, trampas y sellos, mismos que en conjunto tienen como resultado la acumulación y preservación de los hidrocarburos.

El siguiente paso de esta metodología es el análisis y evaluación de los plays, en el cual, se estudian más a detalle los elementos del sistema petrolero presentes en la cuenca y sus similitudes con otros sistemas petroleros presentes en la misma cuenca, se desglosan y se clasifican de acuerdo con el grado de incertidumbre que se tenga de dicha información.

Finalizando esta metodología, tenemos el prospecto o localización exploratoria, el cual es un área puntual dentro del play, donde se decide o propone que este sea perforado dependiendo de los reportes de análisis y la información que se tenga de este prospecto, dicha decisión la toman los altos ejecutivos con la información predispuesta de los geocientíficos.

3.1 Análisis y Evaluación de la cuenca.

Una cuenca sedimentaria es una depresión en la corteza terrestre donde las rocas sedimentarias son depositadas. Para que se forme una cuenca sedimentaria deberá existir un mecanismo para crear la depresión y un adecuado abastecimiento de sedimentos para rellenar la depresión. El proceso de sedimentación en una cuenca es desde cualquier precipitación química o deposición clástica para rellenarla.

Para comprender las razones que dan lugar a la formación de una zona de depósito de sedimentos es fundamental identificar los posibles orígenes de la subsidencia de un área, puesto que de ello depende la creación de espacio de acomodo de los materiales sedimentarios. De acuerdo con Allen and Allen (2005) y considerando los procesos litosféricos, existen tres mecanismos principales para la subsidencia y el levantamiento regional: isostático, flexural y dinámico.

Para la clasificación de las cuencas sedimentarias se considerarán diferentes elementos, tales como su geometría, génesis, evolución, etapas tectónico-sedimentarias, espesor acumulado de la columna sedimentaria, entre otros.

Dickinson (1974) propuso una clasificación objetiva y actualizada considerando los procesos de tectónica de placas que dice: “La tectónica de placas enfatiza los movimientos horizontales de la litósfera, los cuales inducen movimientos verticales debido a cambios en el espesor de la corteza, carácter termal y ajuste isostático. Estos movimientos verticales causan la formación de cuencas sedimentarias, levantamiento de áreas fuente de sedimentos y reorganizan los patrones de dispersión.

Los principales controles en la evolución de las cuencas (y las bases para su clasificación) son: 1. Tipo de sustrato; 2. Proximidad del límite de placa y 3. Tipo de límite de placa más cercano. El tipo de sustrato incluye corteza continental, corteza oceánica, corteza transicional y corteza anómala. Los tipos principales de límites de placas son divergente, convergente y transformante; los entornos intraplaca e híbrido también son comunes. La evolución de una cuenca puede ser explicada por cambios e

interacciones del arreglo de las placas”. Con esas bases, Dickinson (1974) propone cinco tipos principales de cuencas:

1. Cuencas oceánicas
2. Cuencas de margen continental asociadas a rift
3. Cuencas de sistemas arco-trinchera
4. Cuencas asociadas a cinturones suturados
5. Cuencas intracontinentales

Las clasificaciones de cuencas sedimentarias con enfoque en la exploración de hidrocarburos están representadas por el esquema sugerido por Halbouty et al. (1970), más tarde desarrollado por Fischer (1975) y Klemme (1980). Un grupo de Exxon (Kingston et al., 1983 a, b) propone una fórmula para cada cuenca, facilitando de esa manera comparaciones fáciles entre cuencas y proporcionando rápidamente una idea sobre su potencial petrolero. Una vez más, este sistema de clasificación coloca a las cuencas principalmente en su marco de tectónica de placas (substrato litosférico, tipo de movimiento de placa, relleno sedimentario y ubicación sobre la placa).

Para los exploradores petroleros, el objetivo de clasificar una cuenca sedimentaria está relacionado principalmente con la obtención de una percepción predictiva de la existencia y funcionamiento de los elementos del Sistema Petrolero en las cuencas fronteras; mientras que en cuencas maduras permite estimar, de manera general, el potencial remanente.

La Cuenca de Veracruz está conformada por dos unidades geológicas bien definidas, La Plataforma Mesozoica de Córdoba y La Cuenca Terciaria de Veracruz.

La Plataforma Mesozoica de Córdoba, constituida por rocas calcáreas mesozoicas cuya estratigrafía es el resultado de procesos relacionados a ciclos relativos del nivel del mar y/o a pulsos tectónicos. En el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba) y cuencas asociadas (Cuenca Terciaria de Veracruz) que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales que iniciaron durante el Mesozoico. El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental,

también conocido como Plataforma de Córdoba, está formada por calizas del Cretácico Medio-Tardío, que son productoras de aceite medio a pesado y gas amargo húmedo.

La Cuenca Terciaria de Veracruz, el cual, es constituido por rocas siliciclásticas de edad terciaria, es una cuenca formada durante el Paleoceno-Oligoceno. Su sedimentación proviene de elementos ígneos (Alto de Santa Ana), metamórficos (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y carbonatados (Plataforma de Córdoba) y corresponde a una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución. Dentro de la columna sedimentaria se incluyen plays establecidos e hipotéticos tanto del Paleógeno como del Neógeno, alcanzando unas decenas de metros en la margen Occidental hasta más de 9,000 metros en su depocentro (Tabla 2.4.1).

La Cuenca Terciaria de Veracruz es productora de gas seco en los campos Cocuite, Lizamba, Vistoso, Apertura, Madera, Arquimia y Papán, Bedel, Etc. y de aceite en menor proporción en campos sobre el margen Occidental como Perdíz- Mocarroca, Etc. Adicionalmente presenta un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras. Como resultado de la estrategia de Pemex, enfocada a la búsqueda de gas no asociado, la cuenca fue reactivada a través de una intensa campaña de adquisición sísmica y perforación exploratoria, logrando descubrimientos que la ubican actualmente como la segunda mejor cuenca productora de gas no asociado del país (Pemex, 2014).

Para la cuenca de Veracruz se tiene como origen una cuenca de tipo rift, con la evolución tectónica del área, para el cretácico se convierte en margen de tipo pasivo y continúa así hasta la actualidad (Figura 3.1.1).

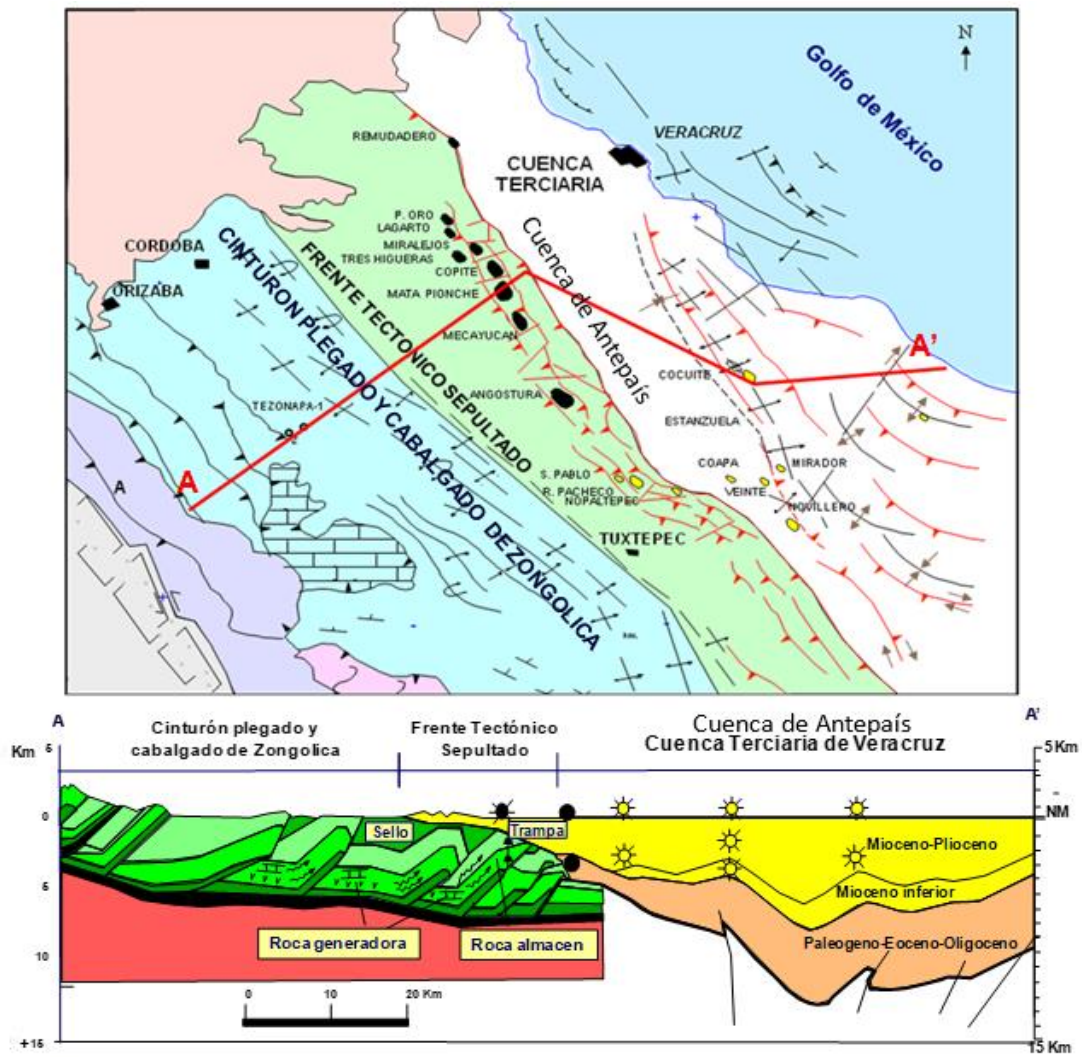


Figura 3.1.1. Esquema mostrando la cuenca de antepaís Veracruz, formada durante el Terciario y el cinturón orogénico al occidente (PEP, 2010).

El estudio de una cuenca avanza y se va comprendiendo mejor conforme se van adquiriendo datos, por lo que, incluso en etapas avanzadas de exploración, se pueden identificar los detalles que permitirán precisar algunas condiciones importantes para la búsqueda de hidrocarburos. Como todo proyecto, un análisis de cuenca inicia con su planeación y ésta dependerá completamente del estado de conocimiento que se tenga de la misma, de la cantidad, tipo y resolución de la información de que se dispone.

Se puede partir de un área escasamente explorada, donde se postula la existencia de una cuenca, en la cual se tienen evidencias de presencia de hidrocarburos y cuyos datos sugieren analizarla y entenderla. Para avanzar hacia la adecuada interpretación de su origen y evolución, es necesario identificar las secuencias de primer orden que se conocen como tectonosecuencias.

Es recomendable recopilar toda la información que existe de una cuenca conforme a la siguiente lista básica de verificación, que podrá variar según las condiciones y el estado de conocimiento del área (Pemex 2014, inédito).

- Mapas topográficos (las escalas pueden variar de 1:2,500,000 a 1:50,000).
- Imágenes de satélite.
- Mapas batimétricos.
- Mapas fisiográficos.
- Mapas gravimétricos: anomalía de Bouguer, anomalía regional, corrección isostática, anomalía residual.
- Mapas magnetométricos: intensidad magnética total, reducción al polo, anomalía magnética regional y anomalía magnética residual (pasa baja y pasa alta).
- Mapa de interpretación del basamento.
- Mapas de geología superficial.
- Tablas estratigráficas y bioestratigráficas.
- Columnas estratigráficas tipo.
- Descripciones formacionales.
- Secciones estructurales regionales.
- Información sísmica (refracción y reflexión).
- Información del subsuelo de pozos.

El proceso que se sigue para la realización del estudio de análisis de cuencas está ejemplificado en la siguiente figura (Figura 3.1.2); la mayoría de las actividades tienen una secuencia, sin embargo es recomendable progresar paralelamente en la definición del marco estratigráfico y marco tectónico-estructural regional debido a que algunos

fenómenos de deformación, como sobrecorrimientos, imbricaciones o recumbencias, pueden hacer que se malinterpreten fenómenos de superposición de capas, obteniendo una inadecuada integración de la columna sedimentaria. En esta fase se debe integrar y analizar toda la información geológica, geofísica y geoquímica que se tenga, dependiendo del nivel de conocimiento de la cuenca. Aunque en realidad nunca, o casi nunca, se cuenta con “toda” la información requerida.

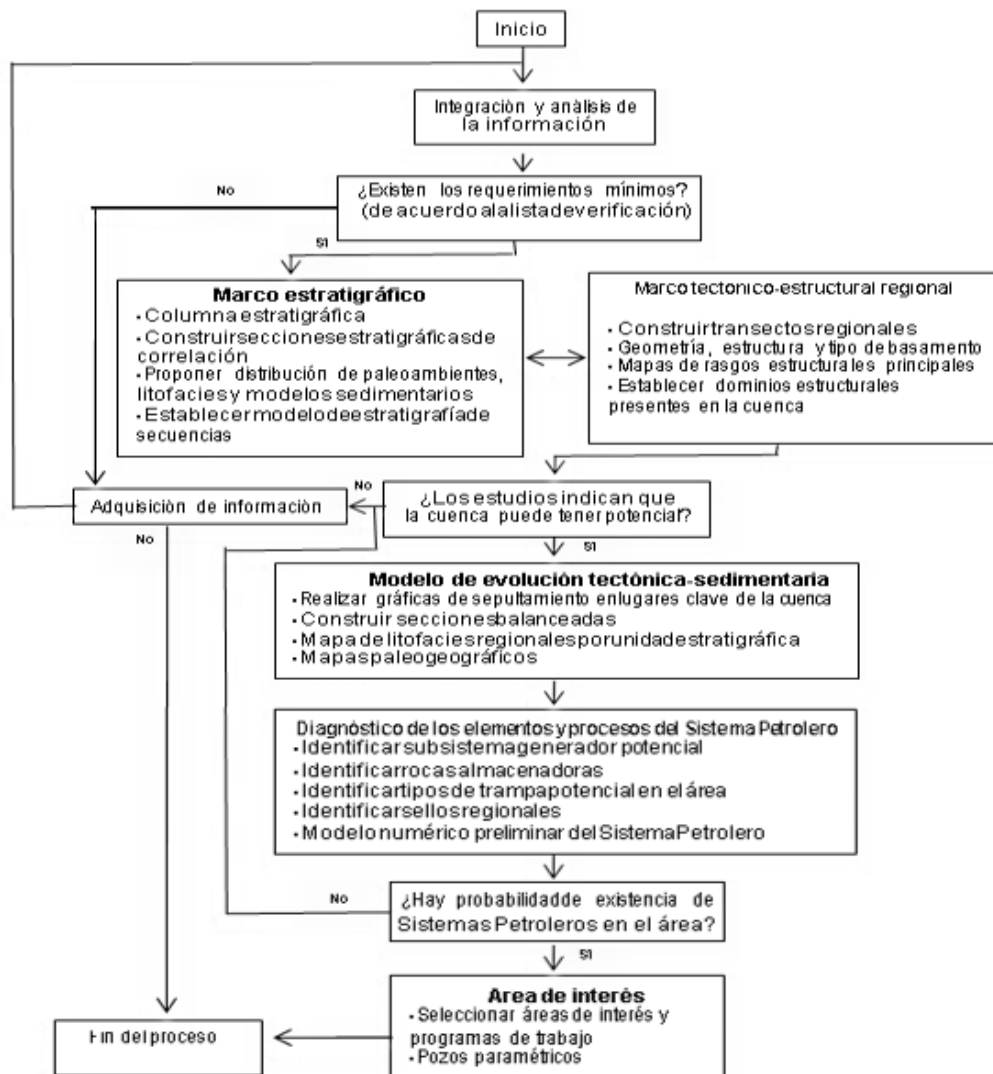


Figura 3.1.2. Diagrama de flujo del proceso de Análisis de Cuenas en PEP (tomado de Pemex, 2014, inédito).

En un área con poca información, la base para iniciar un estudio a nivel de cuenca es la geología de superficie, datos de métodos potenciales, secciones sísmicas regionales e información de pozos, considerando las listas de verificación de información. Si es un área que por primera vez se estudia, se requerirá realizar trabajos de geología superficial, obtención de información de métodos potenciales y sísmicos de reflexión regional. El tipo de información a utilizar dependerá de la ubicación de la cuenca; si se encuentra en zona continental donde aflora toda o parte de su secuencia sedimentaria, la información de geología de superficie será suficiente para realizar una primera evaluación. Si se encuentra en zonas de planicies o áreas marinas, la información básica será la sísmica regional.

La información de geología superficial, de pozos, sísmica y métodos potenciales será integrada usando el software especializado disponible, manejando toda la información en una sola base de datos. En un sistema de información geográfica (ej., ArcMap) debe integrarse por capas toda la información disponible. Los sistemas de información geográfica tienen la particularidad de sobreponer diferentes capas de información, lo que permite hacer interpretaciones que pueden dar una primera visión sobre el entorno en que se encuentra la cuenca, los espesores potenciales de sedimentos que la han rellenado, la posibilidad de existencia de Sistemas Petroleros y las posibles características generales de su basamento.

En esta última fase del estudio se utiliza toda la información generada para poder definir las áreas con mayor atractivo petrolero. Para finalizar deberá elaborarse un programa detallado de las actividades a realizar para reducir la incertidumbre exploratoria y así continuar avanzando en la evaluación petrolera de la cuenca estudiada en conjunto con un informe final integrado.

3.2 Análisis y Evaluación de los Sistemas Petroleros.

Un Sistema Petrolero es el conjunto de elementos (roca generadora, roca almacén, trampa y sello) y eventos (formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos) geológicos, que coadyuvan en el tiempo y espacio de

las cuencas sedimentarias para la formación de yacimientos de aceite y gas (Magoon y Dow, 1994).

Ya sea posterior o paralelamente se analizan y describen los diferentes elementos y procesos que integran al sistema petrolero, para lo cual se integra y adquiere la información obtenida del análisis de la cuenca. Las muestras de rocas potencialmente generadoras y a fluidos o rocas con manifestaciones, las cuales serán analizadas en los laboratorios especializados de geoquímica para determinar el potencial de la roca generadora. Consecutivamente se analizan todos los elementos a través del modelado del Sistema Petrolero, el cual es un modelo conceptual, digital y numérico donde se interrelacionan los elementos y se simulan ordenadamente los procesos fisicoquímicos de generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos a través del tiempo geológico dando como resultado la definición de las áreas de mayor interés petrolero.

El nombre de los sistemas petroleros incluye el nombre de la edad o formación de la roca generadora seguida por el de la roca almacén más importante del área y por el símbolo que expresa el nivel de certeza de tal sistema petrolero (ej. Jurásico Superior - Mioceno (!)).

El nivel de certeza de un sistema petrolero indica la confianza con la cual es definida que una roca generadora activa ha producido los hidrocarburos acumulados en la cuenca (Magoon y Dow, 1994). Estos niveles de certeza pueden ser tres: conocido (!), hipotético (.) y especulativo (?).

- Cuando existe, basada en la información geoquímica, una correlación directa entre el hidrocarburo (aceite y/o gas) con la roca generadora, se considera un sistema con nivel de certeza conocido o establecido. Este sistema se indica con el signo de admiración (!).
- Cuando existe una roca generadora pero no se tienen aún suficientes datos geoquímicos de correlación con los hidrocarburos acumulados, se considera un sistema petrolero hipotético, el cual se expresa mediante un punto (.).

- Finalmente, se le llama especulativo, cuando existe presencia de rocas generadoras o yacimientos de hidrocarburos datados solo por evidencias geológicas o geofísicas, para la nomenclatura de este sistema petrolero se usa un signo de interrogación (?).

En este apartado se hará énfasis en el análisis de la roca generadora, en la integración de la información relacionada a los elementos y procesos del Sistema Petrolero y, finalmente, en el modelado numérico de éste (Figura 3.2.1).

El proceso inicia a partir de la adquisición de información (rocas y fluidos), análisis de laboratorio, elaboración de mapas, integración de información en software de modelado y la simulación numérica.

Los volúmenes de hidrocarburos almacenados no serán representativos en esta etapa por carecer de la geometría estructural a semidetalle o detalle.

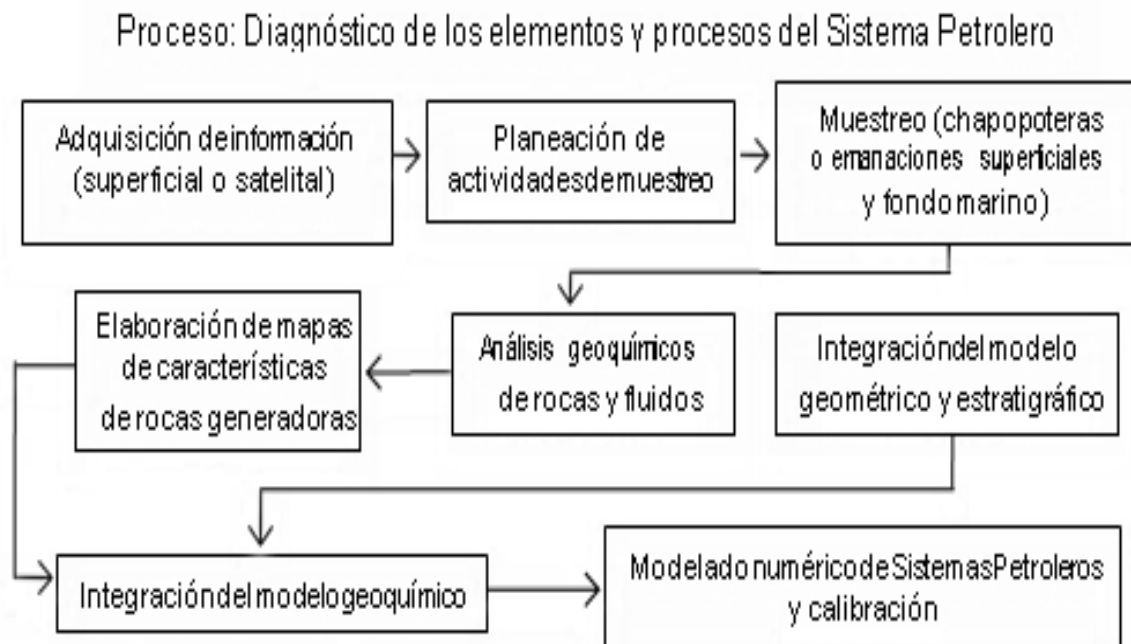


Figura 3.2.1 Diagnóstico de los elementos y procesos del Sistema Petrolero (Pemex, 2014, inédito).

Los Sistemas Petroleros tienen tres importantes aspectos temporales:

- Edad: la edad de un Sistema Petrolero es el tiempo necesario para que se lleve a cabo el proceso de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.
- Momento crítico: es el momento que mejor representa la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en un sistema.
- Tiempo de preservación: ocurre después de la migración y acumulación; durante este tiempo no se presentan elementos geológicos (fracturamiento, pliegues y fallas) que obstruyan la preservación de los hidrocarburos formados hasta ahora.

Los Sistemas Petroleros tienen propiamente una extensión geográfica que se refiere a una línea que circunscribe la zona de generación-migración-acumulación de hidrocarburos del sistema. También tienen una extensión estratigráfica que es el espacio de unidades litológicas que abarcan los elementos esenciales dentro de su extensión geográfica (Moldowan y otros, 2005).

El análisis y evaluación de los sistemas petroleros se refiere a la adquisición de información superficial, satelital o mediante muestreos relacionada con las potenciales rocas generadoras en la cuenca, información tanto de roca como de fluidos. Si el análisis de la cuenca se realiza en zona continental, la información a obtener y referenciar geográficamente corresponde a muestras de rocas potencialmente generadoras y a fluidos o rocas con manifestaciones superficiales, señalizando cuáles son activas o inactivas.

Si en el área existen pozos en perforación, deberá programarse la obtención de núcleo y/o muestras de canal en los intervalos potencialmente generadores; en pozos ya perforados o que están en prueba se tendrá que programar la obtención de muestras de fluidos.

Las muestras de roca serán enviadas a los laboratorios especializados para estudios paleontológicos, petrográficos y de geoquímica orgánica. Las muestras de fluidos se enviarán directamente para su estudio geoquímico.

Por otro lado, si la cuenca en estudio se encuentra en área marina, la obtención de muestras incluye un proceso más largo. Si no se cuenta con información, el proceso inicia con la adquisición, procesamiento especial y análisis de imágenes de satélite. Este análisis permitirá definir la ubicación de emanaciones de hidrocarburos; a partir de la ubicación de todas las emanaciones en la cuenca y con el apoyo de información sísmica (si está disponible) y batimétrica, se programa el muestreo de fondo marino y el muestreo de las emanaciones en superficie del mar (Moldowan y otros, 2005).

3.2.1 Roca Generadora, Roca Almacenadora, Roca Sello, Trampa de Hidrocarburos.

Roca Generadora

Es aquella roca que por sus condiciones geológicas presentan suficiente materia orgánica para generar y expulsar hidrocarburos a niveles apropiados de madurez, éstas deberán cumplir con los parámetros de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica, así como un espesor considerable para generar hidrocarburos en cantidades comerciales (Hunt, 1979). Esta debe tener como mínimo las siguientes características:

Toda roca generadora debe contener tres condiciones fundamentales: cantidad, calidad y madurez para poder determinar el potencial generador de esta y, con base a ello, poder inferir o predecir el tipo de hidrocarburo de la cual proviene (Figura 3.2.2). La cantidad o riqueza orgánica es obtenida a partir de análisis geoquímicos en laboratorios especiales y es una forma de medir el contenido de carbono orgánico y potencial generador presente en la roca. De forma general, la cantidad mínima de riqueza orgánica en una roca siliciclástica debe ser mayor a 0.5 % de Carbono Orgánico Total (COT) y para rocas carbonatadas mayor 0.3 %. Si ésta posee además una alta relación hidrógeno/carbono, favorecerá la producción de aceite; mientras que, si esta relación H/C es baja, entonces se generará principalmente gas.

Para identificar el potencial generador, es decir, la estimación de la madurez de la roca generadora; los cuales son, los cambios fisicoquímicos que sufre la materia orgánica provocada por el incremento de temperatura a través del tiempo geológico; esta condición es estimada a partir de la temperatura máxima de pirólisis o de los análisis

de petrografía orgánica, donde se mide principalmente la reflectancia de la vitrinita y la fluorescencia, esto se adquiere en laboratorios especializados. Existen también otras escalas como el Índice de Alteración Térmica (TAI) (Vázquez, 2007).

De acuerdo con lo anterior, se identifica el potencial generador de la roca generadora y se inicia su evaluación, dependiendo de la cantidad de información disponible; si ésta es suficiente, se procede a realizar el mapeo de parámetros geoquímicos incluyendo COT, S_2 , I_H , T_{max} o R_o con base en la distribución paleoambiental del nivel estratigráfico identificado.

Ya concluidos los estudios de laboratorio, se definen las características del modelo geoquímico en el cual se especifica la riqueza orgánica a partir de mapas o de valores conocidos de la roca generadora y se describe la cinética que la caracteriza, de la cual depende la calidad y tipo de hidrocarburo que se va a predecir en la cuenca.

Una vez identificada la roca generadora, el siguiente paso es analizar todos los elementos a través del modelado del Sistema Petrolero, el cual es un modelo conceptual, digital y numérico donde se interrelacionan los elementos y se simulan ordenadamente los procesos fisicoquímicos de generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos a través del tiempo geológico. Este es un modelo dinámico que permite comprender su comportamiento a través del tiempo geológico.

Cabe hacer mención que este será el primer diagnóstico sobre posibles Sistemas Petroleros que se tengan en una cuenca, por lo que su rango de incertidumbre será bastante alto; sin embargo, permitirá definir la ubicación de los principales focos de generación de hidrocarburos, sus rutas de migración, tipo de hidrocarburos y una estimación de volúmenes de hidrocarburos generados y expulsados (Pemex, 2005).

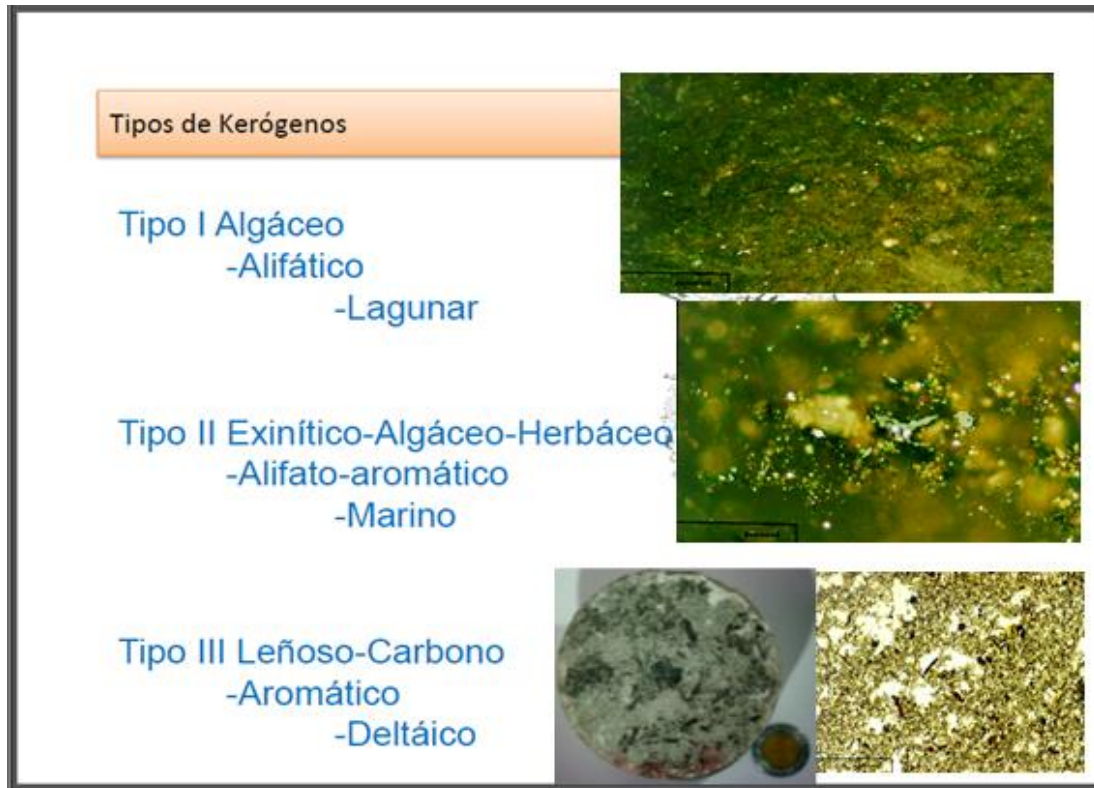


Figura 3.2.2. Imagen que explica el tipo de Kerógeno que define la materia orgánica, qué definirá el tipo de hidrocarburo a generar (Tomado de Pemex, 2005, inédito).

Roca Almacén

Son rocas que tienen porosidad, permeabilidad y fracturas interconectadas, de tal forma que permita la circulación y acumulación de fluidos dentro de ellas. Estas rocas son evaluadas por sus propiedades físicas de porosidad y permeabilidad. En la cuenca de Veracruz las mejores rocas almacén tienen una porosidad cuyos valores van de 20 a 30 % y permeabilidades de entre 300 a 400 md, éstas se encuentran en los plays del Mioceno Superior.

A una escala más regional, la integración y el análisis de la información técnica disponible para cuantificar la efectividad de la roca almacenadora se fundamenta en el entendimiento, entre otras cosas, del origen y procedencia de los sedimentos, de su

composición mineralógica, del área geográfica donde fueron depositados, de los ambientes que prevalecieron para ese tiempo, etc.

Para definir a la roca almacén, con muestras de rocas, se comienza con determinar la composición y fábrica a partir de núcleos y/o muestras de canal, así mismo, se definen las litofacies con ayuda de núcleos y/o muestras de canal; también se determina la porosidad y permeabilidad; y por último se realizan estudios de análisis SEM para tipos y redes de poros (Vázquez, 2004).

Por otro lado, para definir a una roca almacén, mediante registros de pozos, se determinan litofacies en pozos sin información de núcleos, al igual que con la litoestratigrafía y patrones de apilamiento; se continúa con la integración de la información mediante la realización de mapas de propiedades y se finaliza interpretando la historia de depósito y definiendo la secuencia estratigráfica (Figura 3.2.3).

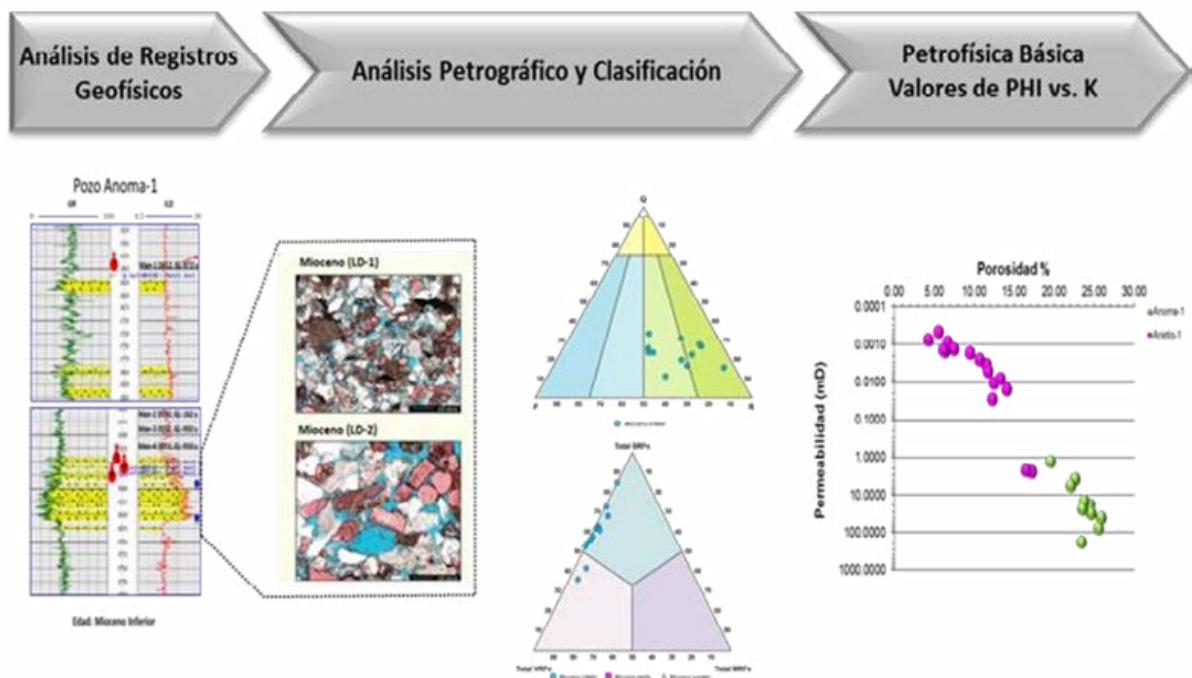


Figura 3.2.3. Secuencia de análisis para clasificar y evaluar el potencial almacenador de una roca (Pemex, 2014).

Roca Sello.

Las rocas sello están caracterizadas por una baja porosidad y permeabilidad de tal forma que no permite el paso de hidrocarburos a través de ellas. Las acumulaciones de hidrocarburos y sus rutas de migración en el subsuelo están limitadas por la presencia de superficies impermeables, por tanto la distribución regional de las rocas sello determinan la extensión del sistema petrolero en la cuenca.

Existen dos clases de roca sello: los sellos regionales y los locales. Los sellos regionales dirigen y controlan la distribución de los hidrocarburos en la cuenca, mientras que los sellos locales detienen la migración y retienen las acumulaciones de hidrocarburos en las trampas. Los ejemplos más claros de la cuenca de Veracruz se tienen con los sedimentos arcillo-calcáreos de la Formación Maltrata de edad Turoniano, así como los diferentes horizontes de lutitas del Mioceno en la parte terciaria de la cuenca de Veracruz (Pemex, 1995).

El análisis de la efectividad de la roca sello se basa principalmente en información obtenida de las descripciones petrográficas de muestras de canal y de núcleos, así como del análisis de los registros de pozo y evaluaciones petrofísicas (Figura 3.2.4). Dado que estos datos son puntuales, debe integrarse información obtenida de sísmica 3D que generalmente aporta información de la geometría y distribución del sello de forma más precisa (principalmente en los sellos de origen terrígeno, ej. lutitas, limolitas).

Adicionalmente, es necesario contar con datos propios del yacimiento como columnas de hidrocarburos, contactos de fluidos originales, presiones iniciales de los campos productores, presiones de flotabilidad en la interfase sello-yacimiento y pruebas de goteo. Con ésta se tendrá mayor cercanía a la realidad cuando se evalúe la calidad del sello (Pemex, 2003).

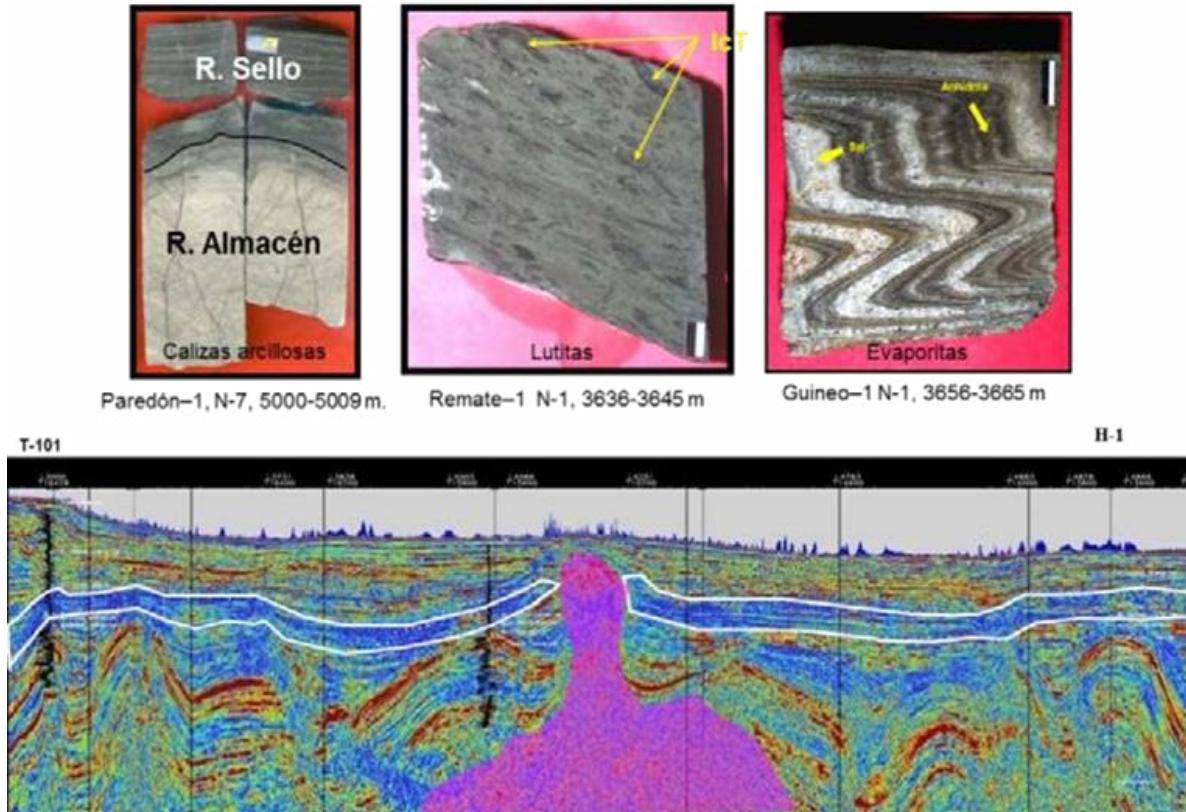


Figura 3.2.4. Fotografía de fragmentos de núcleos y sección sísmica que muestran que la continuidad lateral del sello regional determina su efectividad y controla el sistema de migración (Pemex, 2014).

Trampa de Hidrocarburos

Se define como la combinación de rocas almacén, sello y la geometría que permite la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. De acuerdo con su geometría y cierre, las trampas se clasifican en estructurales estratigráficas y combinadas. Las trampas estructurales pueden ser anticlinal con cierre en cuatro direcciones, considerada como la de menor riesgo geológico. Anticlinales con fallas que afecten o no estas que controlan la columna de hidrocarburos (Pemex, 2006).

Trampas estratigráficas que pueden estar delimitadas por cambios laterales de facies, discordancias, barreras diagenéticas o por relieve depositacional en los sistemas carbonatos-clásticos. Las trampas combinadas son aquellas que adicionalmente a la componente estructural presentan un componente estratigráfico.

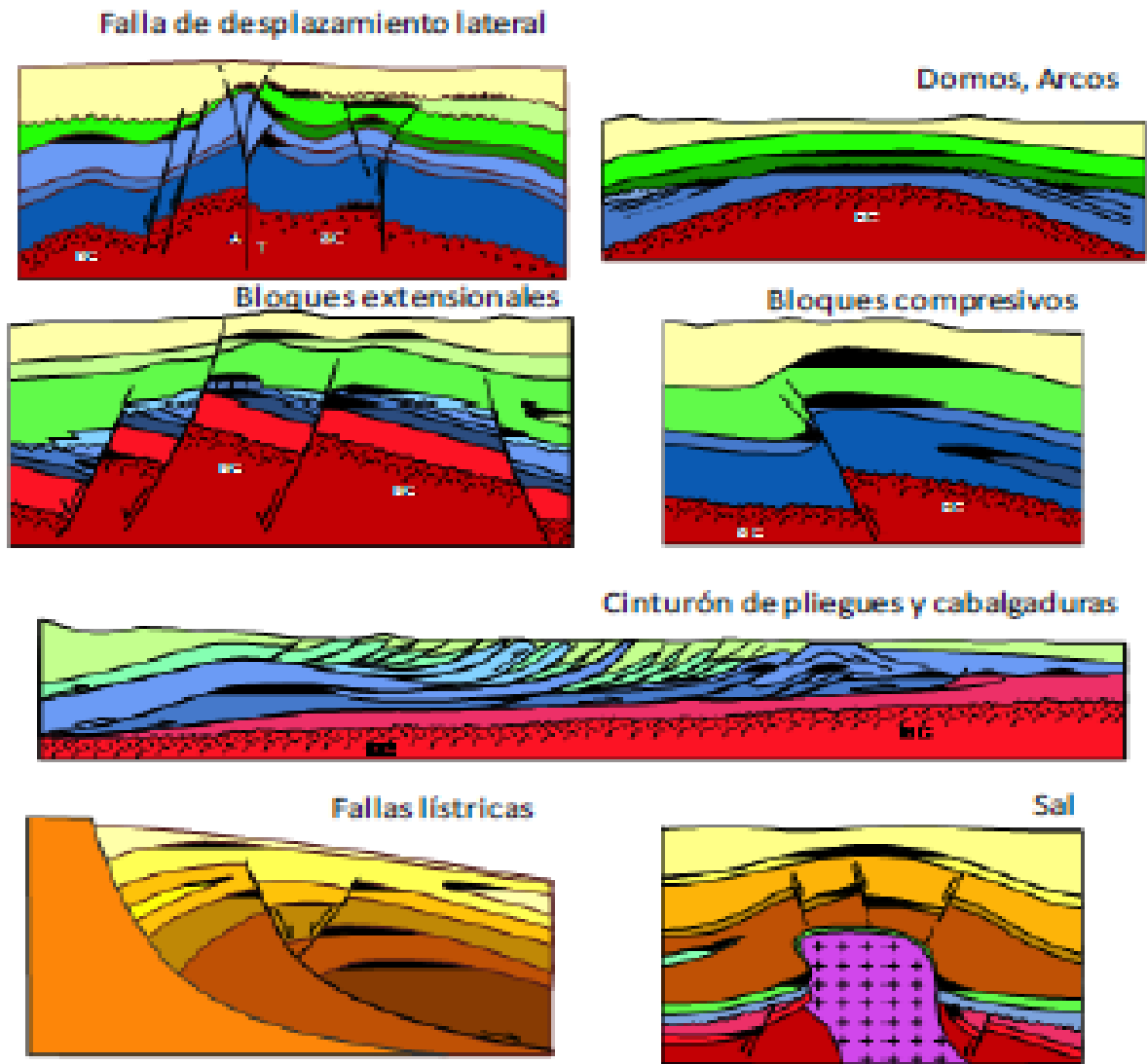


Figura 3.2.5. Diagrama esquemático de trampas de hidrocarburos (áreas en negro) más comúnmente asociadas con los estilos estructurales de las cuencas sedimentarias. Se omiten las trampas estrictamente estratigráficas y las trampas asociadas a corrimientos del basamento. BC= complejo basal; T= desplazamiento hacia el observador; A= lejos del observador (Harding and Lowell, 1979).

Los modos de emplazamiento de diapiros están descritos en Hudec and Jackson (2007), así como modelos esquemáticos hacia delante de tectónica salina durante extensión y acortamiento regional. Por su parte, Rowan et al. (1999) presentan una detallada clasificación de las familias de fallas y soldaduras relacionadas a sal. Harding and Lowell (1979), en su clasificación de estilos estructurales, asocian éstos a las trampas de hidrocarburos (Figura 3.2.5).

3.2.2 Modelado del Sistema Petrolero

Para la realización del modelado numérico o modelado Cinético del Sistema Petrolero, se requiere la aplicación de un simulador numérico a través de software tales como Basin Mode, Petromod, Temis u otro, en los cuales se integra toda la información de la cuenca (Figura 3.2.6).

La integración de los mapas estructurales y mapas de facies se puede realizar antes que estén disponibles los datos de laboratorio de las rocas generadoras. Con la integración de las mallas estructurales en profundidad de cada una de las secuencias interpretadas y de las fallas que están presentes en cada una de ellas se conformará el denominado modelo geométrico (Vázquez, 2007).



Figura 3.2.6. Flujo para el modelado geológico del Sistema Petrolero (Tomado de Pemex, 2014).

Posteriormente, se incorporan los mapas paleoambientales y de litofacies de cada una de las secuencias para construir el modelo litológico. También se incorporan los mapas paleobatimétricos para cada secuencia y, de esta forma, queda construido el modelo estratigráfico de la cuenca.

Ya concluidos los estudios de laboratorio, se definen las características del modelo geoquímico en el cual se especifica la riqueza orgánica a partir de mapas o de valores conocidos de la roca generadora y se describe la cinética que la caracteriza, de la cual depende la calidad y tipo de hidrocarburo que se va a predecir en la cuenca.

El siguiente paso es definir la historia del flujo de calor donde se tendrán que considerar las etapas de evolución tectónica de la cuenca; además, deben asignarse las temperaturas de la interfase agua-sedimento. También, de cada pozo que esté presente en el área del modelo, deberán considerarse los datos de temperatura de fondo, porosidad y permeabilidad, paleotermómetros (reflectancia de vitrinita, inclusiones fluidas u otros). En el caso de existir campos, se tomarán en cuenta las condiciones PVT y volúmenes originales (Pemex, 2014).

Finalmente, se inicia la fase de simulación con el objetivo de realizar la calibración del modelo por porosidad, temperatura y presión. Cuando se ha calibrado cada pozo, se definen las condiciones para la simulación del modelo, se realizan diferentes escenarios de sensibilidad del modelo para llegar a la optimización y obtener los mejores resultados de los procesos de generación, expulsión, migración, acumulación y preservación del Sistema Petrolero. Debido a la información limitada en esta etapa del proceso exploratorio, normalmente los modelados que se realizan son en una y dos dimensiones. De ser posible, es recomendable realizar un modelo pseudo-3D que permitirá obtener resultados sobre los focos de generación y rutas de migración principales. De acuerdo con el tipo de modelado (1D, 2D ó 3D), se requerirá cierto tipo de información para poder construir el modelo conceptual (Tabla 3.2.1). Cabe mencionar que, de no existir información específica, puede utilizarse aquella de análogos.

Tabla 3.2. ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento. 1. Insumos requeridos para el modelado de Sistemas Petroleros (tomado de Pemex, 2014).

| Modelado 1D | Modelado 2D | Modelado 3D |
|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Columna estratigráfica de pozo ▪ Tabla cronoestratigráfica ▪ Edad de deformación ▪ Edad de fallamientos ▪ Estimación de espesor perdido ▪ Proporciones litológicas ▪ Temperaturas de fondo (BHT) ▪ Porosidades ▪ Presión de poro ▪ Carbono orgánico ▪ Cinética de roca generadora ▪ Reflectancia de vitrinita ▪ Paleobatimetrías ▪ Historia de flujo de calor ▪ Temperatura agua-sedimento | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sección geológica restaurada (Estadios del inicial al actual) ▪ Edad de deformación ▪ Edad de fallamientos ▪ Columna estratigráfica de pozo ▪ Tabla cronoestratigráfica ▪ Paleobatimetrías ▪ Estimación de espesor perdido ▪ Proporciones litológicas ▪ Temperaturas de fondo (BHT) ▪ Porosidades ▪ Presión de poro ▪ Carbono orgánico ▪ Cinética de roca generadora ▪ Reflectancia de vitrinita ▪ Historia de flujo de calor ▪ Temperatura agua-sedimento ▪ Análisis PVT (si hay campos petroleros en la sección) | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Malla estructural espor nivel estratigráfico a profundidad (Basamento al Reciente) ▪ Polígonos de falla por edad estratigráfica ▪ Edad de deformación ▪ Edad de fallamientos ▪ Mapas paleoambientales ▪ Mapas de litofacies ▪ Mapas paleobatimétricos ▪ Columna estratigráfica de pozo ▪ Tabla cronoestratigráfica ▪ Estimación de espesor perdido ▪ Proporciones litológicas ▪ Temperaturas de fondo (BHT) ▪ Porosidades ▪ Presión de poro ▪ Carbono orgánico o mapas ▪ Cinética de roca generadora ▪ Reflectancia de vitrinita ▪ Paleobatimetrías ▪ Historia de flujo de calor ▪ Temperatura agua-sedimento ▪ Análisis PVT (si hay campos petroleros en la sección) |

Los resultados del modelo dependerán del tipo de modelado geológico que se haya realizado; así, a partir de los modelos 1D se pueden estimar puntualmente las características del Sistema Petrolero. La realización de estos modelos es fundamental para su calibración a partir de los datos de porosidad y temperatura. La utilidad de este tipo de modelado es para estimar las edades de generación y expulsión del hidrocarburo, conocer la madurez térmica, obtener gráficas de volúmenes generados vs expulsados de acuerdo con el tiempo geológico, así como la obtención de las curvas de sepultamiento (Figura 3.2.7) (Román-Ramos y Padilla-Bastida, 2010).

Los resultados de la simulación 2D y los obtenidos para el modelado 1D permiten conocer la historia de generación, térmica, de presión, movilidad y rutas de migración de los hidrocarburos; así mismo, estimar y predecir el tipo y calidad de éstos y los volúmenes de hidrocarburos presentes en las áreas identificadas como favorables.

Todo esto a través del tiempo y espacio a los sitios favorables para su acumulación y preservación.

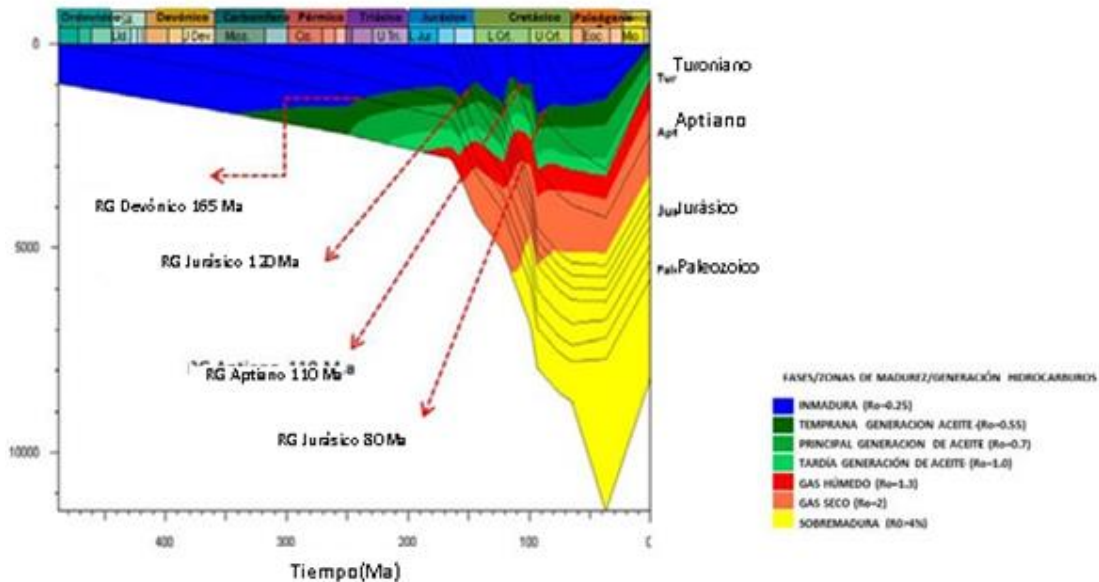


Figura 3.2.7. Ejemplo de curva de sepultamiento y estimación de edad de ingreso de cuatro rocas generadoras (Román-Ramos y Padilla-Bastida, 2010).

Cabe mencionar la importancia de realizar la actividad del modelado geológico con secciones restauradas (Figura 3.2.8). Los resultados pueden ser tan diferentes que ocurren malas predicciones de los sitios favorables y del tipo y calidad de los hidrocarburos, así como de todos los parámetros que son resultado de un modelo geológico 2D sin restauración. Los exploradores deben darse el tiempo para realizar esta tarea que contribuye en beneficio de la empresa al ser más asertivos en la predicción de las áreas de interés económico-petrolero (Bernal-Vargas et al., 2010).

La predicción exitosa de acumulaciones de hidrocarburos depende de la correcta evaluación de la incertidumbre mediante el conocimiento de la evolución geológica de una cuenca sedimentaria que permita identificar y conocer la distribución en tiempo y espacio de los elementos y procesos del Sistema Petrolero.

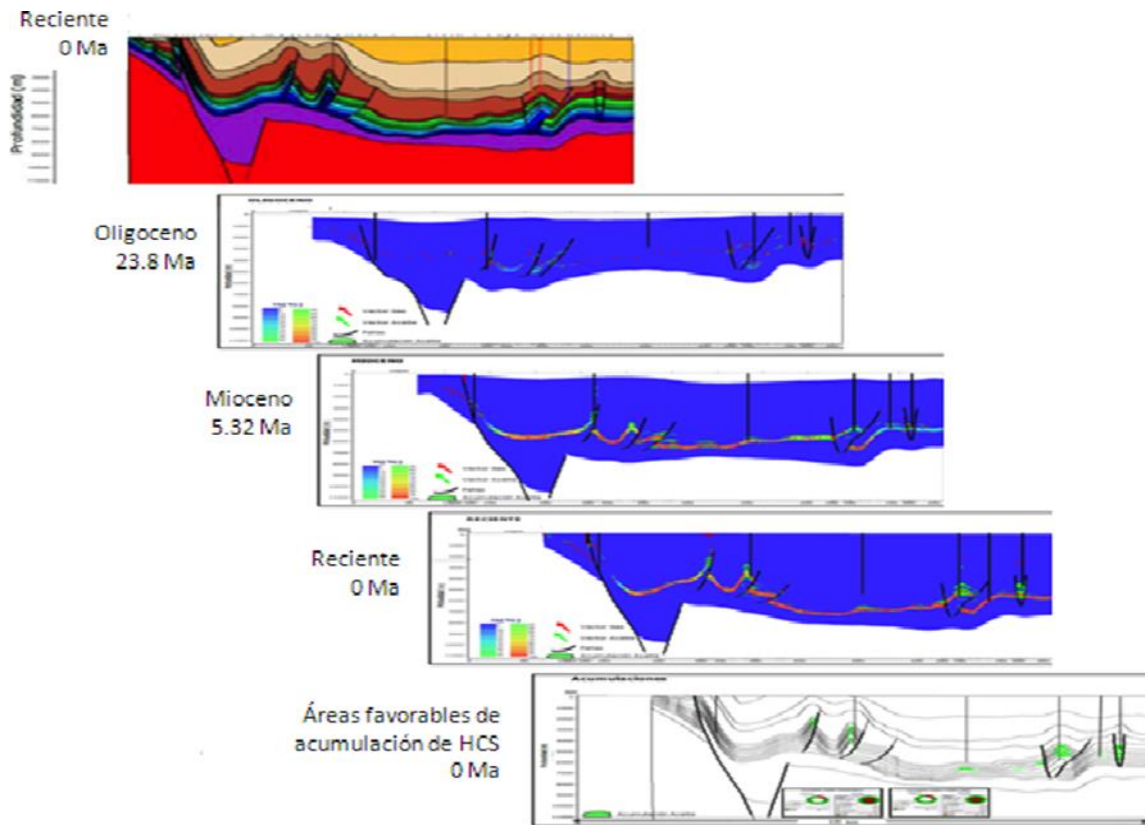


Figura 3.2.8. Ejemplo de una sección geológica restaurada a partir del estado actual (0 Ma); obsérvese que a 23.8 Ma en forma incipiente se inicia la generación de hidrocarburos. A 5.32 Ma existe la suficiente madurez de la roca generadora, expulsando los hidrocarburos e iniciándose los procesos de acumulación en las áreas favorables de entrapamiento. A 0 Ma, estos hidrocarburos son reacomodados de acuerdo a la historia de la cuenca; se muestra la calidad del hidrocarburo a encontrar en el subsuelo (Bernal-Vargas et al., 2010).

El modelado geológico más robusto es el 3D, algunos le nombran 4D porque está implícita la cuarta dimensión y a la que se hace referencia como tiempo geológico (Figura 3.2.9). Este es un modelo dinámico de los procesos geológicos de una cuenca sedimentaria porque comprende toda la historia geológica del área desde el basamento hasta la capa más reciente; son considerados y calculados varios procesos tales como la compactación, depositación, flujos de calor, generación, expulsión, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos dentro de este sistema. Es necesario mencionar que a esta escala de trabajo aún no es posible estimar de manera correcta el volumen de hidrocarburos entrapados, ya que las configuraciones generadas en una malla tan separada no permiten definir correctamente el tamaño de las trampas (Miranda-Canseco et al., 2005).

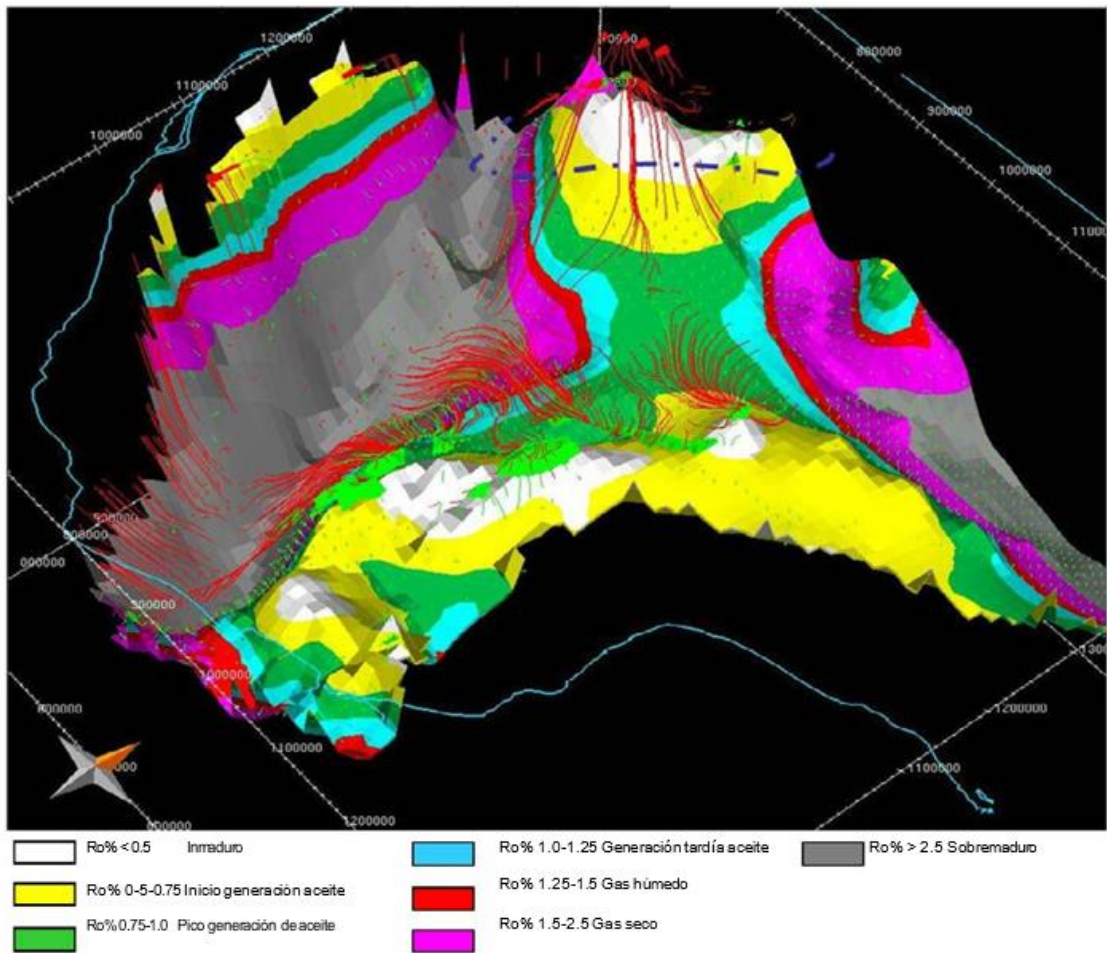
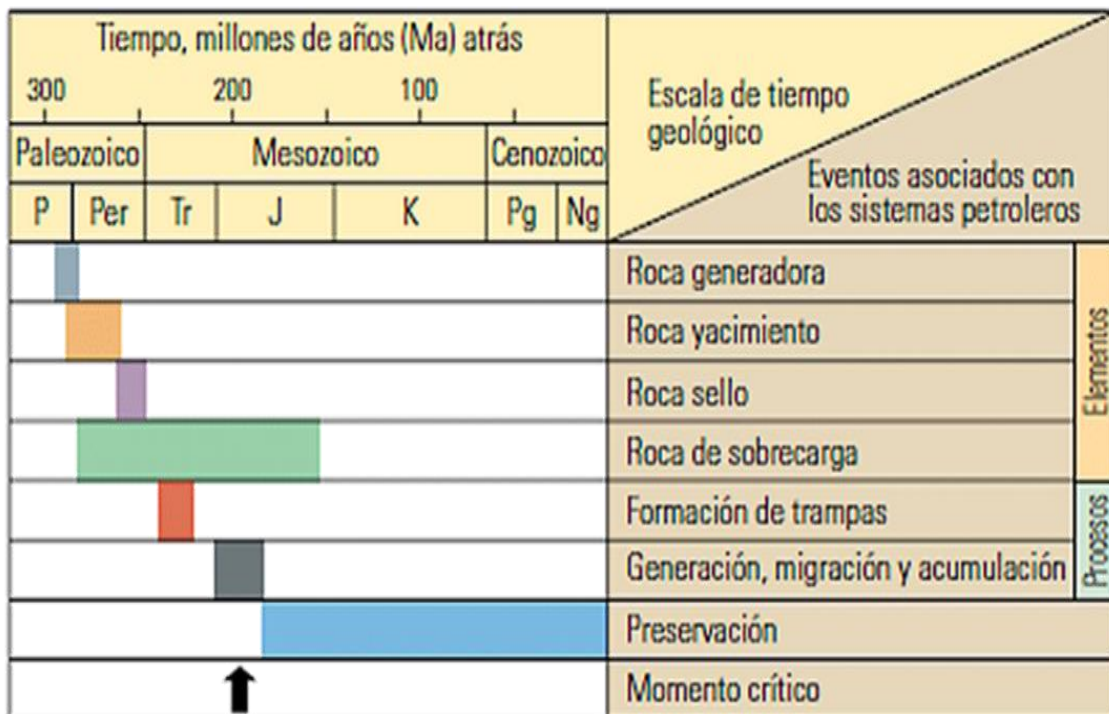


Figura 3.2.9. Imagen tridimensional mostrando uno de los horizontes generadores del Golfo de México, incluyendo el mapa de madurez (Ro), rutas de migración y zonas de entrapamiento. Producto obtenido del Modelado de Sistemas Petroleros pseudo-3D (Miranda-Canseco et al., 2005).

Finalmente, un Sistema Petrolero es representado de manera gráfica por medio de una Carta de Eventos donde se muestra la relación temporal de sus elementos esenciales; también señala las edades de generación, expulsión, tiempo de preservación y el momento crítico para el sistema. Una carta de eventos (Figura 3.2.10) puede ser usada para comparar los tiempos de los procesos ocurridos con los tiempos de los elementos formados; si existe una falta de temporalidad entre los elementos y los procesos, la incertidumbre de preservación del hidrocarburo es mucho más alta que en aquel sistema donde existe una buena sincronía entre los elementos y procesos que lo hacen más favorable y de menor riesgo. Para muchos, esto es una representación simple del

Sistema Petrolero; sin embargo los exploradores deben comprender que la elaboración de la Carta de Eventos involucra un análisis de la oportunidad de carga del petróleo que depende de la roca generadora, de que exista madurez, de las vías de migración y, en consecuencia, del tipo de petróleo. Para que exista una acumulación se depende de la conformidad de la trampa donde está implícita su geometría, las características de la roca almacén y la capacidad de sello para que existan volúmenes comerciales de hidrocarburos; es también de suma importancia el análisis de la temporalidad entre los procesos de carga y la formación de la trampa. En conjunto todos estos factores permitirán conocer el riesgo o probabilidad de la existencia de un prospecto en una cuenca sedimentaria (Pemex, 2014).

Posteriormente, con base a los resultados del modelo, se jerarquizan las áreas de interés económico-petrolero de acuerdo al tipo de hidrocarburo.



Roca yacimiento = Roca almacén

Figura 3.2.10. Ejemplo de la Carta de Eventos del Sistema Petrolero (en Pemex, 2014).

3.3 Plays de la cuenca de Veracruz.

Se define como un conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares en ambiente de depósito, rocas generadoras, trampas, sellos, los procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, migración, acumulación y preservación) y su tipo de hidrocarburos (Figura 3.3.1) (Magoon y Dow, AAPG, 1994).

Pemex Exploración y Producción (PEP), comenzó aplicando la metodología de plays a fines de la década de los 80's, de tal manera que para los años noventa se reportaron estudios iniciales de plays de diferentes áreas de la República Mexicana. A partir de entonces y hasta el día de hoy, los Activos de Exploración han tenido como uno de sus objetivos prioritarios documentar, actualizar, integrar y evaluar los plays más importantes de cada provincia petrolera.

Actualmente, en la Subdirección de Exploración de PEP se realizan cotidianamente tareas como la estandarización de los criterios de interpretación geológica y la representación en mapas para realizar una correcta y confiable evaluación y jerarquización entre los diferentes plays.

Es importante destacar que el carácter regional de dichos estudios permite analizar la evolución geológica de diferentes áreas, para distintos tiempos y que la integración interregional de diversos estudios ha facilitado la extrapolación de información y conceptos de áreas conocidas hacia áreas fronterizas. Esta actividad permitirá conocer y definir los factores que inciden en la prospección de hidrocarburos con evidencias que no pueden ser obtenidas en estudios locales (Pemex, 2014).



Figura 3.3.1. Diagrama de la extensión de un Play con base en la presencia de los elementos que los constituyen (OETR, 2011).

Los estudios de plays en PEP se clasifican como establecido o hipotético y están regidos por la presencia de los elementos: roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y procesos esenciales (generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos). La ausencia o inadecuada eficiencia de cualquiera de éstos da lugar a la inexistencia del play. Dependiendo de la madurez de cada área y del tipo de play que se pretenda estudiar dependerá la disponibilidad, cantidad y tipo de información.

La información mínima requerida se puede agrupar en los siguientes parámetros:

- La jerarquización de áreas y oportunidades contribuye a guiar la actividad exploratoria al descubrimiento de nuevos recursos petroleros, orienta la estrategia de estudios necesarios y campañas de adquisición de información.
- Los criterios para posicionar las oportunidades incluyen inicialmente la relación de recurso prospectivo (P_{media}) y probabilidad geológica (P_g), acompañada del tipo de hidrocarburo y play.

Estos parámetros están referidos en la base de datos de oportunidades exploratorias (Pemex, 2014).

Plays conocidos o probados (!)

Dada la buena correlación que existe entre los hidrocarburos (aceite y/o gas) con las rocas generadoras, ha dado lugar a definir los sistemas petroleros de la cuenca de Veracruz.

Los análisis geoquímicos de alta resolución (cromatografía, isotopía, espectrometría de masas, etc.) integrados al contexto geológico del área permitió establecer la correlación de carga de los hidrocarburos de los subsistemas generadores hacia los plays, llamados preliminarmente por su edad, dichos hidrocarburos están contenidos en los campos de donde han sido analizados y actualmente se están explotando.

En la Cuenca de Veracruz se tienen plenamente identificados 7 plays probados; (Vázquez, C. E., 2010), dos en la Plataforma de Córdoba de aceite y gas asociado y 5 en la Cuenca Terciaria de Veracruz, uno de aceite y 4 de gas seco no asociado, siendo estos los siguientes:

Plataforma de Córdoba

- Play Orizaba (VCP* Albiano-Cenomaniano Calizas de Plataforma fracturas).
- Play Brechas del Cretácico Superior (VCP Santoniano Maastrichtiano SF-Mdz Brechas de Talud).

Cuenca Terciaria de Veracruz

- Play Eoceno Medio (VCP Eoceno Medio, conglomerados de talud).
- Play Mioceno Inferior (VCP Mioceno Inferior, areniscas y conglomerados asociados).
- Play Mioceno Medio (VCP Mioceno Medio, Tardío areniscas abanicos de piso de cuenca).
- Play Mioceno Superior (VCP Mioceno Superior, areniscas abanicos de piso de cuenca).
- Play Plioceno inferior (VCP Plioceno Inferior, areniscas abanicos-canales meándricos).

Los análisis geoquímicos integrados al contexto geológico de la cuenca de Veracruz, permite establecer la correlación roca – hidrocarburos mediante el método de la geoquímica inversa, o sea a partir de los productos (aceite y/o gas), almacenados en los plays, se determina la roca que generó a estos, logrando definir los tres sistemas

petroleros de la cuenca, que dada su buena correlación son clasificados como conocidos o establecidos siendo los siguientes (Tabla 3.3.1):

Tabla 3.3.1. Tabla con los sistemas petroleros generadores de hidrocarburos en la cuenca de Veracruz (Tomado de Vázquez, C. E., 2010).

| SISTEMA GENERADOR | PLAY (ROCA ALMACEN) |
|--|-----------------------------------|
| Subsistema Cretácico Inferior/Medio | <i>Play Orizaba (!)</i> |
| | <i>Play Brechas del KS (!)</i> |
| Subsistema Jurásico/Cretácico | <i>Play Eoceno Medio (!)</i> |
| | <i>Play Mioceno Inferior (!)</i> |
| Subsistema Jurásico/Mioceno | <i>Play Mioceno medio (!)</i> |
| | <i>Play Mioceno Superior (!)</i> |
| | <i>Play Plioceno Inferior (!)</i> |

Para establecer los plays de la cuenca, de modo oficial, se requiere la entrega de un informe final donde se consigne la metodología, expongan las hipótesis de trabajo y se expliquen claramente las razones que fundamentan las interpretaciones y productos generados como secciones, mapas, modelos, etc., siempre asociados con la calibración de los datos; así como todas las referencias bibliográficas que se emplearon para fundamentar las hipótesis y las interpretaciones. El envío y recepción se debe realizar mediante oficios institucionales (registros) de entrega y aceptación, respectivamente (Pemex, 2014).

3.4 Prospecto (Localización Exploratoria).

Un prospecto es una trampa mapeada no perforada sobre un play, donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener el volumen suficiente de recursos prospectivos para obtener indicadores económicos positivos (Pemex, 2014). Dependiendo del grado de conocimiento que se tenga de ellas, las oportunidades exploratorias pueden clasificarse como:

- **A:** Oportunidad exploratoria registrada, ya sea con poca información o condicionada en espera de adquisición de información, mejora de la existente o estudios adicionales.

- **AA:** Localización aprobada activa, susceptible de ser incluida en el programa de perforación.
- **AAD:** Localización aprobada activa, dependiente de los resultados de la perforación de otra localización.
- **AL:** Oportunidad exploratoria que fue localización aprobada y requiere actualizarse debido a nueva información que no existía o no estaba disponible cuando se aprobó para readquirir la condición de AA o AAD.

En la cadena de valor de PEP, se concluye con prospecto o localización exploratoria, el cual, será el área puntual en donde de acuerdo con el análisis de la información antecedente se propone sea perforado el primer pozo exploratorio, avalada y autorizada de común acuerdo con los altos ejecutivos.

Con la información, esta es compilada e integrada, validada e interpretada mediante procesos sísmicos especiales, con el objeto de obtener una estimación del volumen de los recursos prospectivos. Al igual que las demás unidades de análisis del proceso exploratorio se finaliza con un documento final que de soporte técnico económico al prospecto o localización, este prospecto será perforado, si resulta productor, se perforaría otro pozo paralelo llamado delimitador con el objeto de realizar los cálculos técnicos volumétricos para medir las posibles reservas del yacimiento, el cual es evaluado y entregado mediante los trámites correspondientes al departamento o área de producción.

El proceso de documentación de un prospecto consiste en sustentar técnicamente, a escala de la oportunidad, cada uno de los elementos del Sistema Petrolero, estimar su probabilidad de ocurrencia y obtener, a partir de la volumetría, una evaluación económica de rentabilidad.

Por lo general, cuando se inicia el proceso para llevar el prospecto a localización aprobada, sustentado en estudios antecedentes, principalmente de plays, los elementos del Sistema Petrolero ya han sido diagnosticados con alguna probabilidad de ocurrencia a nivel regional. Aun cuando esta probabilidad de ocurrencia pueda estimarse como muy baja, se considera que el Sistema Petrolero está funcionando en

el caso de los plays probados o bien que potencialmente funciona en el caso de los plays hipotéticos; así que los esfuerzos documentales deben orientarse a soportar, sobre todo, la trampa, el sello local, las características del sistema poroso, la sincronía de los eventos (generación-expulsión-migración-formación de la trampa), rutas de migración-carga y preservación de los hidrocarburos.

Los datos representan el punto inicial y un elemento fundamental en cualquier proyecto; de la calidad y cantidad de estos dependerá, en buena medida, la calidad técnica de las localizaciones, de ahí que sea necesario compilar todos los datos disponibles y aplicarles un control de calidad que asegure la validez de los mismos (Pemex, 2014).

Una base de datos enfocada a un proyecto de documentación de localizaciones debe contar, de manera enunciativa no limitativa, con datos cartográficos, estudios antecedentes, datos de pozos y campos, información sísmica e información de campos potenciales.

Una vez que la información se ha seleccionado, analizado y validado, se realiza su carga en los sistemas institucionales de interpretación para ser utilizada por los intérpretes en la generación de los productos necesarios para documentar localizaciones.

Los elementos del Sistema Petrolero que deben sustentarse técnicamente para estimar su probabilidad de ocurrencia son:

1. **Trampa**, sus características y presencia, así como la confianza del mapa estructural y el control de los datos.
2. **Sello**, presencia y efectividad de sello superior, lateral y, eventualmente, de la base u otro.
3. **Roca almacén**, presencia y características del sistema poroso.
4. **Roca generadora**, en su capacidad de carga inicial y madurez.
5. **Sincronía y migración**, incluyendo preservación de los hidrocarburos.

Actualmente, es necesario aplicar tecnologías de vanguardia y nuevas metodologías de trabajo que ayuden a reducir la incertidumbre de las propuestas exploratorias, certificación de reservas y desarrollo de campos. En este sentido, la aplicación de procesos especiales como el AVO (por sus siglas en inglés, Amplitud Versus Offset, estos son los análisis de la variación de la amplitud contra la distancia fuente-receptor, offset, y la Inversión Sísmica), juegan un papel muy importante para incrementar el éxito exploratorio (Montes de Oca, 2016). Adicionalmente, la sustitución de fluidos, como una metodología complementaria del AVO, permite modelar diferentes escenarios al variar el tipo de fluido que pudiera estar presente en la roca almacén y evaluar comparativamente su respuesta sísmica y de AVO resultantes (Valdivieso Ramos & Martínez Treviso, 2006).

De la misma forma se deberá integrar la información sísmica de pozo y superficial, ya sea 2D, 3D, multicomponente, WAZ, etc., en todas sus versiones y procesados, así como los productos asociados como informes de adquisición y procesado, gathers, cubos de apilados parciales, velocidades, etc., la cual es fundamental en el proceso de documentación de una localización, ya que la prospección sísmica continúa siendo el más resolutivo de los métodos indirectos para interpretar rasgos estructurales y estratigráficos del subsuelo, predecir la variación de propiedades físicas de rocas y fluidos mediante la extracción de atributos y/o extrapolar en el subsuelo la información de pozos.

Establecer una metodología de trabajo para llevar a cabo los procesos especiales de AVO, Inversión Sísmica y Sustitución de Fluidos, con la finalidad de coadyuvar a reducir la incertidumbre de las propuestas exploratorias apoyadas con anomalías de amplitud sísmica, así como en la definición del modelo geológico sedimentario y la estimación volumétrica para la certificación de reservas de hidrocarburos, principalmente en trampas asociadas a rocas siliciclásticas (Espinoza y otros, 2006).

A continuación, se describen brevemente las anomalías de amplitud y los tipos de AVO como parte del estudio de procesos.

Anomalías de Amplitud: En la exploración petrolera, durante la década de los 70's, en el proceso de interpretación de los datos sísmicos se identificaron reflectores sísmicos con altos valores de amplitud que contrastaban en forma atípica con los valores de amplitud de los reflectores circundantes, acompañados en algunos casos de una sombra de baja frecuencia en su base (Figura 3.4.1). En la industria, a estas características de amplitud se les denominaron puntos brillantes (bright spots) o anomalías de amplitud y fueron asociadas a la presencia de hidrocarburos, particularmente de gas.

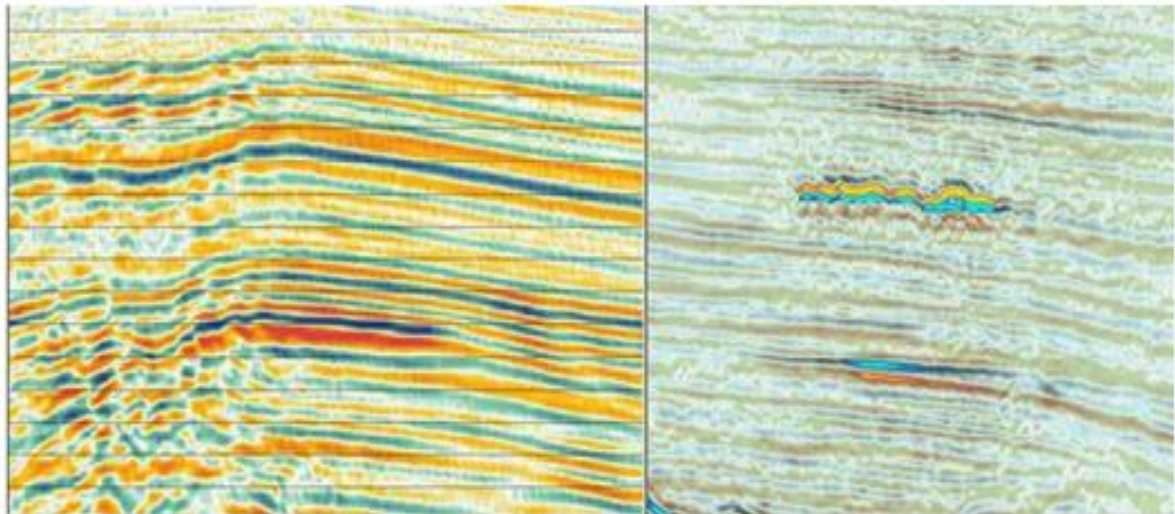


Figura 3.4.1. Ejemplos de secciones sísmicas mostrando puntos brillantes o anomalías de amplitud que contrastan con las reflexiones en el entorno (Tomado de Espinoza y otros, 2006).

En el análisis de anomalías de amplitud no solamente a los puntos brillantes se les denominó como indicadores directos de hidrocarburos (IDH's), sino también a los llamados puntos planos (flat spots), que son reflexiones planas originadas en una interfase entre dos fluidos, los puntos oscuros (dim spots), las inversiones de polaridad (polarity reversals), los combamientos de velocidad (velocity sag, time sag, sas sag, etc.) y los DAD (Delta Amplitude over Dip) o Hydrocarbon Edge Detection. Posteriormente, el AVO en los 80's, así como la inversión sísmica post- y pre-apilado en los 90's, continuaron favoreciendo el análisis de amplitudes con estos objetivos (Pemex, 2014). Para llevar a cabo un estudio de AVO se requiere contar con la siguiente información (Figura 3.4.2):

- Sísmica PSTM
- Gathers sísmicos migrados en tiempo y acondicionados
- Modelo de velocidades RMS o picado denso de velocidades
- Registros geofísicos de pozos (SP, GR, ILD, sónico P y S, densidad, etc.) ubicados dentro del estudio
- Horizontes interpretados de las arenas y niveles objetivo atravesados por los pozos.

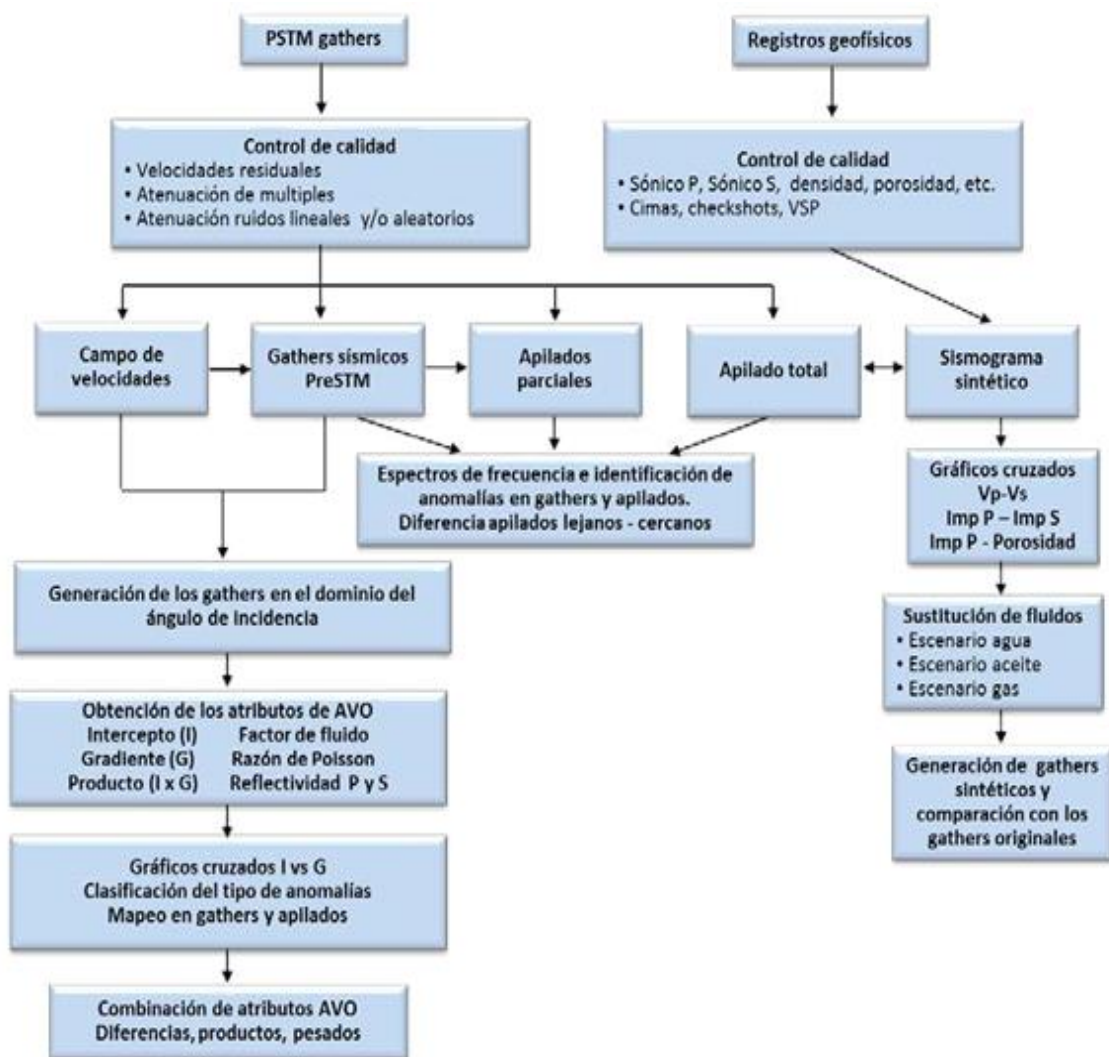


Figura 3.4.2. Metodología de trabajo para realizar un estudio de AVO. El diagrama de flujo muestra las actividades principales y datos necesarios para efectuar el análisis de AVO y sustitución de fluidos (Pemex, 2014).

Una vez generados los volúmenes de atributos AVO se procede con el análisis e interpretación de cada uno de ellos. La interpretación de los resultados AVO se facilita interpretando gráficos cruzados (crossplots) en donde se ubican dos o más atributos.

Los atributos AVO más comunes son Intercepto (I) y Gradiente (G). Bajo circunstancias geológicas normales, los puntos I y G, que corresponden a areniscas saturadas de agua salada y las arcillas, siguen una tendencia central bien definida, conocida como tendencia de arcillas. Las anomalías AVO pueden verse apropiadamente como desviaciones en relación con esta tendencia central y pueden relacionarse a factores litológicos o a hidrocarburos (Pemex, 2014).

Existen varios tipos de atributos AVO (Montes de Oca, 2016), entre los cuales son:

- Atributo Producto (IxG).
- Relación de Poisson Escalado (I+G).
- Factor de Fluido (FF).

Los productos resultantes de un estudio de AVO son los siguientes:

- Gathers acondicionados
 - Apilados de rangos angulares o de offset
 - Volumen de Intercepto
- Volumen de Gradiente
 - Volumen de Intercepto x Gradiente (I*G)
 - Volumen de Relación de Poisson
 - Volumen de Reflectividad P
 - Volumen de Reflectividad S
 - Volumen de Factor de Fluido (FF)
 - Mapas de cada atributo AVO
 - Análisis de reflectividad de cada objetivo y/o arena productora
 - Gráficas cruzadas de IxG de cada objetivo y/o arena productora

Los diferentes modelados que se realizan en estos estudios prospectivos son los siguientes:

➤ Sustitución de Fluidos

La sustitución de fluidos consiste en un modelado que permite estimar diferentes escenarios hipotéticos de los fluidos contenidos en la roca almacén antes de su perforación y conocer la respuesta sísmica sintética para cada uno, la cual puede ser comparada con los datos sísmicos observados; forma parte del análisis AVO (Hampson, Russell y Cardamone, 2004).

El propósito de la sustitución de fluidos es modelar las velocidades sísmicas y densidad de un yacimiento en una condición de yacimiento dada, como presión, temperatura, porosidad, tipo de minerales, salinidad del agua, etc., así como la saturación de fluidos en los poros en escenarios variables en porcentaje de saturación de agua o hidrocarburos (Figura 3.4.3).

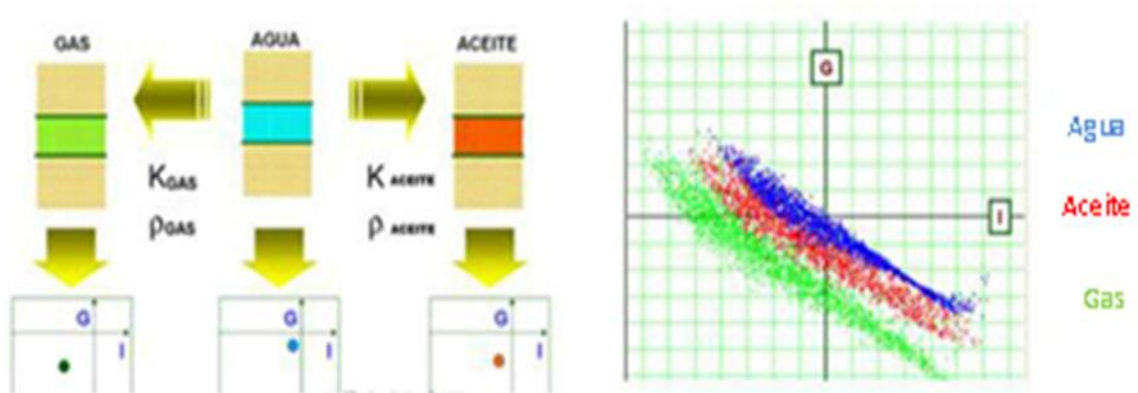


Figura 3.4.3. Diagrama que ilustra en los gráficos cruzados Intersecto vs Gradiente los escenarios posibles de una arena saturada con gas, agua y aceite (modificado de Hampson, Russell and Cardamone, 2004).

➤ Inversión Sísmica

La inversión sísmica es un proceso que genera un modelo de propiedades físicas del subsuelo, comúnmente impedancias, a partir de los datos de reflexión sísmica. Este

modelo está restringido por registros de pozo e información geológica que limitan el número de soluciones posibles a sólo aquellas con relevancia geológica-geofísica.

A partir de este modelo es posible inferir la distribución de las propiedades petrofísicas en las diferentes capas del subsuelo, como porosidad y saturación de fluidos (Figura 3.4.4) (Pemex, 2014).

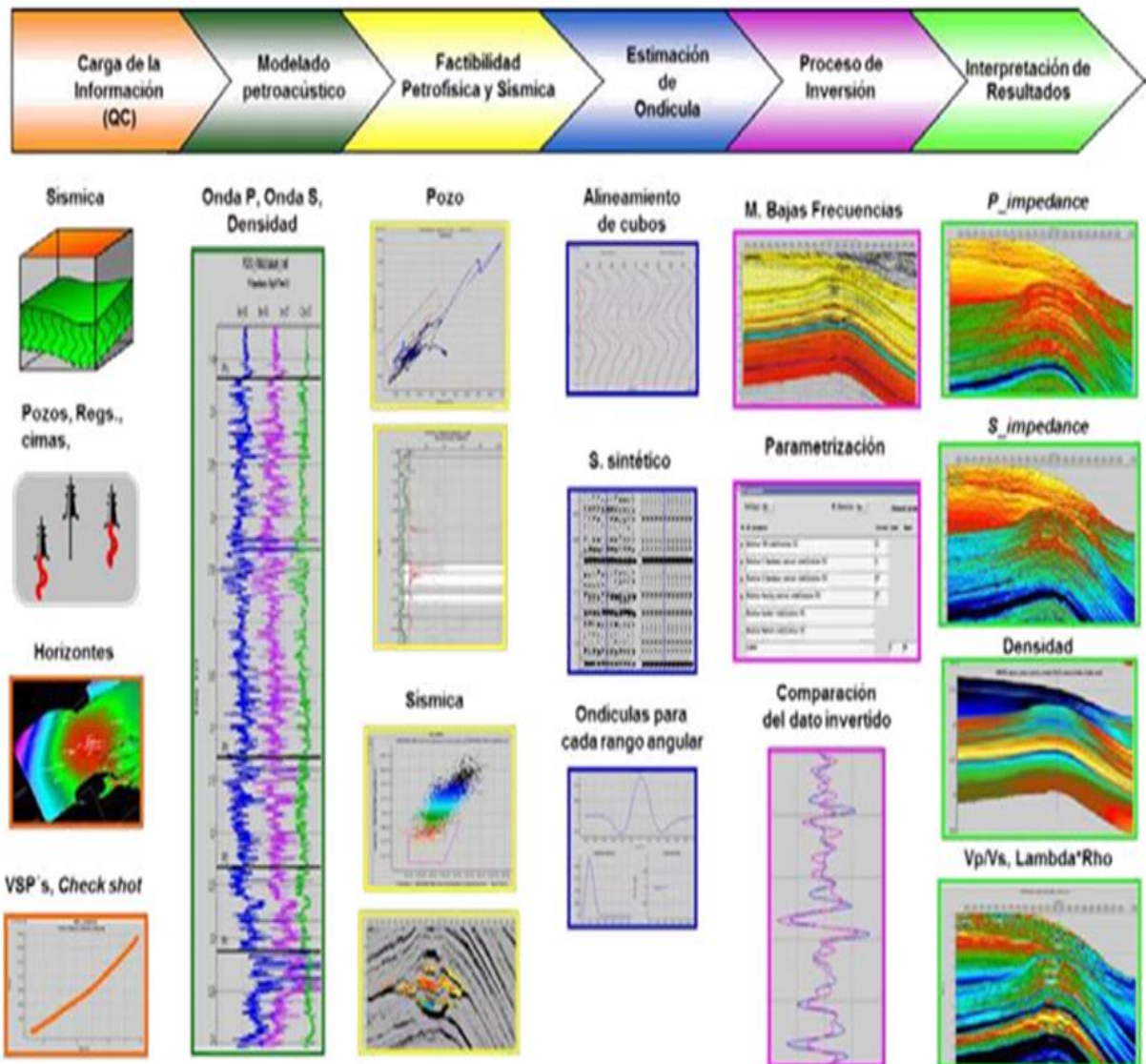


Figura 3.4.4. Flujo de trabajo para llevar a cabo un estudio de inversión sísmica. (Pemex, 2014).

➤ Métodos Electromagnéticos de Fuente Controlada (CSEM)

Los métodos electromagnéticos de fuente controlada (CSEM) constituyen una técnica de exploración basada en el contraste de resistividad asociada a las rocas y fluidos del subsuelo.

La fortaleza del método reside en su capacidad de detectar la resistividad de capas de roca almacén saturadas de hidrocarburos, las cuales contrastan con las rocas de las formaciones que las confinan saturadas con agua (Figura 3.4.5). Los estudios CSEM abarcan el diseño, la adquisición, procesamiento, inversión, modelado e interpretación de los datos (Pemex, 2014).

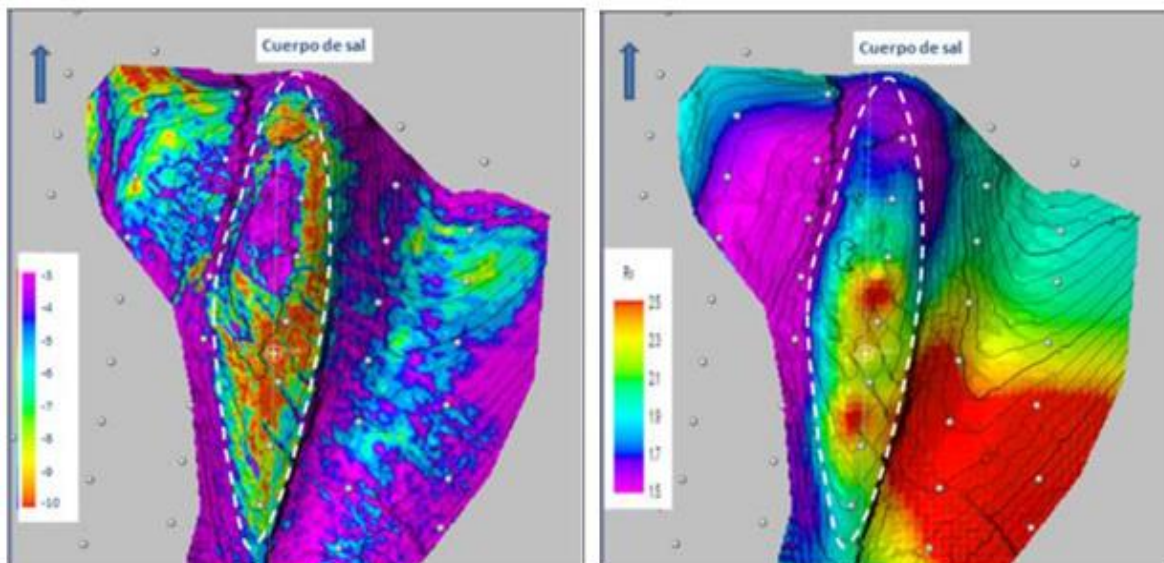


Figura 3.4.5. A la izquierda se muestra la extracción de amplitudes RMS sobre la estructura de Trión y a la derecha su correspondiente anomalía de resistividad. (Pemex, 2014).

Para realizar el cálculo de recursos prospectivos de las oportunidades y localizaciones exploratorias se requiere del análisis de parámetros. Es necesario el conocimiento de los datos geológicos, geofísicos, de yacimientos y de campos análogos, incluyendo el conocimiento de sus fortalezas y limitaciones, así como contar con la experiencia y capacidad del personal participante para trabajar en equipos multidisciplinarios.

Para realizar el cálculo de los recursos prospectivos de una oportunidad o localización se requiere del análisis de la siguiente información (Pemex, 2014):

- Área (mapas estructurales en profundidad de los objetivos)
- Ubicación de la localización con respecto a la estructura
- Espesor Neto
 - Factor geométrico
 - Relación neto/bruto
 - Porosidad y saturación de hidrocarburos
 - Factor volumétrico B_{oi} o B_{gi}
 - Factor de recuperación FRA o FRG
 - RSI (relación gas aceite inicial)
- Riqueza de condensado, de gas asociado (MPMM)
 - Riqueza volumétrica para carbonatos (RV), la cual incluye: parámetros petrofísicos y de yacimiento)
- Pozo análogo geológico
- Base de datos de campos análogos
 - Mencionar las excepciones para una P99
 - Campo análogo de producción

Con dicha información se obtiene la distribución de los recursos prospectivos que la oportunidad o localización podría contener, distribución en la cual deben estar incluidos los campos del play a prospectar. Dependiendo del tipo de oportunidad o localización a evaluar, tipo de hidrocarburo esperado y facies sedimentarias, se realizan las distribuciones lognormales para verificar posteriormente la congruencia de los valores de área, espesor y recursos prospectivos con respecto al campo análogo de producción.

A continuación, se presentan algunas definiciones útiles en la estimación de la volumetría (Pemex, 2014):

- **P1**, Máximo posible, extremadamente improbable, probabilidad de 1 en 100, un número máximo muy poco probable, pero aún posible.

- **P10**, Máximo razonable.
- **P50**, Es el valor central de la serie completa de valores ordenados de menor a mayor.
- **Media**, Es el valor que mejor representa la distribución; media es el valor esperado (es el promedio).
- **P90**, Mínimo razonable.
- **P99**, Tan pequeño como pudiera ser y aún obtener un flujo de hidrocarburos.

Una parte importante de la CEROE (Cédula de Evaluación y Registro de Oportunidades Exploratorias) hace referencia a un método simple pero efectivo para estimar la Probabilidad de Éxito Geológico (Pg). Aquí se define como la probabilidad geológica de descubrir hidrocarburos capaces de sostener un flujo asociado al volumen P99 o más del recurso prospectivo (Camargo, 2008). Para que exista un Sistema Petrolero o una acumulación de hidrocarburos se consideran los cinco elementos del Sistema Petrolero: trampa, sello, roca almacén, roca generadora, así como sincronía y migración, a los cuales se les asigna una probabilidad de ocurrencia que al multiplicarse entre ellos da como resultado la Probabilidad de Éxito Geológico (Pg.).

Como parte de las etapas finales para el análisis prospectivo, se tiene la evaluación económica, esto se puede definir como a la evaluación económica de las localizaciones exploratorias, este es un método de análisis útil para la toma de decisiones al realizar una selección entre diferentes alternativas de perforación, tanto en términos de costos como de beneficios. Tiene como objetivo hacer más eficiente la asignación de recursos, estandarizar los criterios de evaluación, actualizar el portafolio de localizaciones, priorizar el movimiento de equipos, establecer una base para la planeación del presupuesto anual, estimar los costos asociados a cada prospecto y asegurar la consistencia del proceso de exploración. La evaluación económica de las oportunidades, localizaciones exploratorias y de los proyectos de Exploración se realiza con el programa Modelo de Exploración (MODEX).

3.5 Documento de soporte técnico económico final.

El objetivo de este es dar a conocer la guía para elaborar el documento de soporte técnico económico final. Una vez obtenida la aprobación por el Consejo Técnico, deberá integrarse la documentación de soporte técnico económico final para la elaboración del oficio de aprobación el cual, una vez liberado, permitirá cambiar el estatus de la localización a Aprobada Activa (AA) o Aprobada Activa Dependiente (AAD) en la BDOE (Base de Datos de Oportunidades Exploratorias).

El documento de soporte técnico económico final es aquél que integra toda la información técnica y económica realizada dentro de la etapa de Generación de la Localización Exploratoria, en el cual, se deberán incluir también, en caso de existir, las recomendaciones, condicionantes o requerimientos por parte del Consejo Técnico.

Los productos que deberá contener el documento de soporte técnico son los siguientes:

- **Lámina ejecutiva:** Es un formato que deberá llenarse únicamente hasta que la CEROE haya sido validada y después de hacer los ajustes necesarios de acuerdo con las observaciones establecidas en la minuta de aprobación de la RVTF (Reunión de Validación Técnica Final).
- **Resumen ejecutivo:** Dentro del documento de soporte se incluye un formato que resume en nueve incisos las partes técnica y económica de la Localización Exploratoria, plasmando de manera ejecutiva los aspectos citados.
- **Cumplimiento de acuerdos:** En este apartado se documentarán las evidencias de atención a los acuerdos, recomendaciones, condicionantes o requerimientos establecidos por el Consejo Técnico en la minuta de aprobación de la localización exploratoria; el tipo de formato es libre.
- **Informe Final:** Es el documento en el que se describe con grado de detalle la ubicación geológica y geográfica de la localización, los antecedentes geológicos y de producción, las características de la información geológica y geofísica que sustenta la propuesta, el proceso de integración e interpretación, descripción de la roca almacén, geología estructural del área de estudio, trampa, análisis de

yuxtaposición; si el factor crítico de riesgo en la propuesta es la roca generadora, la sincronía o la carga, deberá presentarse el correspondiente estudio de modelado geológico-geoquímico, cálculo de los recursos prospectivos y estimación de Probabilidad geológica (Pg), análisis económico, conclusiones y recomendaciones.

- **Historia del seguimiento de la localización (minutas y acuerdos):** Se documentarán las evidencias del seguimiento de la localización durante toda su etapa de generación, incluyendo dentro del documento las minutas y acuerdos de las reuniones de revisión tanto de los Grupos Multidisciplinarios Regionales, como de las reuniones con la Gerencia de Estudios Regionales de la Subdirección de Exploración.
- **Ubicación de la localización en un mapa regional:** En este mapa deberán incluirse rasgos culturales, pozos exploratorios perforados, campos, localizaciones aprobadas e información sísmica.
- **Apoyos generados:** Los apoyos generados en la parte de la documentación de la geometría de la trampa y análisis de roca almacén se agregarán como anexos.

Una vez elaborado el documento de soporte, deberá enviarse en formato digital a la Gerencia de Estudios Regionales (GER) dentro de los siguientes 30 días calendarios siguientes a la Reunión de Validación Técnica Final (RVTF). En caso de incumplimiento con el plazo de entrega, o si contiene inconsistencias graves, la localización deberá someterse nuevamente a Dictamen Técnico para obtener el estatus de Aprobada Activa o Aprobada Activa Dependiente.

Capítulo 4 - PLANEACION E INGENIERIA PARA DESARROLLAR UN CAMPO PETROLERO

Yacimiento: Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenante y están a alta presión y temperatura, debido a la profundidad a que se encuentra el yacimiento (Kingston, 1983).

Los yacimientos de hidrocarburos se han agrupado considerando diversos factores, por lo que han surgido las siguientes clasificaciones (Pemex, 2005):

- De acuerdo con el tipo de roca almacenadora
- De acuerdo con el tipo de trampa
- De acuerdo con el tipo de fluidos almacenados
- De acuerdo con la presión original

Es importante, dentro del proceso de evaluación de los yacimientos, determinar las características dinámicas del sistema pozo – yacimiento, basado en el análisis e interpretación de las pruebas de pozo, de presión y producción, a fin de caracterizar los yacimientos como apoyo de la simulación numérica, y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

4.1 Metodología para la Optimización del Desarrollo de Campo.

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas (Pemex, 2005).

- Modelo Estático: En esta etapa se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos.

- Modelo Dinámico: Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos. (PVT, curvas de permeabilidad, presiones capilares, pruebas de presión, etc.).

Dentro de lo que es la caracterización dinámica de los yacimientos petroleros se deberán tomar en cuenta algunas consideraciones básicas como son:

1. Definición de yacimientos de hidrocarburos
2. Diferentes clasificaciones de yacimientos
3. Porosidad
4. Saturación de fluidos
5. Permeabilidades
6. Tensión superficial e interracial
7. Fuerzas capilares y presión capilar
8. Mojabilidad
9. Análisis PVT (Presión, Volumen, Temperatura)
10. Presiones de fondo y estática.

Para caracterizar un yacimiento se necesitan varios modelados, como datos geológicos, petrofísicos, geoquímicos, geomecánicos, entre otros; como lo muestra la siguiente imagen (Figura 4.1.1) (Pemex, 2005).

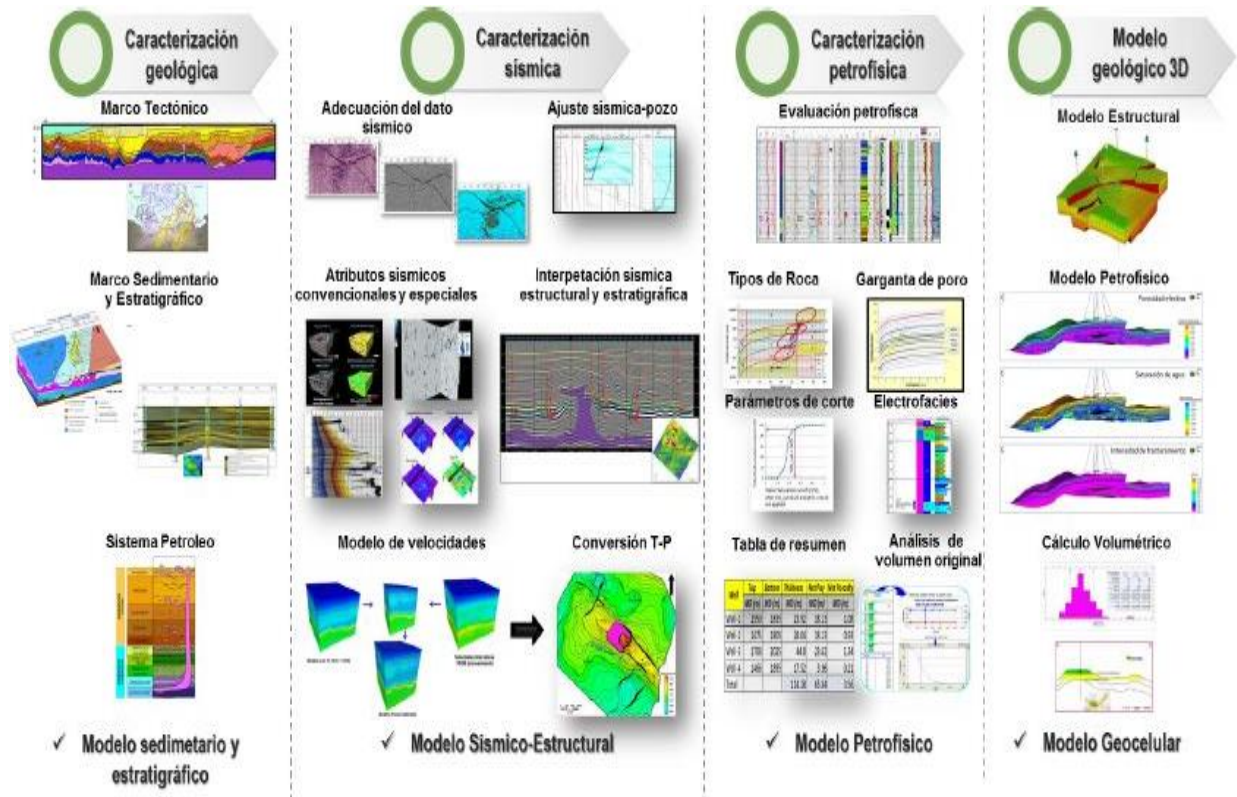


Figura 4.1.1. Caracterización de yacimientos con sus elementos (FARO-Energy, 2019).

La fase de diseño (Figura 4.1.2) incorpora las mejores prácticas para la evaluación y selección de la mejor alternativa de explotación, con un grado de definición de al menos 90% y riesgo aceptable para los objetivos del negocio, en donde la componente principal y preponderante es el proceso de planeación que consta de tres fases (Flores Flores, 2019):



Figura 4.1.2. Fases del Ciclo de vida de un proyecto (Flores Flores, 2019).

FEL-I/Visualización. Asegura la alineación estratégica, genera y evalúa escenarios de explotación definiendo la factibilidad técnica, económica y de sustentabilidad.

FEL-II/Conceptualización. Selecciona la alternativa/escenario de proyecto más viable y que agregue el máximo valor.

FEL-III/Definición. Define el alcance, plazo y programa de ejecución del proyecto, incorpora planes para la ejecución de proyecto en las fases de ejecución, operación y abandono.

La acreditación del DSD (Documento Soporte de Decisión) se desarrolla en dos pasos (Pemex, 2005):

1) Validación de entregables.

Es el proceso mediante el cual la instancia de acreditación realiza la verificación del contenido de los entregables a través de pares técnicos o una instancia de validación, para emitir su recomendación de la procedencia o no de la acreditación de los documentos del proyecto, tomando además en cuenta la trascendencia de posibles desviaciones, los resultados de la evaluación económica y las circunstancias particulares de la inversión y su entorno en su caso, proporcionan recomendaciones para hacer correcciones, complementar la información y/o mejorar la definición de la inversión o de sus expectativas de resultados. La instancia de acreditación analizará las recomendaciones y está facultada para tomar la decisión que más convenga a PEP.

2) Acreditación del proyecto.

La instancia de acreditación toma una determinación, basándose en el contenido del paquete de acreditación correspondiente, con apego a lo que se establece en las reglas de operación y en la presente Guía Operativa y sus respectivos anexos.

4.2 Planeación para la Perforación del Pozo Exploratorio.

La fase de ejecución inicia después de la autorización del Plan de Desarrollo de Explotación (PDE) y la asignación de recursos para desarrollar las actividades planeadas en la etapa de diseño. En esta etapa se inicia la ejecución de todos los planes de administración desarrollados para dar seguimiento y controlar la ejecución del proyecto.

Se inician las gestiones para formalizar los contratos establecidos en el Plan de contrataciones para el desarrollo de ingenierías, construcción, procura de materiales y equipos, instalación y puesta en operación de todos los elementos diseñados; así como la perforación y terminación de pozos (Pemex, 2005).

En esta fase del proyecto se aplicará lo dispuesto en los diversos planes que se diseñaron en la etapa FEL-III para la ejecución, seguimiento y control de las actividades críticas del proyecto. Concluyendo con la formalización de la entrega-recepción de las instalaciones al Activo de Producción.

Durante la fase de operación se inicia la producción de hidrocarburos y las actividades propias de esta fase se enfocan en asegurar la continuidad de la producción, integridad de las instalaciones y equipos, la seguridad de las personas e instalaciones y el cuidado del medio ambiente y la comunidad (Pemex, 2005). Por lo anterior se continúan ejecutando los planes diseñados para la administración del proyecto, adaptados a las actividades críticas de la fase vigente.

4.3 Ingeniería y Generación del Estudio Integral del proyecto.

Elaborar ingeniería de detalle de pozos.

Elaborar con apego a la metodología VCDSE (Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación) establecida por PEP, la ingeniería de detalle de pozos, que integrará los diseños detallados del tipo de pozos, componentes de la terminación, monitoreo y control de pozos y yacimientos, programas de perforación,

terminación, reparación, estimulación y abandono de pozos. Esta ingeniería será desarrollada por personal de Pemex y deberá incluir las lecciones aprendidas de este y otros proyectos similares.

Durante la ejecución del proyecto, realiza el diseño definitivo de los programas de perforación, terminación, sistemas artificiales de producción, productividad y por tipo de pozo, abandono. Previo a la selección del sitio adecuado para la construcción de instalaciones, deberá planearse la realización de estudios generales de los predios potenciales, con la finalidad de dar respaldo a la evaluación y selección del sitio idóneo (Pemex, 2005).

Estudio Integral para el desarrollo del proyecto.

El estudio integral para el desarrollo del proyecto tiene como propósito establecer y difundir a los miembros del equipo de proyecto e interesados, la forma en la que se realizarán las diferentes actividades para dar cumplimiento al alcance definido del proyecto, para lo cual deberá contener las estrategias que permitirán materializar el proyecto, tanto en la etapa FEL-III como en la fase de ejecución (Pemex, 2005).

4.4 Caracterización y Delimitación del Yacimiento.

Los objetivos de la delimitación de yacimientos son los siguientes:

- Conocer la extensión del yacimiento descubierto.
- Reducir la incertidumbre del conocimiento del yacimiento.
- Reclasificar reservas.
- Incorporar reservas.
- Proponer una estrategia para el desarrollo óptimo del campo.
- Contar con un sistema de análisis que facilite la mejora continua de las actividades de delimitación para tomar decisiones estratégicas en Exploración.

La clave para lograr la meta de maximizar el valor del descubrimiento es desarrollar una apropiada estrategia de delimitación, idealmente, orientada a obtener información,

lo que añade valor mediante la selección optimizada de la estrategia de desarrollo. Esto requiere un claro entendimiento de los planes de desarrollo y de las incertidumbres existentes en el campo (Pemex, 2005).

Actualizar modelo estático de yacimientos.

Revisar y/o actualizar el modelo estático del escenario seleccionado con la finalidad de obtener los volúmenes originales de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y reservas probadas, probables y posibles, así como las asociadas a recuperación adicional (Pemex, 2005).

Actualizar modelo dinámico de yacimiento.

Revisar y/o actualizar el modelo dinámico de yacimiento, debiéndose especificar en los alcances del proyecto el método (declinadas, balance de materia y/o simulación numérica). Dicho modelo debe permitir evaluar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación, generando pronósticos de producción de hidrocarburos que le agreguen valor económico al proyecto (Pemex, 2005).

Realizar la ingeniería básica de acuerdo con la metodología VCDSE de PEP.

La Delimitación de Yacimientos comprende las actividades que se realizan para mejorar el conocimiento de la geometría externa e interna del yacimiento descubierto, incluye conocer las variaciones laterales y verticales de las características petrofísicas, los contactos de fluidos así como reclasificar reservas, con el fin de dar mayor certidumbre a la explotación del campo.

Los criterios para realizar la delimitación del yacimiento descubierto están relacionados principalmente con el tipo de proyecto donde se realice el descubrimiento, volúmenes de reservas incorporadas, tipo de hidrocarburos, análisis económicos, calidad de la información sísmica, madurez del play, contactos de fluidos y desarrollo de instalaciones de producción (Tabla 4.4.1) (Pemex, 2005).

Tabla 4.4.1. Clasificación de los mecanismos de explotación de los yacimientos (Pemex, 2005).

| Mecanismos de Explotación de los Yacimientos | | | | | |
|--|---|-----------------------------|--|--------------------------------|---|
| Mecanismo | Py | RGA | Qw | Eficiencia | Otros |
| Empuje por agua | P ↑ sensible a Q w,o,g | Permanece ↓ si P ↑ | ↑ apreciable pbab con irrupcion temprana. | 35% a 80% promedio 50% | N calcula por EBM ↑ sin We. |
| Empuje por gas en solución | Declina rápido y de forma continua | ↓ ↑maximo ↓ | Ausente excepto si Sw ↑. | 5% a 35% promedio 20% | Requiere bombeo al inicio de la producción. |
| Expansión de la roca y los fluidos | Declina rápido y de forma continua Pi > Pb | Permanece ↓ y constante. | Ausente excepto si Sw ↑. | 1% a 10% promedio 3% | |
| Empuje por casquete de gas | Cae suave y de manera continua | ↑ en pbar | Ausente o insignificante. | 20% a 40% Promedio > 25% | La irrupción del gas en pbab indica empuje por casquete de gas. |
| Segregación gravitacional | Cae suave y de manera continua | ↓ en pbab ↑ en pbar | Ausente o insignificante. | 40% a 80% 60% | Cuando k>200 md, buzamiento > 10° y μo < 5 cp. |

4.5 Proceso Integral de Reservas.

Reserva: Se llama así al volumen de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas, que se puede producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables. (Métodos mecánicos, Recuperación primaria, Recuperación secundaria) (CNH, 2015).

Se debe hacer notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, si no que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor información.

Calcular las reservas no significa aplicar mecánicamente los distintos métodos para obtener un valor promedio de los resultados, si no obtenerle valor más cercano al real (Figura 4.5.1).

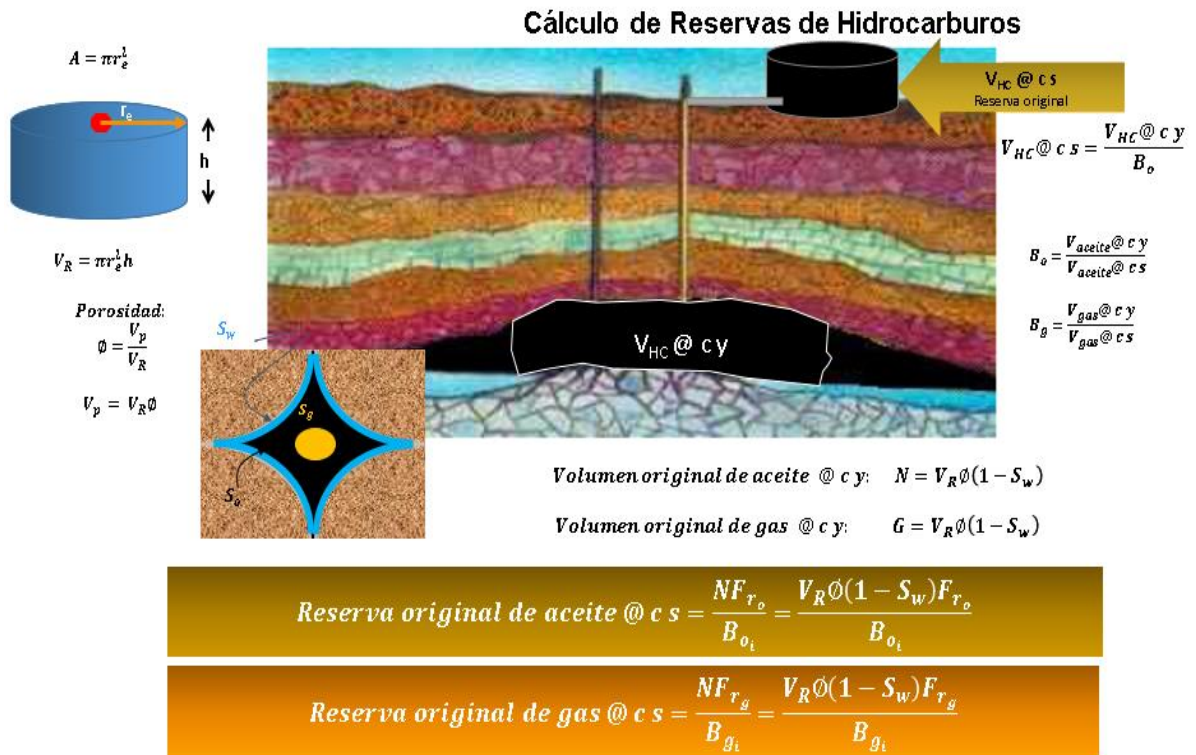


Figura 4.5.1. Cálculo de reservas de hidrocarburos de un yacimiento, tomado de PEMEX, 2014.

Dichos volúmenes representan juicios estrictamente técnicos y no deben estar influenciados por actitudes conservadoras u optimistas por parte del que los calcula (Pemex, 2014). Los estimados de reservas serán revisados a medida que se cuenten con datos adicionales y disponibles de geología e ingeniería o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas. Pueden ser atribuidas a las que pueden ser producidas por energía natural del yacimiento o por la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada.

Los métodos de Recuperación Mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el yacimiento para incrementar la recuperación final (CNH, 2012).

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos (Figura 4.5.2).

Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos

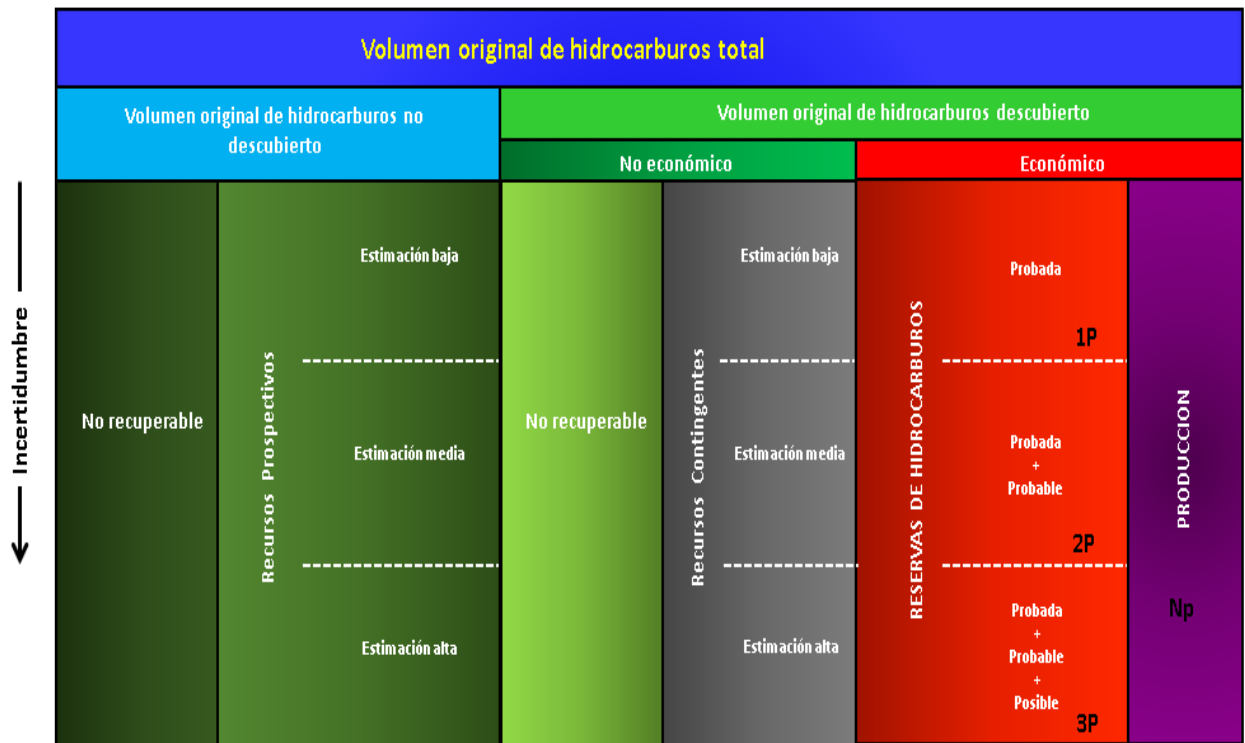


Figura 4.5.2. Clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos de un yacimiento (tomado de CNH, 2012).

4.6 Proceso de Abandono.

En la fase de abandono se inicia con las acciones de taponamiento de pozos, paro y desmantelamiento de instalaciones y remediación de zonas donde existían instalaciones; en dichas actividades se continúa con la aplicación de los planes de administración diseñados para el proyecto.

El objetivo principal al abandonar un pozo es el aislamiento permanente de todas las formaciones del subsuelo atravesadas por el pozo, en las operaciones de abandono lo ideal es aislar tanto las zonas productivas como otras formaciones (Pemex, 2005).

El proceso de taponamiento y abandono de pozos, se está haciendo a medida que los yacimientos van envejeciendo y alcanzando sus límites productivos y económicos. Los pozos que alcanzan su límite técnicoeconómico, y los que representan alto riesgo en la

seguridad de una comunidad aledaña requieren de su taponamiento. Para poder taponar un pozo se deben conocer las características del mismo, así como las normas necesarias para poder realizar las operaciones de taponamiento y abandono.

Cada taponamiento pudiera ser diferente dependiendo de las características del pozo y de la zona en la que se encuentre. El aislamiento total evita que el gas, el petróleo o el agua migren hacia la superficie o fluyan de una formación a otra, una mala cementación, un tapón mal colocado o el agrietamiento del tapón, provocarían fugas representando un riesgo para el medio ambiente.

El taponamiento y abandono de un pozo es muy importante debido a que la industria petrolera enfrenta nuevos retos a nivel mundial en esta área y, además, porque estas operaciones deben de llevarse a cabo con mucho cuidado para tener buenos resultados y que no resulte en un procedimiento muy costoso y dañino para el medio ambiente (Pemex, 2005).

Capítulo 5 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO EN LA CUENCA DE VERACRUZ

Dentro de la cadena de valor con la participación activa de las geociencias, se concluye con el área de Producción, este proceso inicia con la determinación de las características dinámicas del sistema pozo-yacimiento, esto basado en el análisis e interpretación de las pruebas de pozo, pruebas de presión y producción, a fin de caracterizar los yacimientos como apoyo de la simulación numérica y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

En esta etapa se realiza la caracterización inicial y delimitación de los yacimientos, en donde se integra con una alta e importante interacción con el ingeniero petrolero para llevar a cabo actividades necesarias para la explotación de los yacimientos mediante la recuperación primaria, secundaria y terciaria de los hidrocarburos, hasta alcanzar el agotamiento y abandono del campo.

5.1 Desarrollo del Campo.

Para esta sección del documento se tomará como ejemplo el campo B para entender la aplicación de las metodologías para el desarrollo de un yacimiento, más adelante se explicará sobre este campo, aplicaciones con la metodología y características del yacimiento.

Para el desarrollo del campo B se necesita reunir información geológica y geofísica para comenzar con los modelos del campo con sus propiedades, con esto se puede perforar el pozo 1 o exploratorio para hacer la caracterización de este. Posteriormente se programa y perfora el pozo delimitador el cual nos proporcionara los datos de producción (Hernandez Martinez, 2013).

5.1.1 Antecedentes Geológicos y Geofísicos.

El Campo B, se ubica en la Cuenca Terciaria de Veracruz (Figura 5.1.1), limitado al noreste con el Complejo Los Tuxtlas al oeste con el Frente Tectónico Sepultado, al sur con la cuenca Salina del Istmo. Estructuralmente sobre el anticlinal Amistad las Cruces. Sísmicamente se encuentran sobre la línea 448 dentro del cubo sísmico Agua Fría – 3D. Se encuentra al oeste de la ciudad de Juan Rodríguez Clara, Veracruz (CNH, 2017).



Figura 5.1.1. Mapa ubicando el Campo B en la Cuenca de Veracruz, tomado de CNH, 2017.

Regionalmente, en el campo B, pertenece a los plays Mioceno Medio y Plioceno Inferior. Mediante la interpretación de perfiles sísmicos (Figura 5.1.2) y las columnas geológicas se definen dos eventos compresivos importantes en el pre-Oligoceno y durante el Neógeno, reconocidos en la parte occidental, hacia el Frente de Sierra, una compresión principal hacia el noreste, la cual originó estructuras anticlinales con fallas

inversas en sus flancos delanteros, que deformó a rocas del Cretácico y del Paleógeno relacionadas con la deformación pre-Oligoceno. Este evento se correlaciona con la Orogenia Laramide la cual formó la sierra Madre Oriental en el Noreste y centro de México (English and Johnston, 2004).

Durante el Neógeno se llevó a cabo una segunda deformación compresiva, la cual originó estructuras con características y direcciones similares a las que se formaron durante el pre-Oligoceno, destacando la deformación del Neógeno en la parte sur-occidental donde se involucró al basamento. Lo anterior es indicativo que regionalmente se tienen dos grupos estructurales de pliegues y fallas (Ramírez et al., 2004).

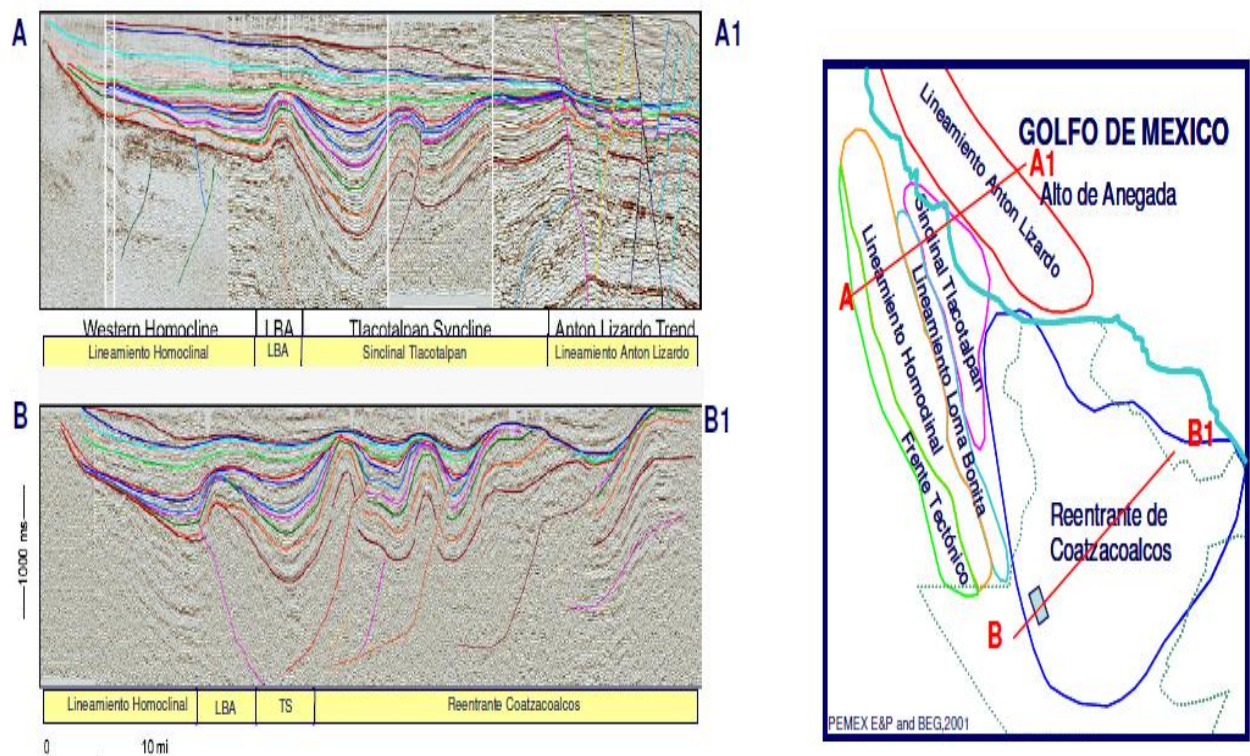


Figura 5.1.2. Las Líneas sísmicas que muestran los elementos estructurales, tomada de PEMEX-Chevron, 1993.

Los planos estructurales para cada yacimiento siguen la tendencia de los elementos estructurales antes descritos, es decir conservan el alto estructural en dirección NW-

SE. La anomalía de amplitud sísmica RMS (del inglés, root mean square), no está asociada a la presencia de fluidos, pero se asocia a la distribución de la roca almacén.

Los modelos sedimentarios de cada uno de los yacimientos descubiertos por el pozo 1 fueron realizados a partir de secciones, datos de pozo (registros, litología), mapas de isopacas, mapas de anomalías de amplitud correspondientes al área de interés (Pemex, 2014).

Los yacimientos, como el caso del campo B, el cual es del play del Mioceno Medio, están asociados a sistemas de depósitos turbidíticos de aguas profundas, ricos en arenas cuyas paleobatimetrías varían de batial superior a medio, que forman complejos de canales, con sus respectivos desbordes proximales y distales asociados, formando un gran abanico submarino de piso de cuenca con aporte múltiple con una orientación Suroeste-Noreste (CNH, 2017).

El campo B inició su producción en diciembre del 2012 con 100 bpd de aceite en un solo pozo. Posteriormente se han ido incorporando los pozos hasta llegar a la producción actual de 1,065 bpd (barriles de petróleo al día), al 1° de enero del 2014. Dicha producción se tiene con 4 pozos de aceite.

Actualmente el campo cuenta con 5 pozos perforados productores de aceite el cual es transportado en autotanques a la Batería Perdiz. La relación gas-aceite (RGA), es del orden de 320 SCF/STB. Actualmente se trabaja en un modelo de simulación, integrando las mediciones, producción, registros de presión, análisis nodales, etc., con el fin de poder predecir el comportamiento de los pozos y establecer una plataforma de producción que garantice la máxima recuperación del campo (Hernandez Martinez, 2013).

El pozo 1 del campo B, descubrieron las unidades MM-20, MM-30 y PI-10, en las cuales no se realizaron pruebas de producción, pero la evaluación petrofísica, y el análisis del multiprobador de formaciones muestran evidencia de hidrocarburos (Figura 5.1.3). El yacimiento MM-35 fue descubierto por el pozo de desarrollo 12 (H. M.R., 2018).

Recientemente el pozo 1 que resultó productor de aceite y gas en rocas del Mioceno Medio MM20, donde se realizó la PP1 (Peso de Prueba 1) con un Q_o (gasto en aceite) = 415 bpd (barriles de petróleo diarios), Q_g (gasto en gas) = 0.166 mmpcd (millones de pies cúbicos diarios), una presión de 560 psi por 1/4" y una densidad del aceite de 27° API (American Petroleum Institute). En lo que respecta a los yacimientos MM30 y MM40, También dentro del Mioceno Medio, así como el yacimiento PI de edad Plioceno Inferior, fueron definidos con alta probabilidad de producir aceite y gas con base a la interpretación de registros geofísicos, a los análisis realizados por el multiprobador de formaciones MDT (Modular Dynamic Tester) y analizadores ópticos (LFA e IFA) (Cruz Antonio y otros, 2013).

El modelo sedimentario semi-regional para los yacimientos MM-20 y MM-30 está asociado principalmente a facies canalizadas y desbordes proximales, cuya fuente de aporte proviene del sureste; mientras que el modelo sedimentario semi-regional para el yacimiento MM-40 está asociado a facies canalizadas, con su aporte principal proveniente del suroeste.

La estratigrafía del campo B consiste en sedimentos areno-arcillosos que van del Reciente al Mioceno Medio. El campo B contiene cinco niveles productores, uno en el Plioceno Inferior evaluado con gas seco denominado PI-10, y tres en el Mioceno Medio evaluados con aceite de 28° API en promedio denominados estratigráficamente del más antiguo al más joven como MM20, MM-30, MM-35 y MM-40 (Pemex, 2005).

| EDAD | LIMITE DE LA SEC. DEPOSITACIONAL | NOMBRE DE LA UNIDAD | UNIDAD PRODUCTORA | SISTEMA DE DEPOSITO |
|------------------|----------------------------------|---------------------|-------------------|--|
| RECIENTE | | | | |
| PLIOCENO | MSL_Pi_04_20 | PI-R-4 | PI-10 | CANALES MEANDRICOS |
| | MSL_Pi_05_00 | PI-5 | | |
| | LS_MS_05_73 | MS-PI-5.7 | | |
| MIOCENO SUPERIOR | MSL_MS_06_00 | MS-6 | PISO DE CUENCA | CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE PISO DE CUENCA |
| | LS_MS_06_98 | MS-6.9 | | |
| | MSL_MS_07_08 | MS-7 | | PISO DE CUENCA |
| | LS_MS_09_26 | MS-9 | | ABANICOS PISO DE CUENCA CON APORTE MULTIPLE |
| | MSL_MM_11_20 | MS-11.2 | | PISO DE CUENCA |
| MIOCENO MEDIO | LS_MM_11_70 | MM-11.7 | MM-40 MM-35 | ABANICOS DE PISO DE CUENCA REGIONALES. APORTE MULTIPLE |
| | LS_M_16_38 | MM-16 | MM-30 MM-20 | ULTIMA ETAPADE RELLENO DE CAÑONES |
| | LS_M_17_34 | M-17 | | ABANICOS DE PIE DE TALUD ABASTECIDOS POR CAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS |
| MIOCENO INFERIOR | LS_M_17_34 | M-17 | | |
| | LS_OL_24_36 | M-24 | | |
| OLIGOCENO | | | | |
| EOCENO | | | | TALUD - PIE TALUD. FRACTURAS |

Figura 5.1.3. Marco estratigráfico regional con las cinco unidades productoras del campo B, tomada de PEMEX, 2005.

Las areniscas de edad Plioceno inferior son de grano fino a medio y selección buena a moderada contiene cantidades comunes de poros intergranulares abiertos. La porosidad es principalmente primaria intergranular, intragranular y porosidad móldica, se muestran los diagramas ternarios de clasificación de areniscas en la primera gráfica se clasifica por su contenido de fragmentos líticos como litarenita, siendo los líticos más predominantes los sedimentarios, por lo cual se subclasifica como sedarenita.

Los granos de la roca son principalmente de cuarzo mono y policristalino y en menor proporción fragmentos terrígenos (limolitas, lutitas), feldespatos plagioclasas (varios sericitizados), bajo contenido de líticos volcánicos y mayor porcentaje de fragmentos carbonatados (mudstones), por lo que se clasifica como sedarenita, se observa

también porosidad secundaria por disolución parcial de líticos corroídos. Texturalmente la roca es submadura a inmadura. Los contornos subangulosos a subredondeados indican moderado transporte y retrabajo.

De acuerdo con el análisis de los registros geofísicos del pozo 1 (Figura 5.1.4), se definieron las electrofacies para cada yacimiento. En el yacimiento de gas PI se definió por un patrón de caja el cual corresponde a un complejo de canales con sus desbordes proximales, así mismo para el yacimiento MM40, sin embargo para el yacimiento MM30 se observan picos presentes en una alternancia rítmica de areniscas y lutitas sugiriendo desbordes proximales culminando con una secuencia arcillosa asociada a desbordes distales. Estas electrofacies están representadas en el modelo sedimentario de cada yacimiento (Pemex, 2013).

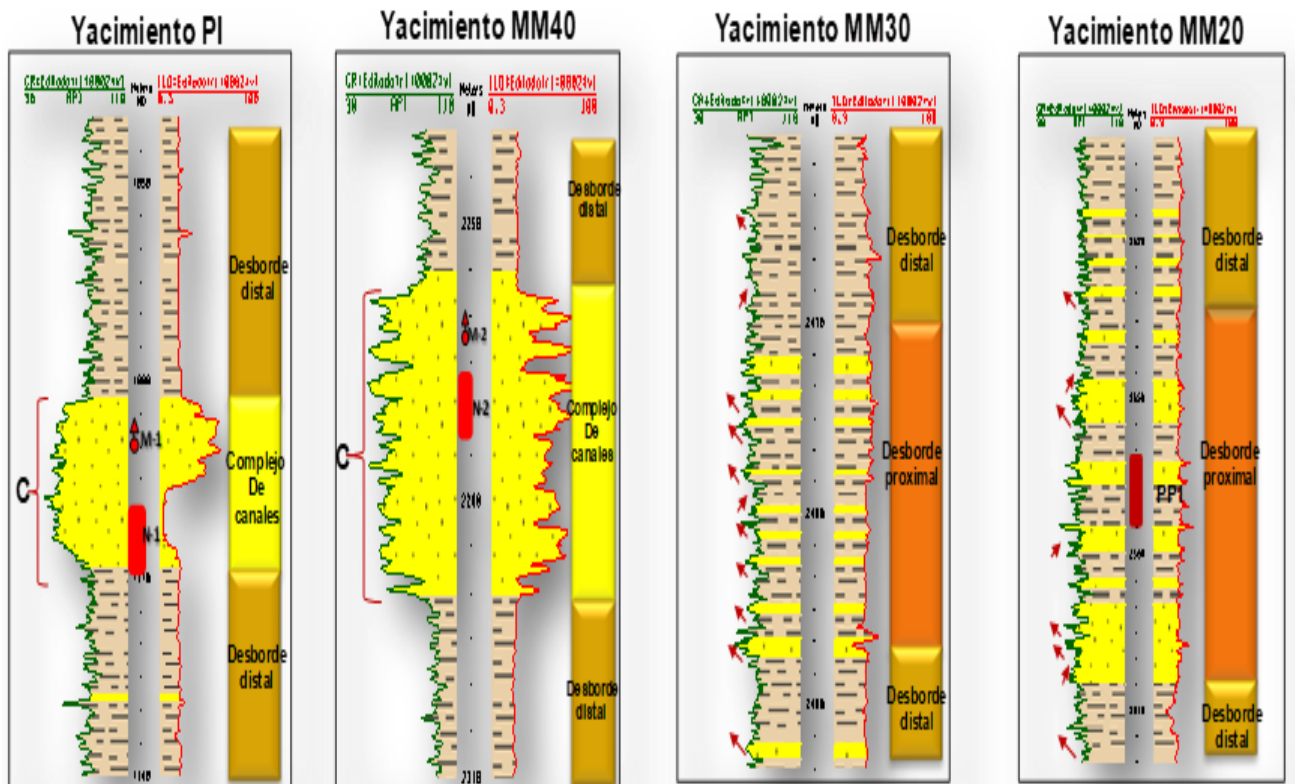


Figura 5.1.4. Electrofacies del pozo 1 (Pemex, 2013).

5.1.2 Caracterización del Pozo 1, programación y perforación del pozo delimitador.

Se inició a perforar en el campo con el pozo 1 en Agosto del 2012 a la profundidad de 2859 mdbmr / 2838 mvbmr. La columna geológica atravesada abarca desde el Reciente hasta el Mioceno Medio en una secuencia cronoestratigráfica normal, el cual resultó como productor de aceite y gas, en la unidad MM-40 con los siguientes datos (Hernandez Martinez, 2013):

- Estrangulador 1/4”;
- Presión en cabeza= 560 psi;
- $Q_o = 415$ bpd y $Q_g = 0.16$ MMpcd.

El pozo perforó el objetivo 1, propuesto a nivel del Plioceno Inferior, resultando con alto potencial de producir hidrocarburos basado en la evaluación petrofísica, multiprobador de formaciones (MDT) y al muestreo de gas recuperado en el intervalo 1082 – 1107 mdbmr (metros desarrollados bajo mesa rotaria), que finalmente se consideró en la categoría de recurso contingente, el objetivo 2 (MM40) resultó con alto potencial de producir hidrocarburos con base a la evaluación petrofísica, análisis del multiprobador de formaciones (MDT, LFA, IFA) y el muestreo de aceite (29° API) recuperado en el intervalo 2257-2290 mdbmr.

Para extraer la reserva 2P (probables) y 3P (probadas) del campo B (Mioceno Medio y Plioceno Inferior) que asciende a 24.1 y 37.4 mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) respectivamente, se plantea la estrategia de continuar el desarrollo durante el periodo 2015-2050 que consiste en (Cruz Antonio y otros, 2013):

- Perforar y terminar 18 pozos de desarrollo (convencionales)
- Construir 2 sistemas de inyección de agua
- Construir un sistema de compresión
- Construir un oleogasoducto
- Construir 2 baterías de separación
- Realizar 26 reparaciones mayores

En cuanto a la terminación de los pozos, estos se concluyeron con aparejo sencillo
 fluyente de 2 7/8" y productores de aceite. La siguiente figura (Figura 5.1.5) muestra un
 estado mecánico tipo para el campo B (Pemex, 2005).

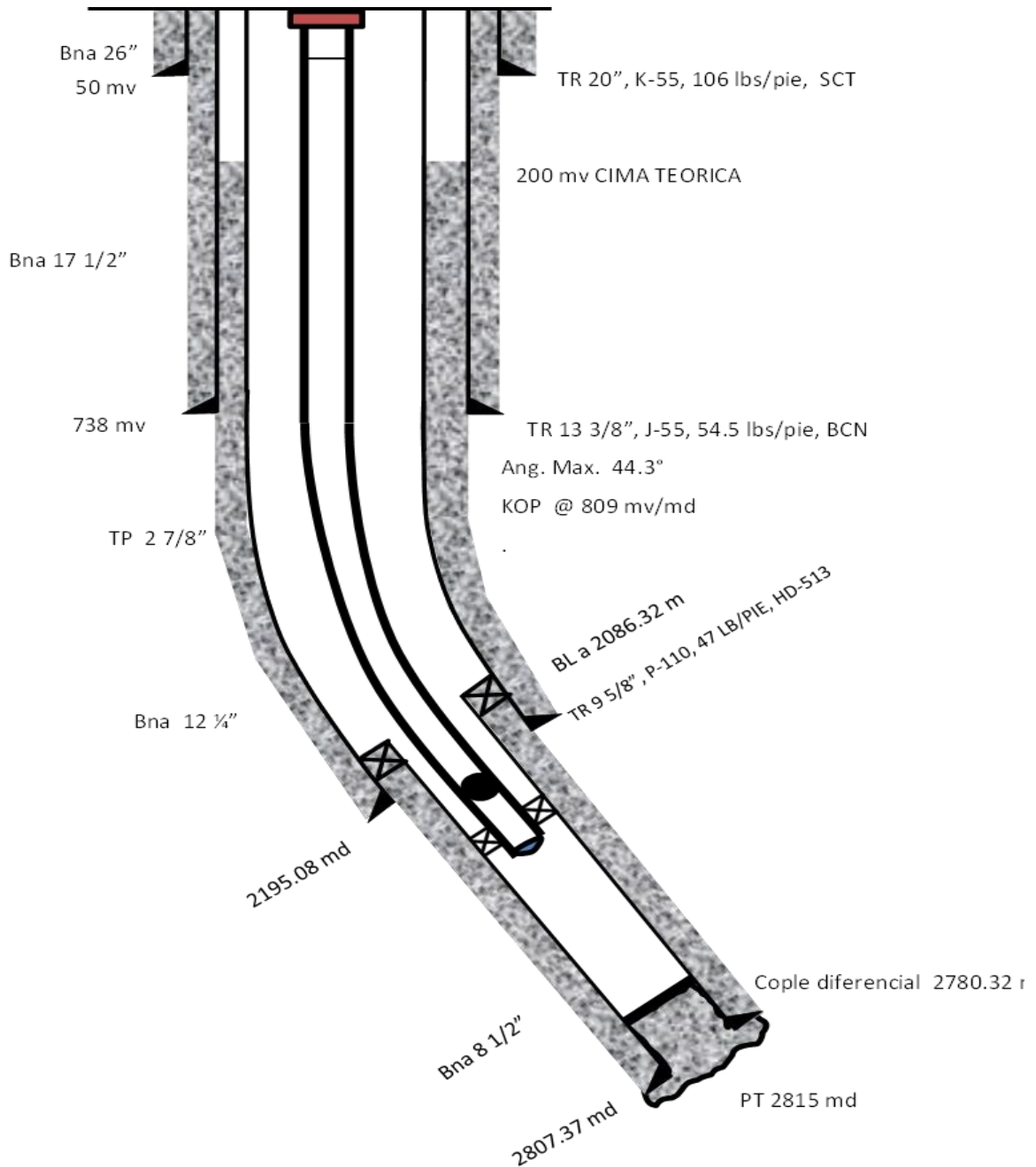


Figura 5.1.5. Geometría tipo para el campo B de 20" x 13 3/8" x 9 5/8" x liner 7" y TP 2 7/8" con una profundidad desarrollada promedio de 2800 md, tomada de PEMEX, 2005.

El Campo B se encuentra en etapa de desarrollo. Actualmente se encuentran produciendo los pozos de aceite por recuperación primaria, es decir, con la energía propia del yacimiento (Expansión de gas) por lo que no se ha empleado alguna técnica de recuperación secundaria o mejorada.

Con el propósito de mantener y mejorar las condiciones de producción, se están llevando a cabo los tratamientos de limpiezas de aparejo; usando solventes para atacar la presencia de depósitos orgánicos como lo son asfáltenos y parafinas y en algunos casos depósitos inorgánicos como sal, así como el mantenimiento continuo en las instalaciones superficiales por la presencia de estos (Pemex, 2005).

5.1.3 Análisis de producción.

El campo B contiene cinco niveles productores, uno en el Plioceno Inferior evaluado con gas seco denominado PI-10, y tres en el Mioceno Medio evaluados con aceite de 28° API en promedio denominados estratigráficamente del más antiguo al más joven como MM20, MM-30, MM-35 y MM-40.

Los yacimientos MM20 y MM30 se ubican dentro de la unidad regional MM-16 del Mioceno Medio, éstos tienen como límite inferior la discordancia LS_MI_16_38 y como límite superior la secuencia LS_MM_11_70, el rango de edad establecido es de 16.38 a 11.7 millones de años (Mioceno Medio Temprano), mientras que el yacimiento MM40 se ubica en la unidad MM-11.7 dentro del Mioceno Medio, tiene como límite inferior la secuencia LS_MM_11_70 y como límite superior una máxima superficie de inundación MSI_MM_11_70, el rango de edad establecido para esta secuencia es de 11.7 a 11.2 millones de años (Mioceno Medio Tardío) (ver Figura 5.1.3). El yacimiento MM-35 fue descubierto por el pozo 12, este yacimiento se ubica similar al MM-40, en la unidad MM-11.7.

Los yacimientos del Mioceno Medio están asociados a sistemas de depósitos turbidíticos de aguas profundas, ricos en arenas cuyas paleo batimetrías varían de batial superior a medio, que forman complejos de canales, con sus respectivos desbordes proximales y distales asociados, formando un gran abanico submarino de

piso de cuenca con aporte múltiple con una orientación Suroeste-Noreste (Cruz Antonio y otros, 2013).

Los yacimientos en el campo B son cuatro de aceite, ubicados en el Mioceno Medio, del más antiguo al más reciente denominados estratigráficamente: MM20, MM-30, MM-35 y MM-40, y uno de gas seco en el Plioceno Inferior, PI-10. A continuación se describe petrofísicamente cada unidad de yacimiento (Pemex, 2005).

- **Yacimiento MM20 (Aceite de 27° API).** En el pozo 1 se efectuó una prueba de producción (PP1) en el intervalo de 2561 m – 2575 m dentro de la unidad MM-20. El análisis petrofísico de los registros geofísicos y de hidrocarburos realizados al pozo determinaron: espesor bruto de 60 m, espesor neto de 32 m, relación neto/bruto de 54%, espesor neto impregnado de 16 m, porosidad promedio de 20%, permeabilidad promedio de 293 mD (miliDarcys), saturación de agua (S_w) de 41% y volumen de arcilla (V_{cl}) de 17%. Con base a la interpretación del registro multiprobador de formaciones se definió un gradiente de aceite de 0.78 gr/cc.
- **Yacimiento MM30 (Aceite de 28° API).** No se efectuaron pruebas de producción en el intervalo correspondiente a MM-30 en el pozo B-1. El análisis petrofísico de los registros geofísicos en esta unidad muestran: espesor bruto de 70 m, espesor neto de 10 m, relación neto/bruto de 15% y espesor neto impregnado de 5 m, con porosidad promedio de 17%, la permeabilidad promedio de 12.1 mD, saturación de agua (S_w) de 53% y volumen de arcilla (V_{cl}) de 29%. Con base a la interpretación del multiprobador de formaciones se definió un gradiente de aceite de 0.79 gr/cc.
- **Yacimiento MM35 (Aceite).** La unidad MM35 (Mioceno Medio) fue registrada por el pozo 12 dentro de la etapa de desarrollo del campo y renombrada mediante correlaciones sísmicas. El análisis petrofísico de los registros en este nivel (Intervalo 2688-2704 m) muestra un espesor bruto de 12 m, un espesor neto de 7 m, una relación neto/bruto de 64% y un espesor neto impregnado de 7 m, con una porosidad de 21%, la permeabilidad promedio de 187 mD,

saturación de agua (S_w) de 30% y un volumen de arcilla (V_{cl}) de 30%. La presión inicial de yacimiento es de 3396 psi.

- **Yacimiento MM40 (Aceite de 29° API).** Para el yacimiento MM40 principal en etapa de explotación se ha evaluado con 5 pozos, quedando invadido el pozo 56 (pozo delimitador) y los pozos 1, 2, 12 y 13 como productores. La evaluación petrofísica promedio determinó (Figura 5.1.6): espesor bruto de 52 m, espesor neto de 45 m, relación neto/bruto de 76%, espesor neto impregnado de 25 m, la porosidad promedio es de 20%, saturación de agua (S_w) de 33% y volumen de arcilla (V_{cl}) de 22% (Tabla 5.1.1). Con base a la interpretación del registro multiprobador de formaciones se definió un gradiente de aceite de 0.78 gr/cc en el pozo 1. El contacto aceite – agua se identificó mediante marca eléctrica resistiva en el pozo 2 a 2174 m bnm (metros verticales bajo el nivel del mar): a pesar del contacto, el espesor neto impregnado no disminuyó respecto al calculado en el pozo 1.

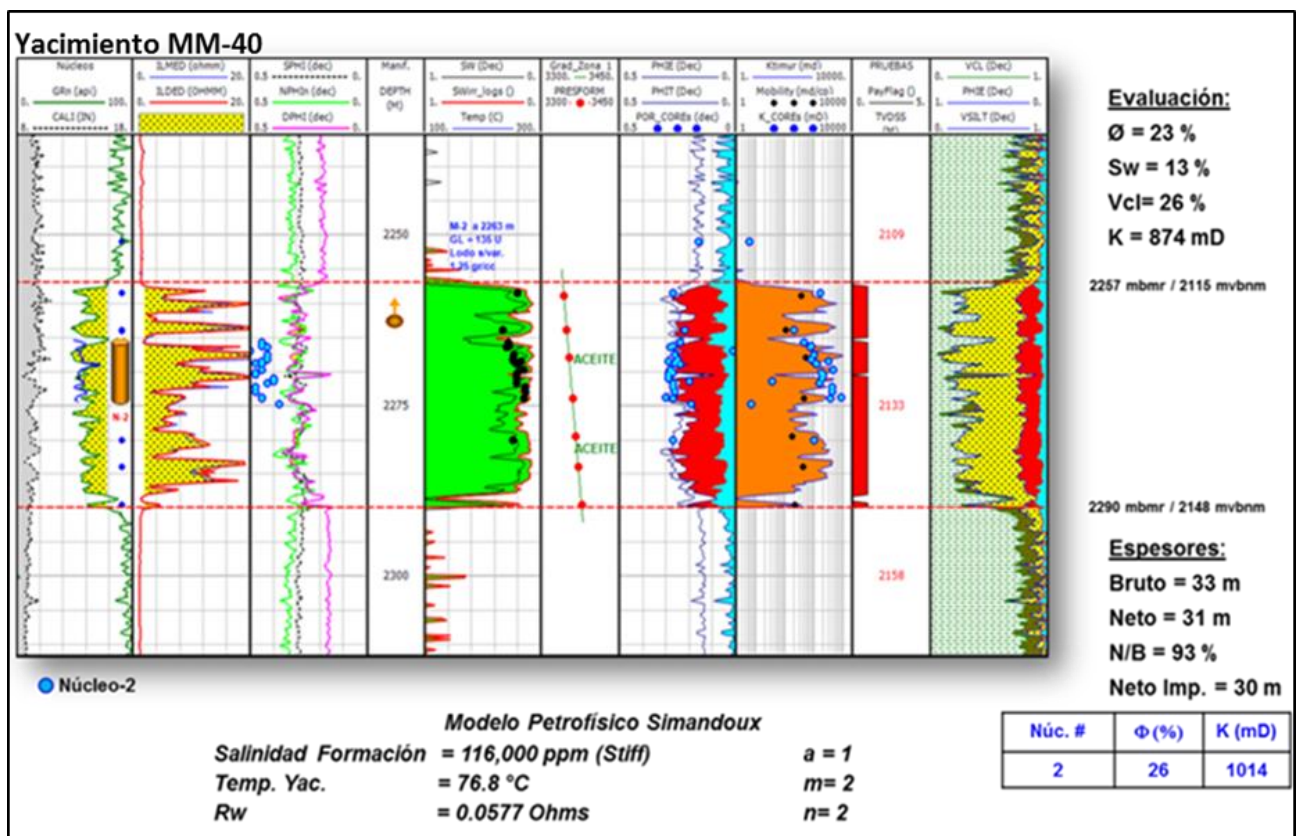


Figura 5.1.6. Evaluación petrofísica nivel MM40 en el pozo 1, tomada de PEMEX, 2005.

Tabla 5.1.1. Parámetros petrofísicos de la unidad MM40 del campo B, información tomada de Pemex, 2005.

| Pozo | Cima | | Base | | σ | Sw | Vcl | k | Rt | Espesor Bruto | Espesor Neto | Esp. Neto Impregnado | Relación Neto/Bruto |
|------|------|------|------|------|----------|-----|-----|-----|----------|---------------|--------------|----------------------|---------------------|
| | mdbm | mvbn | mdbm | mvbn | (%) | (%) | (%) | mD | Ω | m | m | m | (%) |
| 1 | 2257 | 2115 | 2290 | 2148 | 23 | 13 | 26 | 874 | | 33 | 31 | 30 | 93 |
| 2 | 2389 | 2131 | 2463 | 2204 | 21 | 35 | 13 | 114 | 4.5 | 74 | 67 | 31 | 90 |
| 56 | 3044 | 2186 | 3156 | 2234 | 19 | 100 | 21 | 1.8 | 1 | 48 | 39 | 0 | 81 |
| 12 | 2613 | 2107 | 2626 | 2116 | 19 | 43 | 32 | 58 | 5 | 9.3 | 2.7 | 2.4 | 26 |
| 13 | 2611 | 2178 | 2734 | 2275 | 20 | 42 | 19 | 67 | 5 | 97 | 89 | 38 | 91 |

- Yacimiento Plioceno Inferior PI-10 (Gas Seco).** En el yacimiento PI-10 no se han efectuado pruebas de producción, sin embargo se tienen datos de presión y fluidos. Los pozos que han registrado esta unidad son 1, 2, 12 y 61. El análisis petrofísico promedio de los registros geofísicos en este intervalo muestran: espesor bruto de 21 m, espesor neto de 16 m, relación neto/bruto de 75%, espesor neto impregnado de 11 m, con porosidad promedio de 30%, la permeabilidad promedio de 460 mD, saturación de agua (Sw) de 41% y un volumen de arcilla (Vcl) de 15%. Se trata de un yacimiento en contacto con agua, detectado en el pozo 1, con base a la interpretación del multiprobador de formaciones se definió un gradiente para el casquete gas de 0.086 gr/cc y de 1.01 gr/cc para el agua.

La composición del gas obtenida del análisis cromatográfico, presentó un porcentaje de 98.6% de metano, lo que lo clasifica como gas seco, con esta información, además de la presión y temperatura del yacimiento obtenidas del Registro de Presión de Fondo

Cerrado se realizó la evaluación del factor volumétrico de gas inicial (Bgi) (Pemex, 2005).

5.2 Cálculo de Reservas.

5.2.1 Cálculo de Reserva Volumétrica (BGI y FRG).

La determinación del Bgi de los yacimientos del Pozo 1 se realiza con base al análisis de presión, temperatura y la cromatografía del gas obtenida a partir del MDT-LFA-IFA (multiprobador de formaciones y analizadores ópticos respectivamente).

En la prueba de producción 1, se obtuvieron los siguientes datos (CNH, 2015):

- En el yacimiento MM20 (Productor de Aceite de 27°API), se utiliza un $B_{oi}= 1.22$, el factor de recuperación del 15% con una presión de 4234 psi considerado en la categoría de Probada.
- Para el yacimiento MM30 (Aceite de 28°API) un $B_{oi}= 1.22$, el factor de recuperación del 15% en la categoría de Probada y del 20% en la categoría de Probable con una presión de 4215 psi.
- En el yacimiento MM40 (Aceite de 29°API) se utilizó un $B_{oi}= 1.22$, el factor de recuperación de 15%, 20% y 23% dentro de las categorías Probada, Probable y Posible respectivamente, para estos yacimientos se utilizó como análogo al campo G (campo petrolero cercano al campo B) para los datos de B_{oi} y R_s .
- En el yacimiento PI ubicado en rocas del Plioceno Inferior se obtuvo un $B_{gi}= 0.009699$, el factor de recuperación calculado es del 29% con una presión de yacimiento de 1,514psi, fue ubicado en la categoría de Recurso Contingente debido a que actualmente no se contempla un proyecto de gas en la zona que haga posible la extracción de gas en el corto plazo.

Al 1° de enero del 2014 (Tabla 5.2.1), el volumen de aceite extraído es de 206 MMb (millones de barriles) y 87.7 MMpc (millones de pies cúbicos) de gas asociado. La reserva remanente para el campo es de 32.610 MMb de aceite y 8.808 MMMpc (miles de millones de pies cúbicos) de gas (Pemex, 2014).

Tabla 5.2.1. Volúmenes originales del campo B, información tomada de Pemex, 2014.

| Categoría | Volumen Original de Aceite | Volumen Original de Gas |
|-----------|----------------------------|-------------------------|
| | MMb | MMMpc |
| 1P | 206.2 | 87.7 |
| 2P | 206.2 | 105.4 |
| 3P | 206.2 | 105.4 |

El campo cuenta con 5 pozos perforados, de los cuales 4 son productores, no tiene pozos cerrados con posibilidades, uno cerrado sin posibilidades y ningún pozo en perforación.

5.2.2 Infraestructura.

El desarrollo de este campo se perforó con equipos cuyas capacidades oscilan entre los 900 y 1000 HP, actualmente se tienen considerado la perforación de 18 pozos más en el campo, vale la pena comentar que el campo B se detonó con la perforación del pozo exploratorio 1.

Como desarrollo del campo B se perforaron 4 pozos adicionales; pozo 2, pozo 12, pozo 13 y pozo 56 presentando una geometría de tipo robusta que permitió terminar el pozo con un liner de producción de 7" e introducir aparejo sencillo fluyente de 2 7/8", a una profundidad desarrollada que varía entre 2500 md a 2850 md y ángulos de 30° a mayores a 50° (ver Figura 5.1.5).

El campo B para el manejo de la producción cuenta con una macropera que contiene un total de cuatro pozos fluyentes, aportando un volumen de 1,632 bd de crudo y 0.272 MMpcd de gas; para su recolección se dispone de dos ductos que conforman una red de 14.15 km para integrar las corrientes de la macropera hacia la Batería de Separación Gasífero, en donde se realiza el proceso de separación (Tabla 5.2.2) (Pemex, 2005).

Tabla 5.2.2. Infraestructura del campo B, tomado de CNH, 2015.

| | Cantidad (Núm.) | Pozos (Núm.) | |
|--------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------|
| Manejo | 1 Macropera 1 Macropera* | 4 pozos (4 pozos en operación) | |
| | Cantidad (Núm.) | Capacidad (BPD) | |
| Recolección | 2 Ductos 2 Ductos* | 10, 000 BPD | |
| | Cantidad (Núm.) | Tipo | Capacidad (BPD) |
| Separación | 2* | Bifásico* | 10, 000* |

*En Proyecto

Para el caso del campo B, el cual está en explotación, se tiene contemplado continuar con el desarrollo del campo al perforar nuevos pozos, las tecnologías que se tienen visualizadas están enfocadas a prolongar la vida productiva de los pozos y así maximizar su factor de recuperación, para lo cual se tiene considerado el uso de tecnologías.

El campo contará con un programa para la implementación de la diversas etapas de compresión estableciendo una plataforma óptima de producción de gas, y para el aceite otra plataforma, teniendo actualmente la construcción de la infraestructura para el manejo de gas, en las primeras etapas de explotación solo se considera la declinación natural del yacimiento pero se tomará en cuenta todas las técnica aplicables para el mantenimiento de la producción hasta llegar a cada una de las etapas que permitirán continuar con la explotación del campo.

Se considerarán los equipos necesarios para la explotación prolongada de los pozos de aceite, red de bombeo neumático y lo que surja del modelo integrado yacimiento–pozo-superficie.

Capítulo 6 NUEVAS METODOLOGÍAS (E3) CON IMPLICACIONES SISTÉMICAS IMPORTANTES EN EL PROCESO EXPLORATORIO

Debido a los cambios con la apertura de Exploración y Producción de Pemex a las compañías extranjeras, mediante la explotación de proyectos exploratorios de los hidrocarburos en áreas asignadas, es necesario aplicar nuevas estrategias y metodologías tecnológicas que optimicen y aceleren el proceso para la producción de los recursos petroleros.

La metodología **E3** es el proceso de toma de decisiones para analizar y documentar las áreas asignadas o proyectos exploratorios. La meta es seleccionar un plan exploratorio para cada proyecto acorde a la Estrategia Exploratoria (Pemex, 2013 en Marcos A. F.).

Esta metodología **E3** estructura la toma de decisiones a través de 3 fases (Pemex, 2013):

- **Enmarcación (E_N):** Es una combinación de decisiones coordinadas para establecer un grupo de alternativas.
- **Evaluación (E_v):** Es un conjunto de decisiones de enfoque para alcanzar las metas establecidas en dos alternativas.
- **Elección (E_L):** Es un conjunto de decisiones tácticas para definir a detalle las metas establecidas de la alternativa seleccionada.

En Exploración se toman decisiones con base en una estrategia y alternativas que en muchas ocasiones se basan en las experiencias y no quedan plasmadas en un documento con cierta estructura o proceso que permita apoyar esas decisiones.

La metodología E3 tiene implicaciones sistémicas importantes en el proceso Exploratorio (Pemex, 2013):

- **Organización** – Propicia la comunicación entre el personal y el liderazgo, Ordena la toma de decisiones, Toma decisiones bajo un mismo criterio.

- **Procesos** – Reduce tiempos y costos para la organización, Genera una mayor capacidad de análisis, Estandariza procesos.
- **Análisis** – Integra la parte técnica y económica, Soporta la documentación requerida dentro y fuera de la organización, Plantea alternativas más viables para la realización del proyecto.

El contar con una guía práctica permitirá considerar diferentes puntos de vista de los equipos de los proyectos para tomar decisiones bajo un mismo criterio.

El proceso E3 ofrece diferentes ventajas a través de los diferentes niveles en la organización: Dirección, Áreas y usuarios. El proceso tiene su origen en una mejor práctica de la industria: Front-End-Loading (FEL) (Figura 6.1.1), las cuales delimita las alternativas pasando de un grupo definido a dos alternativas, primero, y una opción final después (Flores Flores, 2019).

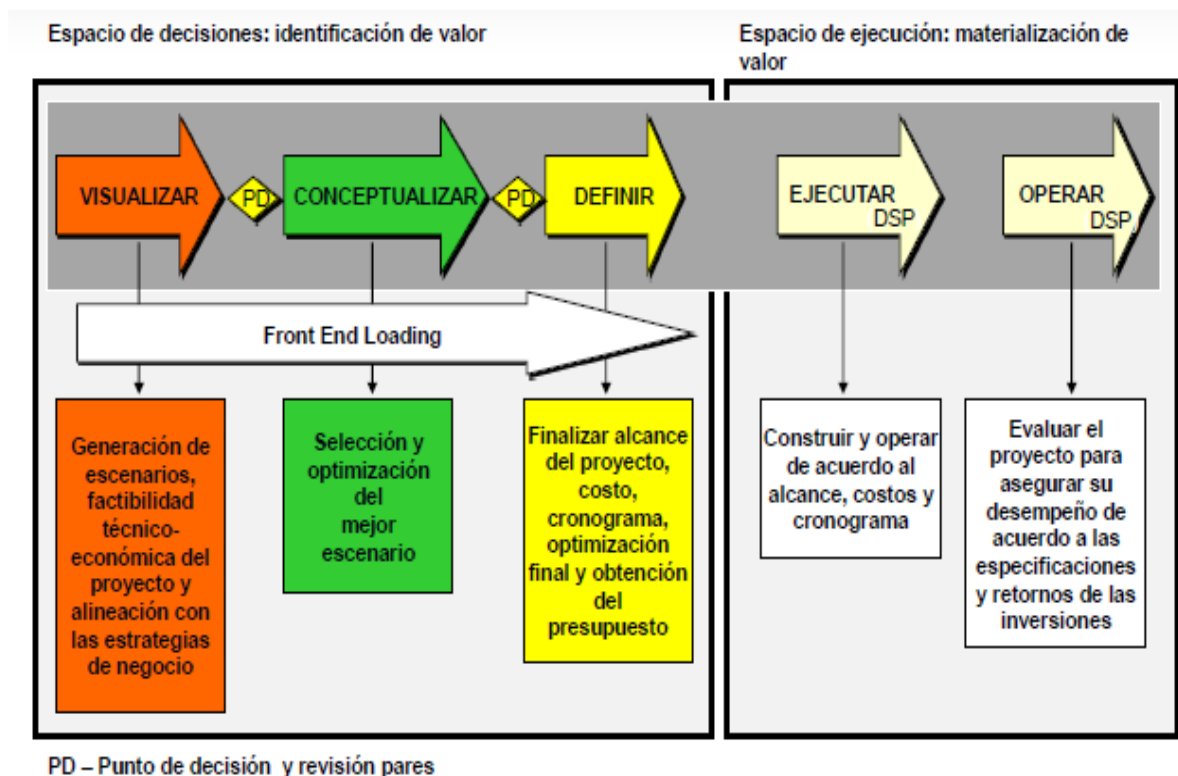


Figura 6.1.1. Explicación del proceso de Front-End-Loading (FEL), su procedimiento y acciones (Flores Flores, 2019).

Cada una de las fases contiene evaluaciones puntuales y estandarizadas para filtrar cada una de las alternativas (Flores Flores, 2019) (Figura 6.1.2):

- **Enmarcación (E_N)**
 - ✓ 5 alternativas.
 - ✓ Evaluación Cualitativa y Cuantitativa.
 - ✓ Mérito Técnico (enfocado a áreas y plays).
- **Evaluación (E_V)**
 - ✓ 2 alternativas.
 - ✓ Evaluación Cuantitativa (enfocada a las oportunidades y localizaciones).
 - ✓ Mérito Técnico y Económico (enfocada a las oportunidades y localizaciones).
- **Elección (E_L)**
 - ✓ 1 alternativa.

Detalle de metas físicas, presupuestales y volumétricas.

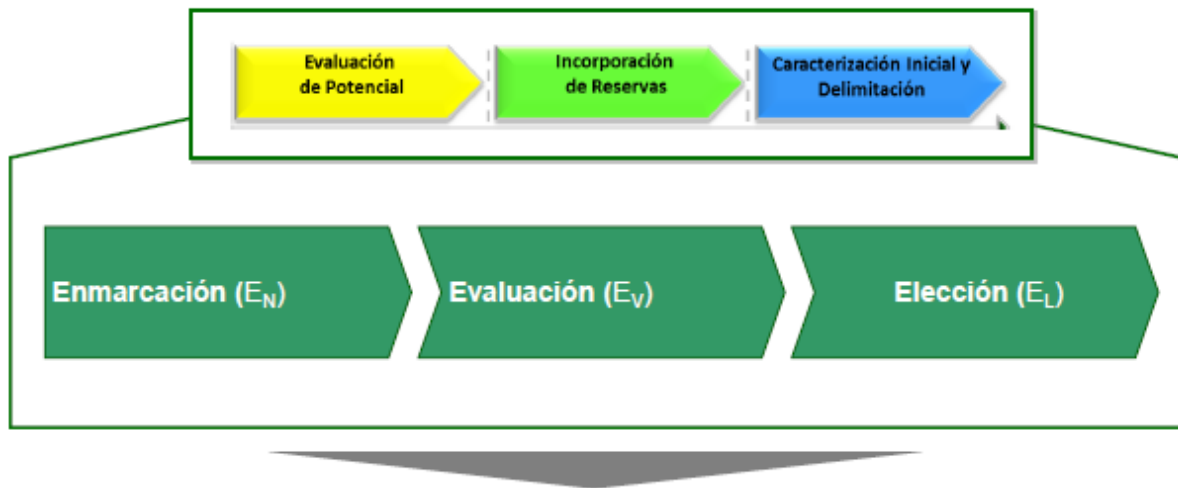


Figura 6.1.2. Explicación de las tres fases de la metodología E3 (Flores Flores, 2019).

Así, con la metodología E3 se logra integrar el proceso exploratorio y tener opciones en el caso de requerir cambiar la alternativa que soporta la estrategia exploratoria.

- E3, determina el alcance de un proyecto exploratorio para lograr los objetivos del negocio en las diferentes etapas del proceso exploratorio.
- E3, minimiza la incertidumbre, se alcanza una mayor claridad de acción en cuanto incorporación de reservas, tiempo y costo.

Para detallar los procesos es prioritario llenar el siguiente cuestionario (Flores Flores, 2019):

- A.** Declaración del problema principal del proyecto: Explique el problema principal para este proyecto.
- B.** Preguntas clave que deben ser contestadas antes de tomar la decisión sobre la mejor estrategia para este proyecto.
- I. ¿Existen algunas premisas, decisiones tomadas o políticas corporativas con respecto a este proyecto?.
 - II. ¿Cuáles son las decisiones claves, o alternativas, que se están debatiendo con respecto a este proyecto?.
 - III. ¿Cuáles son los riesgos o incertidumbres mayores en el proyecto?.
 - IV. ¿Está pensando en conseguir más información para mitigar algunas incertidumbres? De ser así, haga una lista de las opciones a considerar.
 - V. Brevemente haga una lista de otras preocupaciones clave que usted tenga sobre este proyecto. Trate de limitarlos con un máximo de tres a cinco.

6.1 Pasos para ejecutar la metodología E3.

6.1.1 Paso 1.

Paso 1: Plantear la preocupación principal considerando los antecedentes y hechos relevantes.

Objetivos:

- Iniciar con la comprensión unánime de los antecedentes y hechos.
- Acordar en equipo cual es la preocupación principal del proyecto consultando la lista de preocupaciones principales como guía.

Tips:

- Claves referentes a la preocupación principal.
 - Un miembro del equipo debe dar una presentación sobre la información relevante del proyecto.
 - Facilitar una lluvia de ideas de asuntos en el entorno de la preocupación principal.
 - Pedir a todos que en silencio escriban de 3 a 5 asuntos claves referentes a la preocupación principal.
 - Registrar los asuntos de cada miembro del equipo, empezando con el primer asunto del primer individuo y a modo de mesa redonda, se completa cada ronda con un solo asunto por individuo hasta agotar los asuntos.
- a. ¿Cuál es la mejor alternativa para incrementar la incorporación de recursos del proyecto?.
 - b. ¿Cómo mejorar la evaluación del potencial del proyecto?.
 - c. ¿Cuál sería la mejor alternativa para mantener o incrementar el éxito comercial?.
 - d. ¿Cuál sería la alternativa para mejorar la delimitación de los nuevos descubrimientos? (Flores Flores, 2019).

6.1.2 Paso 2.

Paso 2: Plantear y clasificar los asuntos.

Objetivos:

- Realizar una lluvia de ideas proponiendo asuntos (actividades o acciones a realizar, datos o información importante, entre otros) inherentes a la preocupación principal, clasificando cada uno de ellos para entender su importancia dentro del entorno.
- Cada miembro aportará asuntos claves a la lluvia de ideas contestando el Cuestionario Preliminar, el facilitador registra los asuntos de cada miembro del equipo, empezando con el primer asunto del primer individuo y a modo de mesa

redonda, se completa cada ronda con un solo asunto por individuo hasta agotar los asuntos.

- Luego de compilar la lista de asuntos, el equipo debe clasificar cada uno de ellos para definir el entorno de la decisión. Las categorías son: DECISION, HECHO, INCERTIDUMBRE, y CRITERIO DE DECISION.

Tips:

- Como grupo clasificar asuntos (como hecho relevante, decisión, incertidumbre o criterios de decisión. Solicitar a cada miembro del equipo escriba 3 a 5 asuntos de cada uno.
- Registrar los asuntos de cada miembro del equipo, empezando con el primer asunto del primer individuo y a modo de mesa redonda, se clasifiquen los asuntos.

6.1.3 Hechos relevantes.

Los hechos relevantes son los resultados de una acción realizada y definen el entorno del problema; varían de proyecto en proyecto y de año en año dentro del mismo.

Ejemplos:

- Criterios de decisión.

Los criterios de decisión son las métricas contra las cuales se comparan cada una de las alternativas de exploración, con la finalidad de competir de igual manera.

En caso de que el equipo omita el criterio de decisión durante la lluvia de ideas, este deberá considerar los siguientes criterios:

- Valor monetario esperado (VME).
- Mayor probabilidad geológica (Pg).
- Incrementar los recursos prospectivos.
- Incrementar la incorporación de reservas.

- Costo de descubrimiento (\$/BBL).
- Tiempo a primera producción.
- Reducción de incertidumbre.

Los criterios de decisión no financieros formarán la base de la Evaluación Cualitativa.

La siguiente lista de tipos de hechos relevantes no es exhaustiva ni definitiva y sirve para generar ideas en la lluvia de ideas y en el cuestionario preliminar. Los hechos relevantes pueden ser únicos al proyecto.

a. Tipos de hechos relevantes

1. No. de plays.
2. No. de áreas.
3. Tipo de hidrocarburos (principal, secundario).
4. Tirantes de agua.
5. Sísmica existente (2D, 3D).
6. Recursos prospectivos.
7. Oportunidades y localizaciones aprobadas.
8. Historial de éxito geológico o comercial.
9. No. de pozos (2008-2013).
10. Probabilidad de éxito comercial (Pc).
11. Probabilidad de éxito geológico (Pg).
12. Asignación petrolera.
13. Información sobre perforación.
14. Infraestructura existente.
15. Información importante del play.
16. Cercanía de campos productores.
17. Restricciones ambientales.

y así sucesivamente serían variables los hechos relevantes dependiendo del tipo de área a explorar.

6.1.4 Paso 3.

Paso 3: Clasificar las decisiones.

Las decisiones son asuntos que están dentro de nuestro control y representan acciones que la Cia puede tomar para dirigir el valor de la empresa.

Las decisiones se clasifican en (Flores Flores, 2019):

1. Decisiones tomadas: son políticas, decisiones realizadas y suposiciones claves.
2. Decisiones de enfoque: son decisiones que están en juego para resolver la preocupación principal; “QUÉ” queremos hacer para resolver el problema u oportunidad.
3. Decisiones tácticas: son las decisiones futuras o de implementación que se toman para ejecutar la alternativa de exploración; “CÓMO” implementamos exitosamente la alternativa seleccionada. (se podría hacer un diagrama de flujo que sirve de guía para poder definir un asunto o una decisión para clasificarlo correctamente).

Tips:

- Como grupo clasificar las decisiones (decisiones tomadas, decisiones de enfoque o decisiones tácticas).
- Escribir cada decisión tomada en forma de afirmación; cada decisión de enfoque y decisión táctica se escriben como interrogación.
- En modo de mesa redonda, se clasifiquen las decisiones.
- Revisar la jerarquía de decisiones que se genera y preguntar al equipo si se debe agregar cualquier otra decisión que sean pertinentes y/o tomadas.
- Clasificar las decisiones y jerarquizarlas.

6.1.5 Paso 4.

Paso 4: Desarrollar opciones de información utilizando la Matriz de Incertidumbres (Figura 6.1.3).

Objetivo:

- Elaborar la matriz de incertidumbres. Es el mecanismo que liga las incertidumbres con:
 - a. Las decisiones de enfoque que pueden ser impactadas por las mismas.
 - b. La información que se puede adquirir para reducir las incertidumbres.

De esta manera la matriz agiliza la planificación de mitigación de riesgos en el proyecto.

La matriz de incertidumbres es creada con elementos de la lista de asuntos. Los títulos de las columnas de la matriz son los asuntos que fueron clasificados como incertidumbres. En las áreas carentes de información podrían tener como incertidumbre, por ejemplo, el tipo de hidrocarburo, conocimiento del sistema petrolero, etc. En áreas maduras la incertidumbre podría ser la calidad del yacimiento o ruta de migración.

Tips:

- Llenar la Matriz de Incertidumbres.
- Anotar las incertidumbres claves inherentes en el subsuelo y en el proyecto.

Para cada incertidumbre clave, agregue las decisiones que se verían afectadas y la información que podría reducir la incertidumbre (Flores Flores, 2019).

| Incertidumbres | I1 | I2 | I3 |
|--------------------------|--|--|--|
| Decisiones que afectan | D1 D2 | D1 | D2 |
| Información por adquirir | <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center; gap: 5px;"> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #008000; border: 1px solid black;"></div> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #ff8c00; border: 1px solid black;"></div> </div> | <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center; gap: 5px;"> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #ff8c00; border: 1px solid black;"></div> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #008000; border: 1px solid black;"></div> </div> | <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center; gap: 5px;"> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #ff8c00; border: 1px solid black;"></div> <div style="width: 20px; height: 20px; background-color: #008000; border: 1px solid black;"></div> </div> |

Figura 6.1.3. Explicación del procedimiento de la trata de información mediante la Matriz de Incertidumbres (Flores Flores, 2019).

6.1.6 Paso 5.

Paso 5: Crear el menú de opciones en la matriz de alternativas.

Objetivo:

- Crear las opciones para las alternativas de exploración para cada proyecto.
- Estas opciones se desarrollan utilizando la matriz de alternativas.

En esta matriz, las decisiones de enfoque se vuelven los títulos de las columnas (Flores Flores, 2019).

Las opciones son únicas a cada área, cada proyecto y cada año, y se toman de la lista de asuntos (Paso 2) y la Matriz de Incertidumbres (Paso 3).

Tips:

- Revisar las decisiones de enfoque en la Jerarquía de Decisiones y configurarlas en la Matriz de Alternativas para capturar las opciones listadas como decisiones de enfoque.

Decidir cuáles decisiones de enfoque deben estar en la Matriz de Alternativas (Flores Flores, 2019):

- Sísmica
- Estudios
- Plays
- Ritmo de perforación
- Delimitación (opcional)
- Construir el menú en la Matriz de Alternativas.
- Revisar tanto las decisiones de enfoque en la Jerarquía de Decisiones y la Matriz de Incertidumbres para rellenar las opciones en la Matriz de Alternativas.

6.1.7 Paso 6.

Paso 6: Crear Alternativas Diversas, Interesantes y Viables (ADIV's) para contestar la preocupación principal (Flores Flores, 2019).

Objetivo:

- Elaborar una matriz de alternativas para los proyectos o áreas exploratorias.
- Es imperativo crear alternativas muy diversas entre sí para evitar una parálisis de selección entre dos alternativas demasiado parecidas.

Tips:

- Facilitar una lluvia de ideas para crear temas diferentes para los planes alternativos de exploración (las alternativas) para el proyecto.

- Como grupo, plantear un tema (con objetivo y justificación) para cada alternativa – deben ser diversas, interesantes y viables.
- Definir la alternativa seleccionando las opciones correspondientes en la matriz de alternativas (usando cuadros de color que van con ese tema).

Una vez definidas las alternativas se realiza la evaluación técnica cualitativa y cuantitativa (Figura 6.1.4).

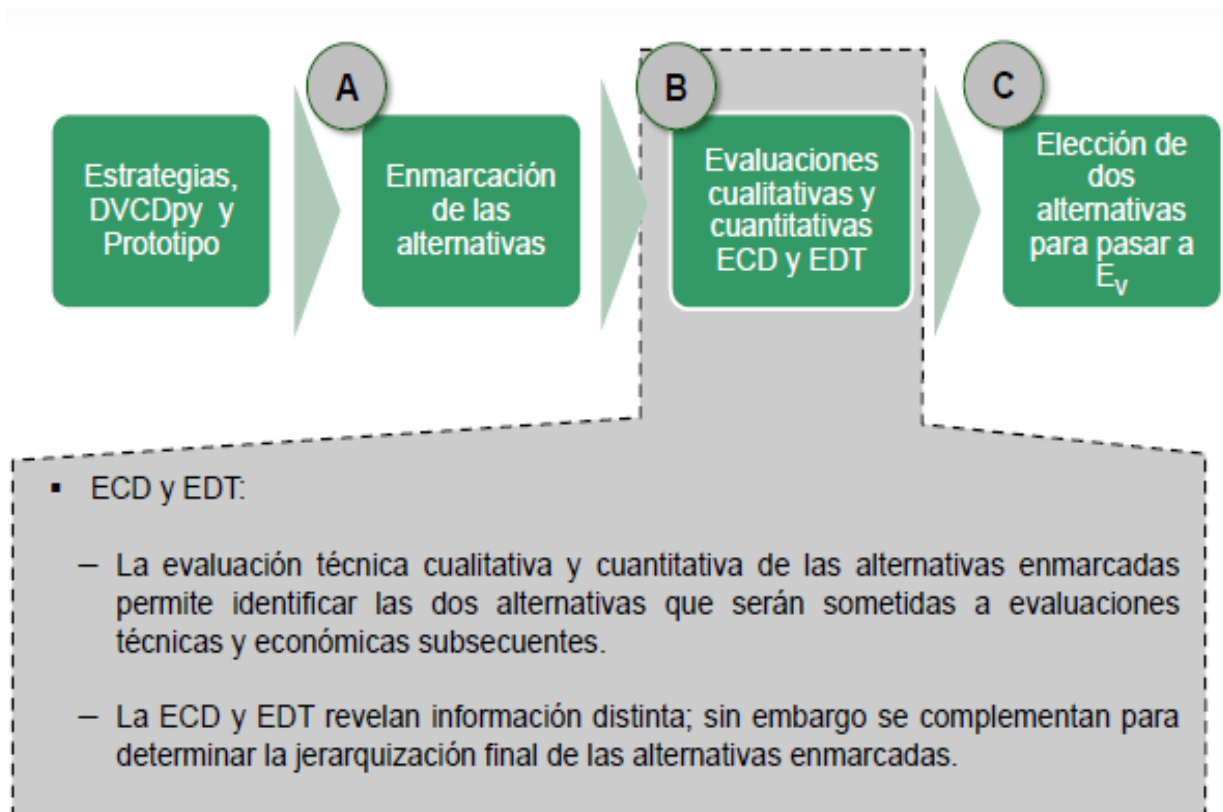


Figura 6.1.4. Explicación y ubicación de las evaluaciones ECD y EDT en el procedimiento (Flores Flores, 2019).

La metodología FEL también es utilizada en otras compañías petroleras alrededor del mundo (Figura 6.1.5).

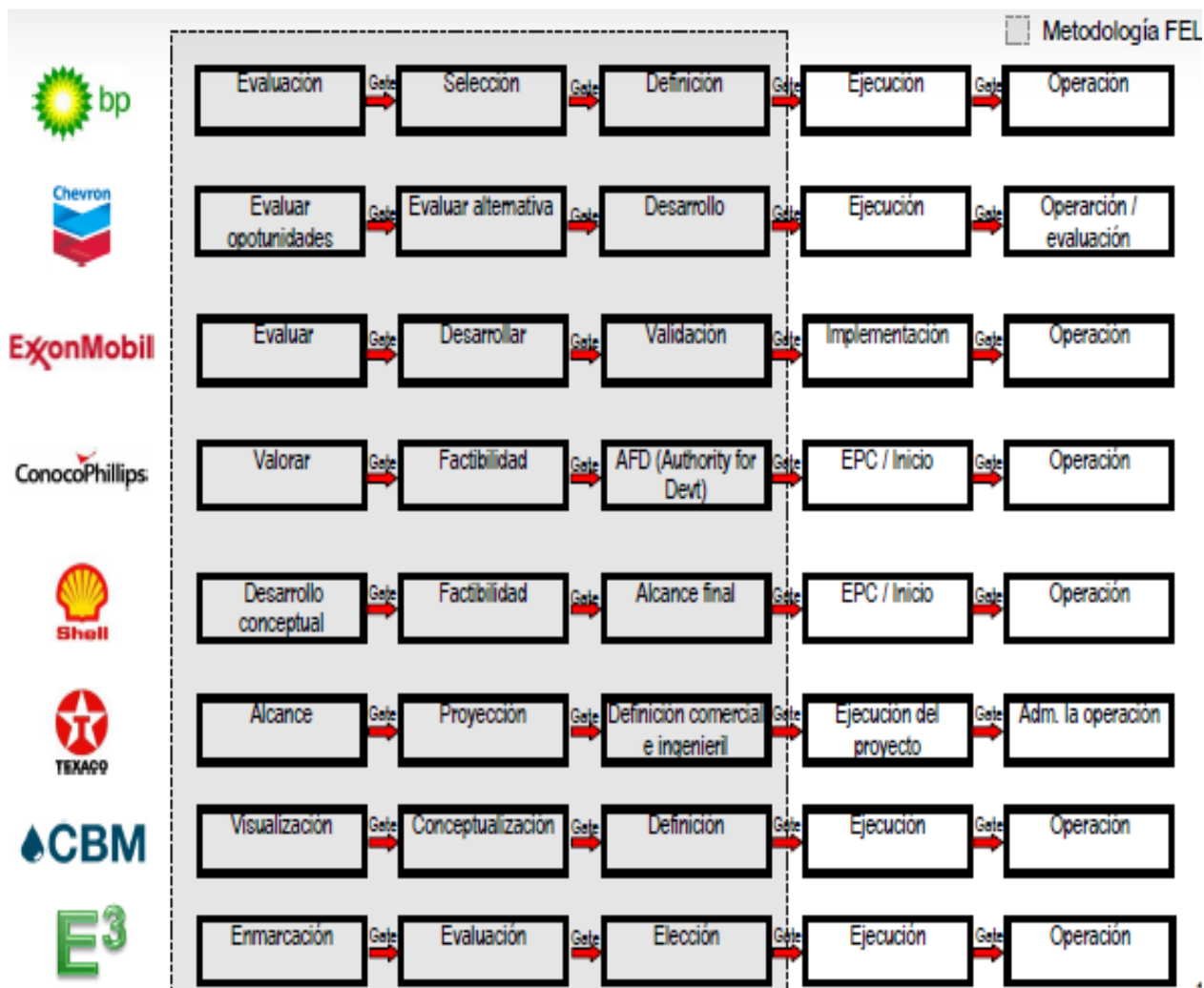


Figura 6.1.5. Principales compañías que utilizan la metodología FEL (Flores Flores, 2019).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.

- Dadas las nuevas políticas de apertura para la Exploración y Explotación de los recursos petroleros a las compañías extranjeras y particulares del país, es importante para todo personal técnico en esta industria, conocer los procedimientos y metodologías integrales de trabajo.
- Debido a los cambios políticos, sociales y ambientales en materia de explotación de los recursos naturales como son los hidrocarburos, es muy importante conocer y estar actualizados con las normas y procedimientos para la Exploración y Producción de los hidrocarburos.
- Hoy en día cada compañía trabaja de manera muy particular dentro de la cadena de valor de las geociencias, dependiendo en qué etapa del proceso exploratorio se encuentre, sin embargo, todas inciden en la conjunción del trabajo en equipo multidisciplinario para disminuir el riesgo exploratorio y dar mayor certeza al éxito comercial de hidrocarburos.
- Dentro del Proceso de PEP para cada unidad de análisis (Cuenca, Sistema Petrolero, Play, Prospecto y Caracterización del Yacimiento), deben integrarse equipos de trabajo para realizar las actividades, pero paralelamente laborar e interactuar entre sí para optimizar tiempos y toma de decisiones basado en resultados y en equipo.
- Con el seguimiento y aplicación de las metodologías aquí mencionadas en la cuenca de Veracruz, se han descubierto y desarrollado con éxito en los últimos tiempos los campos del área, logrando obtener los cálculos de reservas 1P, 2P y 3P bastante confiables.

Recomendaciones.

- Se considera que las metodologías aquí presentadas deberían ser impartidas sutilmente dentro de los programas académicos en las carreras de ingeniería petrolera, ingeniería geológica e ingeniería geofísica, con el fin de tener una visión más amplia de la cadena de valor dentro de la industria del petróleo.

- Con la nueva visión de las unidades de análisis del proceso de Exploración y Producción, se recomienda que dentro de la rama de la geología petrolera se visualice la oportunidad de especializarse en alguna disciplina afín para integrarse y desarrollarse más oportunamente en estos procesos en las empresas petroleras.

BIBLIOGRAFÍA

- Allen P.A. y Allen J R., 2005. *Basin Analysis, second edition*. Principles and Applications, p. 84-125.
- Arreguín-López, M.A. y Weimer, P., 2004a, *Regional sequence stratigraphic setting of Miocene-Pliocene sediments, Veracruz Basin, Mexico*: GCAGS Transactions, v. 54, p. 25-40.
- Beaumont, E. A. and Norman H. F., 1988. *Treatise of Petroleum Geology*, Reprint Series, No 8 Geochemistry, AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Bordenave, M. L. 1993. *Applied Petroleum geochemistry*. Paris: Éditions Technip.
- Brooks, J. et al. 1974. *Advances in Petroleum Geochemistry 1*. Academic Press, London.
- Guzmán-Vega, M.A., Castro-Ortiz, L., Román-Ramos, J.R., Medrano-Morales, L., Clara-Valdés, L., Vázquez-Covarrubias, E. y Ziga-Rodríguez, G., 2001, *El origen del petróleo en las subprovincias mexicanas del Golfo de México: Boletín AMGP*, v. 49, no. 1-2, p. 31-46.
- Harding T.P. and Lowell J.D. 1979. *Structural Styles, their plate tectonic habitats and hydrocarbon traps in petroleum provinces*, bulletin American Association of petroleum Geologists, 63, 1016-1058.
- Hunt, J. M. 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman, San Francisco.
- Hunt J. M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. Second edition. Freeman and company. New York. Cap. 8 Migration and accumulation p.238-288.
- Kingston D. R. et al., 1983 a, b. *Hydrocarbon plays and global basin classifications. Bulletin American Associations of petroleum Geologists*, 67, 2175-2193 and 2194-2198.
- Magoon, L. B. and Dow, W. G. 1994. *The Petroleum System, from source to trap*, AAPG memoir 60, Tulsa Oklahoma, U.S.A. 74101.
- Meneses de Gyves, J., 1953, *Condiciones estratigráficas de los sedimentos terciarios en la Cuenca de Veracruz: Boletín AMGP*, v. 5, no. 3-4, p. 105-112.
- Meneses de Gyves, J., 1999, *Breve reseña de la exploración petrolera en México: Boletín AMGP*, v. 48, no. 1-2, p. 49-74.
- Meneses, R. 1995 Meneses-Rocha, J., Wawrzyniec, T.F., Fouad, K., Guevara, E.H., Ambrose, W.A., Jennette, D.C., Sánchez-Barreda, L. y Lugo, J.E., 2002, *Contrasting*

Structural Styles of the Macuspana and Veracruz Basins, Mexico: GCAGS Transactions, v. 52, p. 723.

Valdivieso-Ramos, V. y Martínez-Treviso, E., 2006, *Exploratory results and upgrades in the Veracruz Basin, Mexico: GCAGS Transactions*, v. 56, p. 845.

INFORMES

CNH. 2012. *Dictamen del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz. Gobierno Federal.*

CNH. 2015. *Propuesta de Plan Quinquenal de Licitaciones de Areas Contractuales. CDMX: Órgano de Gobierno.*

CNH. 2017. *Ficha informativa de los campos de las áreas Bedel-Gasífero, con reservas al 1ro de enero del 2017. CDMX: Órgano de Gobierno.*

Cruz Antonio, G. I., Sánchez Roque, M., Saavedra Castañeda, M. A., Galindo Rueda, P., Mayorga Pérez, V. O., & Grimaldo Suárez, F. M. 2013. *Informe Final de Reservas del Pozo: BEDEL-1. PEMEX. Inédito.*

Espinoza, N. M. et al., 2006. *Reportes técnicos de interpretación sísmo-estructural del megacubo sísmico-3D, de la cuenca de Veracruz PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com*

Flores Flores, Marco A. 2019. *Proceso E3 en Exploración. PEMEX.*

Hernandez Mtz R. *Informe final del campo Bedel. Pemex, 2013. Activo de Producción Veracruz, Campo Bedel, Pemex Inédito.*

Marco A. F., Pemex 2013, *Taller de Alternativas Exploratorias de Decisiones de Proyectos*

Moldowan, M., et al. 2005. *Caracterización de los sistemas petroleros de México – Cuenca de Veracruz - Aceites. PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.*

PEMEX – AMOCO – IMP, 1995. *Estratigrafía de Secuencias de la cuenca Terciaria de Veracruz. aditepaiv@pep.pemex.com*

PEMEX-CHEVRON, 1993. *Proyecto Veracruz, Estudio Geológico-Geoquímico del Sistema Petrolero. aditepaiv@pep.pemex.com*

PEMEX-Chevron, 1993, *Proyecto Veracruz: Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción.*

PEMEX – Consorcio DIAVAZ, 2003-2005. *Proyecto Regional de Caracterización de los Sistemas Petrolíferos de las cuencas de México. PEMEX, inédito aditepaiv@pep.pemex.com.*

PEMEX. 2005. *Exploración y Desarrollo de la Cuenca Terciaria de Veracruz. Pemex, Exploración y Producción.*

PEMEX. 2006. *Manual técnico de procedimientos para el análisis de trampa y sello. Pemex Exploración y Producción.*

PEMEX, 2012. Proyecto de Exploración Llave. Etapa de visualización PEMEX, inédito

PEMEX, 2014. Manual de Análisis de Cuencas. Subdirección de Exploración PEMEX, inédito.

PEMEX, 2014. Manual de Plays. Subdirección de Exploración PEMEX, inédito.

PEMEX, 2014. Manual de Localizaciones. Subdirección de Exploración PEMEX, inédito.

PEMEX, 2014. Proyecto de Exploración Integral Veracruz- AETM. PEMEX, inédito.

Pindell, J. et al, 2002, Análisis paleogeográfico Mesozoico-Cenozoico y dinámica de cuencas en el Golfo de México profundo y márgenes: La relación entre evolución tectonosedimentaria y sistemas petroleros: Informe Interno, PEMEX Exploración y Producción.

Román R. J. R y Vázquez C. E., 2007. Notas informativas, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Ruiz, et al., 2006. Reportes técnicos del Proyecto de Plays y Sistemas Petroleros del activo Integral Veracruz, PEMEX, inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Varios, WEC México 2009, Provincias Petroleras de México, Pemex, inédito.

Vázquez, C. E., 2007. Sistemas Petroleros de la cuenca de Veracruz. Reporte interno de PEMEX., Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vázquez, C. E., 2004. Subsistemas Generadores de la cuenca de Veracruz, PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

ACTAS DE CONFERENCIA

Martínez, M. M., et al. 2005. *Play del Mioceno Superior – Plioceno y su importancia económica en la cuenca Terciaria de Veracruz, México. 1er. Simposium, AMGP, Reynosa, Tamaulipas, México.*

Pindell, J. and Kennan, L., 2002. *The East-Mexican Shear Margin of the Gulf of Mexico.* AAPG Annual Meeting, Houston, meeting abstract.

Prost G., and Aranda M., 2001. *“Tectonics and Hydrocarbon Systems of the Veracruz Basin, Mexico.* AAPG, memoir 75, p. 271-291.

Varios, 2004. *La cuenca de Veracruz., Resumen de conferencias en el congreso de AMGP, Cancún Quintana Roo, México.* PEMEX, Inédito. aditepaiv@pep.pemex.com.

Vázquez-Benítez, R. y Valdivieso-Ramos, V., 2004, *Exploration at Tertiary Basin in Veracruz, Mexico:* AAPG International Conference abstracts, Cancún, México.

TESIS

Camargo Rojas, M. 2008. *Evaluación de la roca almacén, del play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y roca sello*. CDMX: UNAM.

Montes de Oca Jiménez, A. 2016. *AVO para la prospección de hidrocarburos en la provincia petrolera de Veracruz*. CDMX: UNAM.

Vázquez, C. E., 2010. *Los gases de la cuenca de Veracruz: Origen distribución y perspectivas Exploratorias*. CDMX: IPN-ESIA.

ANEXO A. PROCESO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

A.I. Unidades de análisis de los procesos de exploración y producción: Cuenca, Sistema Petrolero, Plays, Prospecto y Yacimiento.

La idea del suscrito en este estudio es dar a conocer los procedimientos técnicos exploratorios secuenciales en petróleos mexicanos para explorar, descubrir y desarrollar un campo petrolero, estos procesos de la cadena de valor de Pemex (Figura A.I.1) están encaminados a tener una mejora continua, estandarizando los diferentes tipos de estudios bajo un mismo esquema, considerando los criterios técnicos internacionales, los procedimientos administrativos internos y la experiencia de sus especialistas y expertos de Pemex Exploración y Producción en diferentes disciplinas, como se mencionan a continuación:

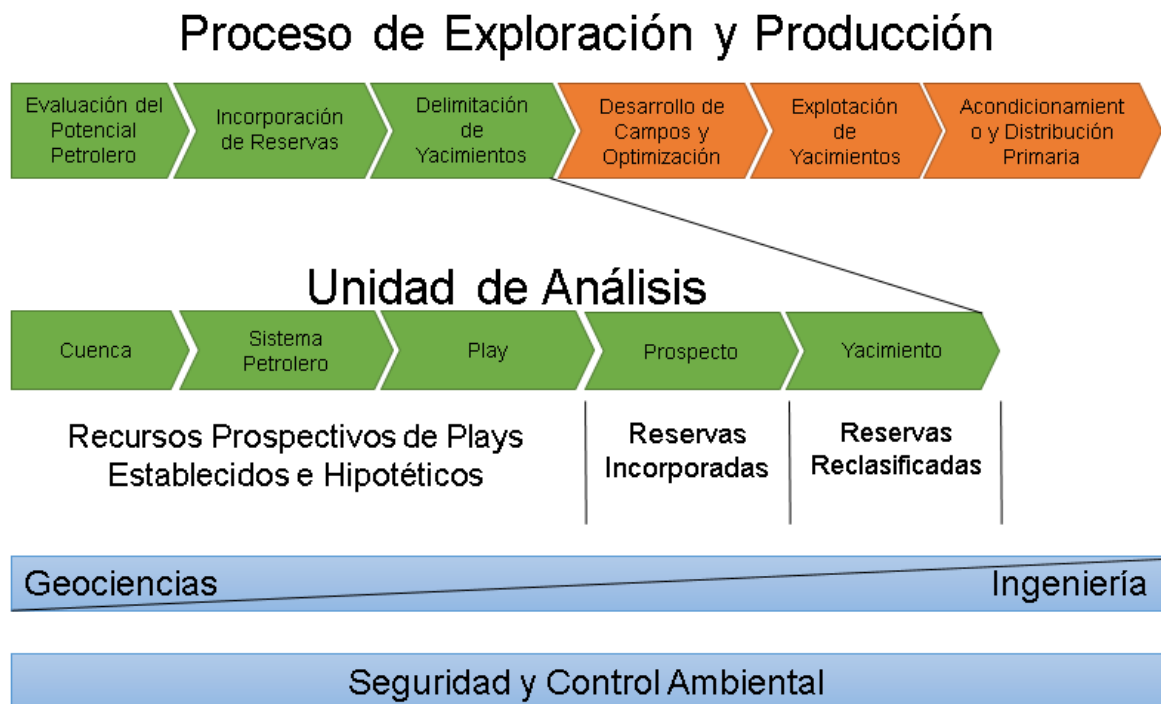


Figura A.I.1. Descripción gráfica de los procesos de exploración y producción, tomando como referencia a los procedimientos de PEMEX, 2014.

Se inicia primeramente con el análisis de la **cuenca petrolera**, en donde se caracteriza y evalúa esta, mediante la información geológica y geofísica que permitirá definir los alcances de un estudio y el nivel de resolución que se tendrá, mediante la realización de las siguientes actividades: Definición de los rasgos tectónicos regionales, su estratigrafía, geología estructural, elaborar los modelos de evolución tectónica, sedimentaria y estructural, un diagnóstico de la presencia de los elementos del sistema petrolero (determinar áreas con potencial petrolero), un informe de análisis integrado con los productos finales destacando las áreas más atractivas para continuar la exploración petrolera y un plan de trabajo a realizar. (PEMEX, 2014).

Se continúan con los estudios de **Sistemas petroleros** en estos se estudian y describen las relaciones genéticas que se presentan entre las rocas generadoras de hidrocarburos, las rocas almacenadoras y las rocas sello en una cuenca sedimentaria, así como su relación con los procesos geológicos que intervienen en la formación de trampas y el tiempo de generación, expulsión, migración y acumulación de los hidrocarburos. Para alcanzar estos objetivos se realizan actividades tales como compilación, análisis de laboratorio e interpretación geoquímica de las rocas fluidos y gases de la cuenca petrolera, que conjuntamente con la información geofísica y geológica delimitan los mapas de las áreas tanto geográfica como estratigráfica de la riqueza orgánica en las rocas generadoras o rocas madre y su sincronía con las rocas almacén, sello y trampas de hidrocarburos mediante una simulación cinética en tiempo y espacio, mediante un simulador numérico a través de software tales como Basin Mode, Petromod, Temis u otro, en los cuales se integra toda la información de la cuenca (Vázquez, C. E., 2007).

Continuando con la unidad del proceso exploratorio se continúa con los **estudios de plays** dentro de la cuenca petrolera. En Pemex Exploración y Producción se inició con la metodología de Plays a fines de la década de los

80's, de tal modo que para los años noventa se reportaron estudios iniciales de plays de diferentes áreas de la República Mexicana. A partir de entonces y hasta el día de hoy, los Activos de Exploración han tenido como uno de sus objetivos prioritarios documentar, actualizar, integrar, y evaluar los plays más importantes de cada provincia petrolera del país.

Play se define como el conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, acumulación y preservación) y tipo de hidrocarburos; siendo la primera unidad de evaluación del recurso potencial (PEMEX, 2014).

Actualmente, en la Subdirección de Exploración de PEP se realizan cotidianamente tareas como la estandarización de los criterios de interpretación geológica y la representación en mapas para realizar una correcta y confiable evaluación y jerarquización entre los diferentes plays.

Una parte fundamental para el análisis y delimitación de plays radica en una eficiente integración y análisis de datos e información antecedente del área de estudio, base de datos de perforación, de producción, de estudios antecedentes de cuencas, de Sistemas Petroleros, de plays en otras áreas, entre otras.

En un extremo, se tiene un área poco explorada, con una cantidad mínima de información técnica, pero en la cual se tienen evidencias de la presencia de hidrocarburos y algunos datos de los elementos del play que impulsan a explorarla, El análisis de estos datos continúa hacia la adecuada identificación de cada uno de los elementos de play con el objetivo de establecer las bases de descubrimientos de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. En el otro extremo, se tienen áreas con gran cantidad de información, y campos

productores, en las cuáles se busca entender problemas específicos de algunos elementos del play, extender su área e incrementar su volumetría, entre otros.

La cantidad mínima de información con que debe contar un área incipiente explorada y donde se presume que puede existir un play, en este caso considerado como hipotético, es: información de geología de superficie, contexto regional de evolución de la cuenca; información o datos calibrados y confiables de áreas vecinas susceptibles de extrapolar al área de estudio; datos o manifestaciones directas de hidrocarburos que indiquen la presencia o existencia de un Sistema Petrolero (en el área o sus vecindades); información sísmica de buena calidad.

En caso contrario, en un área donde existe algún play establecido y se tiene información de pozos, estudios de roca (litológicos, bioestratigráficos, petrofísicos, diagenéticos, etc.), modelos sedimentarios, modelado geoquímico, cubos sísmicos, análisis de velocidades, atributos, entre otros, su estudio deberá estar enfocado a resolver aspectos particulares y específicos a la presencia o eficiencia de algún elemento del play.

La clasificación y análisis de plays se expondrán más adelante en otro capítulo. Cuando en un área establecida el análisis y evaluación del play han sido realizados, los productos generados serán insumos para retroalimentar y calibrar estudios anteriores (principalmente de sistemas petroleros) y para colaborar en el sustento del análisis de la siguiente etapa (prospectos), entre otros.

Siguiendo con el proceso exploratorio, el elemento que continua es el **prospecto o localizaciones exploratorias**, donde las inversiones más cuantiosas, con las cuales se obtiene el mayor valor agregado, son las que se aplican a la perforación y terminación de pozos, razón por la que el proceso de

documentación y aprobación de localizaciones es de extrema importancia. La calidad y rigor técnico requeridos son fundamentales para conformar una cartera de localizaciones robusta que garantice una asignación de recursos eficiente y, al final, la consecución de las metas de incorporación de reservas de la organización (PEMEX, 2014).

El prospecto podría definirse como una condición geológica del subsuelo que, de acuerdo a sus atributos técnicos y económicos en un proyecto estratégico, tiene posibilidades de contener hidrocarburos en cantidades comerciales, por lo que es candidata a la asignación de recursos de inversión para ser perforada. Dependiendo del grado de conocimiento que se tenga de ellas, las oportunidades exploratorias pueden clasificarse como (Pemex, 2014):

A: Oportunidad exploratoria registrada, ya sea con poca información o condicionada en espera de adquisición de información, mejora de la existente o estudios adicionales.

AA: Localización aprobada activa, susceptible de ser incluida en el programa de perforación.

AAD: Localización aprobada activa, dependiente de los resultados de la perforación de otra localización.

AL: Oportunidad exploratoria que fue localización aprobada y requiere actualizarse debido a nueva información que no existía o no estaba disponible cuando se aprobó para readquirir la condición de **AA** o **AAD**.

Una localización exploratoria aprobada es una localización que ha sido dictaminada favorablemente en una Reunión de Validación Técnica Final, que se respalda mediante un oficio de localización aprobada, firmado por el Gerente

de Estudios Regionales y el Subdirector de Exploración y, por lo tanto, puede ser incorporada al programa de perforación.

Para finalizar con el proceso de exploración y producción se concluye con el proceso de evaluación de los yacimientos, determinar las características dinámicas del sistema pozo – yacimiento, basado en el análisis e interpretación de las pruebas de pozo, de presión y producción, a fin de caracterizar los yacimientos como apoyo de la simulación numérica, y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

Caracterizar apropiadamente un yacimiento puede mejorar drásticamente su desarrollo y su productividad. La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas (como lo son, la geometría del yacimiento y demás parámetros petrofísicos), mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas (análisis PVT, curvas de permeabilidad, presiones capilares, pruebas de presión, etc.). Una descripción adecuada de un yacimiento incluye la extensión de las heterogeneidades, discontinuidades y anisotropía más aun cuando se tienen pozos horizontales con extensiones considerables. Para caracterizar un yacimiento se necesitan de varios modelados, como lo son datos geológicos, petrofísicos, geoquímicos, geomecánicos, detalle de pozos que integrará los diseños detallados del tipo de pozo, componentes de la terminación, monitoreo y control de pozos y yacimientos, programas de perforación, terminación, reparación, estimulación y abandono de pozos.

Es un conjunto de unidades de flujo interconectadas que al ser caracterizadas nos permiten precisar el comportamiento del yacimientos y los pozos, siendo

esto particularmente importante cuando es necesario identificar fronteras horizontales y/o verticales y heterogeneidades.

Realizado lo anterior se llevan a cabo los planes diseñados para la administración del proyecto, adaptados a las actividades críticas de la fase como es la ingeniería (Pemex, 2014).