

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ACTIVIDADES MULTIDISCIPLINARIAS ENFOCADA A
INCREMENTAR LA PRODUCCION EN EL CAMPO
POZA RICA, MEXICO.

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO GEOLOGO

PRESENTA:

BETSABE CORTES BECERRIL

DIRECTOR: M. C. NOEL HOLGUIN QUIÑONES
CODIRECTOR: ING. ALFREDO MARHX ROJANO

SEPTIMBRE 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

GRACIAS

A Dios por permitirme concluir esta meta a pesar de las dificultades en el camino.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por abrirme la puerta de la máxima casa de estudios y a la Facultad de Ingeniería por los conocimientos y formación que recibí durante estos años.

GRACIAS

A mis padres por todo el esfuerzo, paciencia, dedicación, amor, cuidados, sacrificios, desvelos y enseñanzas durante toda mi vida. Gracias por todos sus consejos y por darme la mejor herencia, esta carrera que también les pertenece. Los amo.

A mi padre Enrique Cortés por enseñarme la humildad y sencillez de las personas, brindarme tu apoyo incondicional, los sacrificios y por alegrar mi vida con la música.

A mi madre Irma Becerril por entregarme tu vida, por enseñarme a luchar por mis metas sin importar los obstáculos que se presenten, todos tus desvelos y tu amor.

A Vero por brindarme siempre un buen consejo, tus cartitas, tu apoyo confianza y por creer en mí; a Hamlet por ser un gran cuñado y brindarme tu apoyo; a Hamcito por incluirme en tus metas y hacerme cómplice de tus aventuras de juventud; a Bryan por darme tu cariño y compartir tantos momentos de alegría.

A Marilyn por escucharme, apoyarme y compartir momentos de felicidad; a Carlos por sonreír con mis gritos y ocurrencias; a Assuán por brindarme siempre otro punto de vista y tus preguntas que me han hecho estudiar más; a Sahory por ser mi nena, dejarte querer y compartir momentos de alegría y tristezas.

A Geo por los desvelos, momentos de alegría y juegos que hemos compartido, los ratos de plática y apoyo que tenemos.

A Alan por creer en mí “si se pudo”, ser mi confidente y amigo, brindarme tu confianza, escucharme siempre y darme tu punto de vista, tu apoyo y cariño sin esperar nada a cambio.

A mi novio Alejandro Carballido por creer en mí a cada instante, apoyarme incondicionalmente aún en los momentos más difíciles, brindarme tu confianza y todo tu amor, gracias por ser el ángel que me cuida y me impulsa para seguir adelante, por ayudarme a llegar a esta meta, vamos por las siguientes. Te amo.

A la Familia Carballido Zamora por brindarme su confianza y apoyo en todo momento.

A Miguel Ángel Cortés^(†) y Crhistian Macias^(†) por enseñarme tantas cosas y haber pasado muchos momentos de felicidad.

GRACIAS

A mis amigos: Jorge Landa, Jorge Monroy, Natalia Reyes, Carolina Cortés, Rolando Verde y Leonardo Jiménez por su amistad incondicional y sincera, darme siempre su opinión y críticas constructivas, ser un gran equipo de trabajo y compartir tantos desvelos, prácticas, fiestas y travesías en estos años.

A mis amigos: Marlenne, Irma, Karen, Paulino, Gres, Eddye, Lalo Huerta, Mao, Dante, Moglie, Gaby, Gelover, Iván, Isnar y Pepé por compartir momentos de alegría en esta etapa y brindarme su amistad.

GRACIAS

A las Licenciadas Guadalupe Tlapa y Diana Elizalde por el apoyo y las facilidades otorgadas en la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Alfredo Marxh Rojano por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo, el apoyo recibido, compartirme sus conocimientos y experiencias, la disposición de trabajar, los consejos que me aportó y por creer en mí.

A todo el equipo de trabajo del Activo Integral Poza Rica-Altamira por aportarme sus conocimientos en el área y brindarme su apoyo.

A Gerardo Ochoa, Alfredo Cortés, Guillermo Hernández, Enrique Mejía, Juan Becerril Fábila, Anwar Trujillo, Araceli Nieto, Silvia González, Carolina Arroyo y Erick Arzola por todo el apoyo recibido y la asesoría para que el trabajo saliera en tiempo, su cariño y amistad.

A M. en C. Gerardo Ferrando y Lic. Miguel Figueroa por apoyarme, sus grandes consejos y confianza.

A Myrna, Josefina, Verónica, Are, Igor y Felipe por darme ánimos, apoyarme y sonreír conmigo siempre.

A M. en C. Noel Holguín, Dr. Eduardo Aguayo, Ing. Alfredo Victoria, Ing. Fernando Rosique, M. en I. Martín Velázquez por el interés mostrado en la revisión de este trabajo y sus grandes aportaciones.

A los Ingenieros: Víctor Pinilla, Ricardo Padilla, Alfredo Victoria, Martín Velázquez, Fernando Rosique, Arturo Tapia y Manuel Vacio por enseñarme tantas cosas, brindarme su confianza y apoyarme en esta meta.

ÍNDICE

	Página
Capítulo 1 Generalidades	
1.1. Introducción	1
1.2. Planteamiento del problema	1
1.3. Objetivo	2
1.4. Hipótesis	2
1.5. Antecedentes	2
1.5.1. Generalidades del Campo Poza Rica	2
1.5.2. Hidrografía	4
1.5.3. Orografía	4
1.5.4. Clima	4
1.5.5. Flora y fauna	4
1.6 Método de trabajo	4
Capítulo 2 Modelo Estático	
2.1. Modelo Sedimentario	6
2.2. Modelo Estratigráfico 3D	8
2.3. Modelo Estructural	12
2.4. Evaluación Petrofísica	14
Capítulo 3 Modelo Dinámico	
3.1. Sistema Roca-fluido	20
3.2. Volumen original de aceite	21
3.3. Historia de explotación y comportamiento	
Presión-producción	22

3.4. Evaluación de reservas remanentes	24
3.5. Análisis de la distribución de presión, isosaturación, volumen de aceite desplazable y flujo efectivo	26
Capítulo 4 Actividades para incrementar la producción de aceite	
4.1. Reparaciones Mayores (RMA)	31
4.2. Reparaciones Menores (RME)	34
4.3. Perforación de pozos intermedios	39
4.4. Perforación de pozos horizontales	40
4.5. Otros	41
Capítulo 5 Metodología de estudios para identificar pozos y áreas de oportunidad	44
Capítulo 6 Conclusiones y recomendaciones	69
Bibliografía	72

RESUMEN

El trabajo que se realizó en esta tesis profesional, tuvo como objetivo hacer una metodología para realizar actividades multidisciplinarias que permitan incrementar la producción en el Campo Poza Rica, México. En ellas se incluyen los modelos estático y dinámico, la ingeniería de yacimientos, así como el manejo de Stratworks, Openworks, Z - Map, y Geoprobe que son Softwares especializados que nos permitieron realizar secciones estructurales, secciones geológicas y visualizaciones; así incluir como las interpretaciones de los especialistas en geociencias.

Siguiendo esta metodología se identificó y localizó un pozo para proponer una perforación horizontal de radio corto, la cual puede ser tomada como ejemplo ya que en ella se desarrolló dicho procedimiento.

El pozo propuesto se encuentra ubicado en la cima del Cuerpo "D" en el Yacimiento Tamabra, presenta buenas condiciones geológicas, estructurales y de yacimiento, tendrá una profundidad total vertical de 2102 m, una profundidad total desarrollada de 2424 m, un desplazamiento desde el origen de 289.5 m, un desarrollo horizontal de 79.56 m, que van de 2424 m a 2345 m y una profundidad total debajo del nivel del mar de 2020 m; con un costo aproximado de 16 millones de pesos.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El Campo Poza Rica fue descubierto en 1930 con la terminación del pozo Poza Rica 2, iniciando su desarrollo comercial con la perforación del pozo Poza Rica 3; de acuerdo al análisis de su historia de producción, este Campo actualmente se encuentra bajo la etapa de recuperación secundaria, mediante la inyección de agua.

La Formación Tamabra, que es la principal roca yacimiento de este Campo, se originó por la denudación de la Formación El Abra que está constituida por organismos constructores de arrecifes; el personal de Petróleos Mexicanos en trabajos inéditos la dividió en cinco cuerpos, los cuales de manera ascendente son: “A”, “F”, “BC”, “D” y “ab”.

Con base a evaluaciones que han realizado el Buro de Geología Económica (BEG) de la Universidad de Texas sobre el modelo estático y el Grupo Scotia en la actualización del modelo estático que realizó el BEG, Pemex Exploración y Producción ha certificado las reservas y determinado un volumen remanente de hidrocarburos rentable conforme a los precios actuales del barril, por lo cual es importante acelerar la recuperación de dichas reservas, conjuntando actividades como la perforación de pozos horizontales, la perforación de pozos verticales, la perforación de pozos intermedios y reparaciones mayores y menores con la finalidad de optimizar la producción del Campo Poza Rica.

El Campo Poza Rica ha sido explotado durante 75 años, su historia de explotación se divide en cinco etapas, de las cuales la primera fue la explotación primaria que se llevó a cabo de 1932 a 1950 y en la cual el Yacimiento Tamabra producía con su propia energía por el empuje de gas disuelto, el empuje parcial del acuífero y la expansión del casquete de gas; las siguientes etapas de 1951 a la fecha han sido de recuperación secundaria por medio de inyección de agua que se ha mejorado en cada una de ellas. Esta inyección ha tenido como finalidad detener la declinación de la presión y producción del Yacimiento Tamabra, así como la explotación acelerada de las reservas remanentes de hidrocarburos y la optimización de la producción.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los estudios de evaluación de reservas han demostrado que el Campo Poza Rica contiene reservas remanentes de hidrocarburos muy atractivas, por lo cual PEMEX ha decidido intervenir pozos con reparaciones mayores (RMA), reparaciones menores (RME) y perforación de pozos horizontales de radio corto e intermedios de relleno. Por lo

anterior se considera necesario desarrollar una metodología con la cual se puedan identificar y seleccionar pozos y áreas para acelerar la extracción de dichas reservas mediante las actividades mencionadas y con ello optimizar e incrementar la producción del Campo.

1.3 OBJETIVO

Realizar una metodología de trabajo basada en el estudio del modelo estático y modelo dinámico con la cual se puedan identificar y seleccionar pozos para efectuar intervenciones mayores y menores (reparaciones), así como localizar áreas que presenten buenas saturaciones para proponer la perforación de pozos; de esta manera se optimizará e incrementará la producción, logrando la recuperación de las reservas remanentes del Campo Poza Rica.

1.4 HIPÓTESIS

Actualmente el Campo Poza Rica tiene 835 pozos, los cuales cuentan con registros geofísicos, núcleos, historias de producción-presión, información de ingeniería de diversos tipos y núcleos, además se han realizado varios trabajos de análisis dinámicos y estáticos.

De 1996 a 1997 se adquirió información sísmica 3D, la cual proporciona una mejor visualización ya que cuenta con información precisa de las características geológicas del yacimiento.

Con la integración de toda la información disponible de los modelos estático y dinámico se dará la oportunidad de interpretar el movimiento de fluidos en el Yacimiento y definir las zonas con las mejores saturaciones de aceite y con ello proponer la intervención para los pozos que presenten las mejores oportunidades de recuperación con el menor riesgo económico.

1.5 ANTECEDENTES

1.5.1. Generalidades del Campo Poza Rica

Geológicamente, el Campo Poza Rica se encuentra dentro de la Cuenca Tampico Misantla la cual está ubicada en el subsuelo de la planicie costera del Golfo de México, al pie del talud de la Faja de Oro, geográficamente, se localiza en el municipio de Poza Rica, en la porción Norte del estado de Veracruz, a 250 Km. al Noreste de la Ciudad de México, las coordenadas geográficas de la ciudad de Poza Rica son: Latitud Norte 20°32' y Longitud Oeste: 97°27', su altitud promedio es de 50 msnm (Figura 1.1).

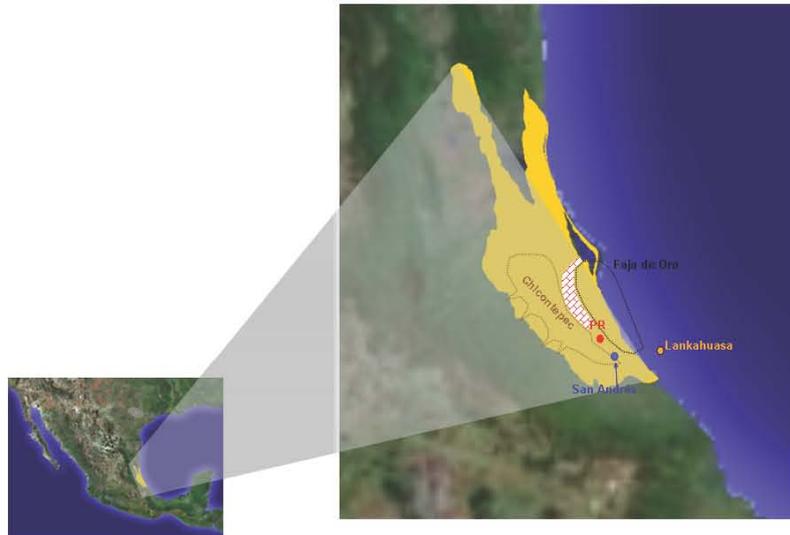


Figura 1.1. Localización del Campo Poza Rica (PEMEX, 2005-1).

Los límites de la Cuenca Tampico – Misantla son: al Norte con la Sierra de Tamaulipas, al NE con la Cuenca de Burgos, al Sur con el Eje Neovolcánico, al Este con el Golfo de México y al Oeste con la Sierra Madre Oriental (Figura 1.2).

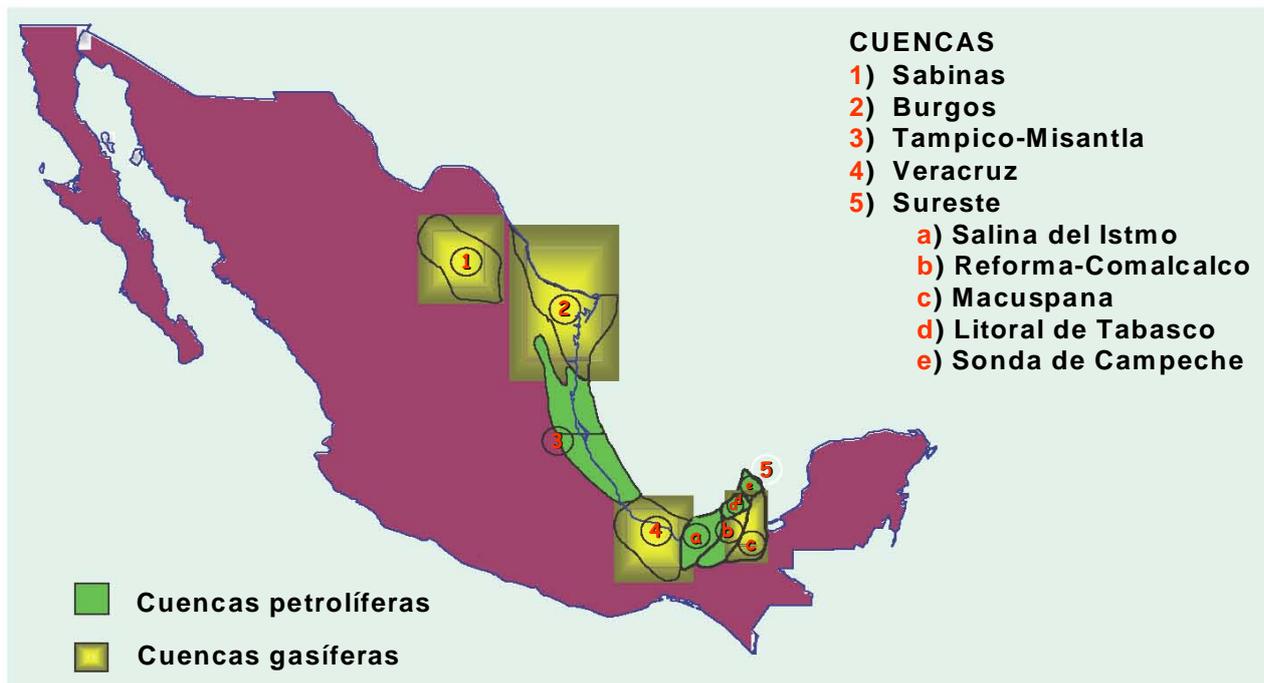


Figura 1.2. Ubicación de la Cuenca Tampico – Misantla en el contexto de las Cuencas Productoras de México. (PEMEX, 2000).

El Campo Poza Rica fue descubierto en el año de 1930 con la terminación del pozo Poza Rica 2 el cual fue productor de 31 bd de aceite, 0% de agua y una RGA de 8,257 m³/m³, iniciando su desarrollo comercial con la perforación del pozo Poza Rica 3 de 1,887 bd de

aceite, 0% de agua y 130 m³/m³ de RGA; Pemex ha subdividido este Campo en siete áreas: Manuel Ávila Camacho, Mecatepec, Poza Rica, Petronac, Escolín, Talaxca y Presidente Alemán.

El Campo Poza Rica tiene un total de 854 pozos perforados, de los cuales solo 210 son productores (diciembre de 2006) actualmente, la explotación del Campo se lleva a cabo con el apoyo de un sistema de inyección de agua y se cuenta con 27 pozos activos de los cuales 14 inyectan agua tratada con un gasto de 20,882 bd y 13 pozos inyectoros de agua congénita con un gasto de 32,632 bd. Actualmente la producción de aceite es de 13,549 bd.

1.5.2. Hidrografía

Desde el punto de vista geomorfológico la Ciudad de Poza Rica se encuentra en una cuenca endorreica y sus principales afluentes son el arroyo del Maíz, el arroyo del Dinero, el arroyo Hueleque, el arroyo Mollejón, el arroyo Salsipuedes. Al Norte de la ciudad pasa el río Cazonas el cual desemboca en el Golfo de México.

1.5.3. Orografía

Es un relieve de lomeríos y sierras bajas con una altitud promedio de 100 msnm.

1.5.4. Clima

Su clima es cálido con una temperatura promedio de 24.4°C; su precipitación pluvial media anual es de 1,010 mm.

1.5.5. Flora y fauna

Los ecosistemas que coexisten en el municipio son de bosque mediano perennifolio con especies de guarambo, jonote, guanatle y sangrado.

En el municipio se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de conejos, armadillos, mapaches, tlacuaches, tejones y coyotes.

1.6 MÉTODO DE TRABAJO

El desarrollo de este trabajo se realizó a través de la recopilación de información elaborada por diversos grupos que, en conjunto con Pemex Exploración y Producción, permitieron analizar la historia de producción mediante la información de presión, aforos, registros geofísicos de pozo, núcleos, sísmica, mapas y haciendo evaluaciones petrofísicas y de reservas con el fin de modelar la perforación de un pozo de radio corto e identificar zonas que permitirán extraer mayores volúmenes de crudo del Campo Poza Rica, (Diagrama No. 1).

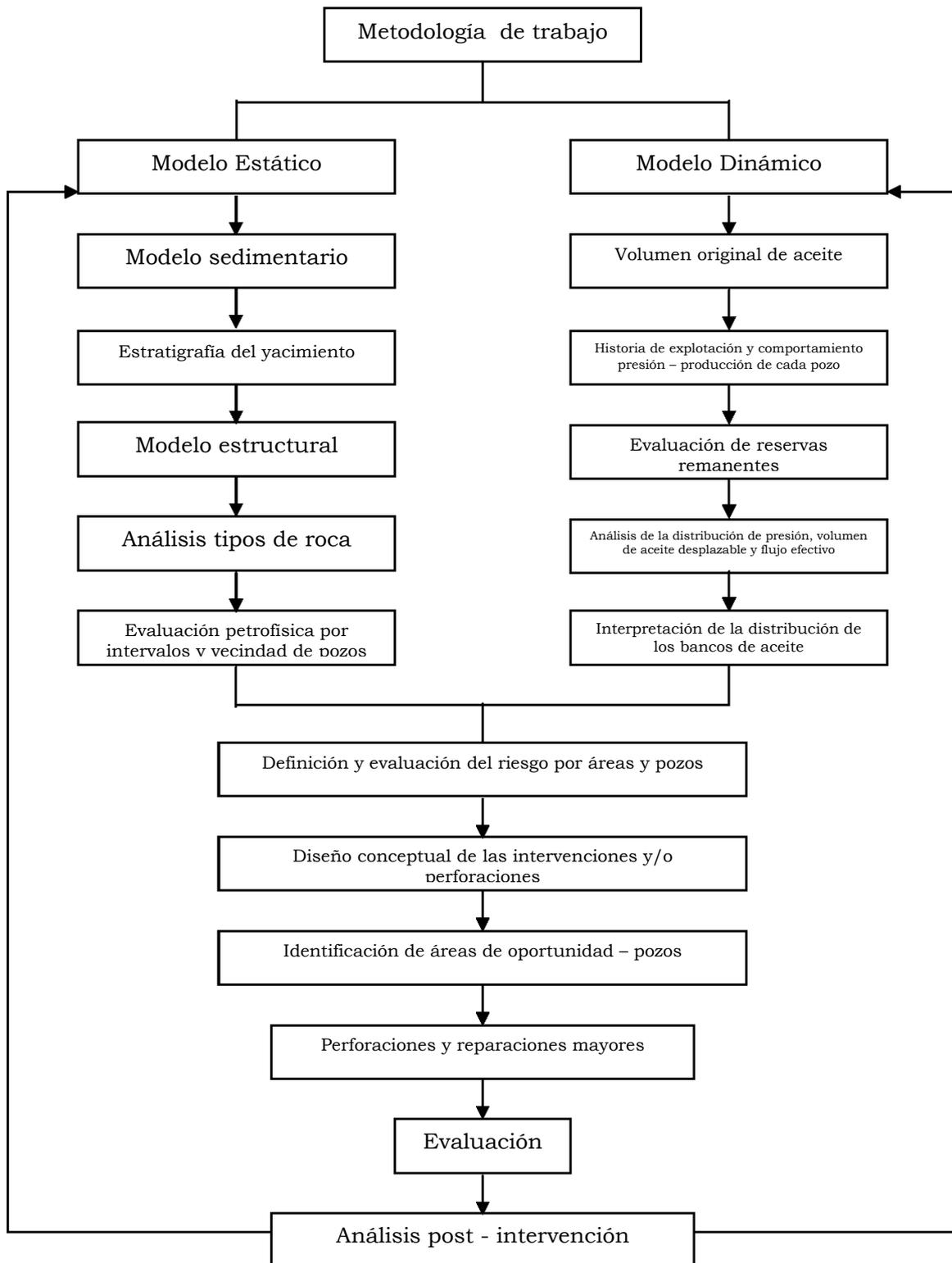


Diagrama No. 1. Metodología de trabajo

CAPÍTULO 2. MODELO ESTÁTICO

2.1 MODELO SEDIMENTARIO

Con la información de núcleos y las interpretaciones sísmicas, el Buro de Geología Económica de la Universidad de Texas (BEG) 2004, interpretó, en el marco de la estratigrafía de secuencias, la distribución de los distintos tipos de facies que constituyen al Yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica el cual es de edad Albiense.

El desarrollo de los depósitos de las rocas de la Formación Tamabra se llevó a cabo por la denudación de la Formación El Abra, la cual es de plataforma y está constituida por organismos constructores de arrecifes. Durante las etapas de “alto nivel de mar”, es cuando se lleva a cabo el mayor desprendimiento de escombros, flujos de detritos y turbiditas carbonatadas las cuales se depositaron en la base del talud.

La Formación Tamabra sobre-yace a rocas carbonatadas de grano fino de la Formación Tamaulipas Inferior y se encuentra cubierta por carbonatos de grano fino arcillosos con intercalaciones delgadas de arcillas negras, de la Formación Agua Nueva de edad Turoniense.

En estudios realizados por personal de Petróleos Mexicanos (trabajos inéditos), por conveniencia la Formación Tamabra fue dividida en cinco cuerpos denominados de abajo hacia arriba: “A”, “F”, “BC”, “D” y “ab”. Los investigadores del BEG consideraron que cada una de estos pueden constituir acumulaciones de flujos gravitacionales de sedimentos y que son heterogéneas tanto vertical como horizontalmente (Figura 2.1).

La caracterización del Campo Poza Rica definió un marco mayor de secuencias estratigráficas del sistema Plataforma (Faja de Oro)–Cuenca (Poza Rica) (Figura 2.2).

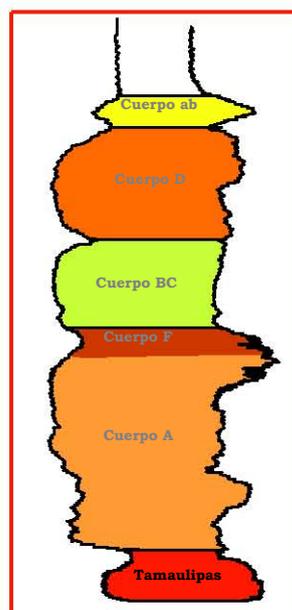


Figura 2.1. Cuerpos que integran al yacimiento Tamabra (modificado de una presentación interna de PEMEX, 2006-1).

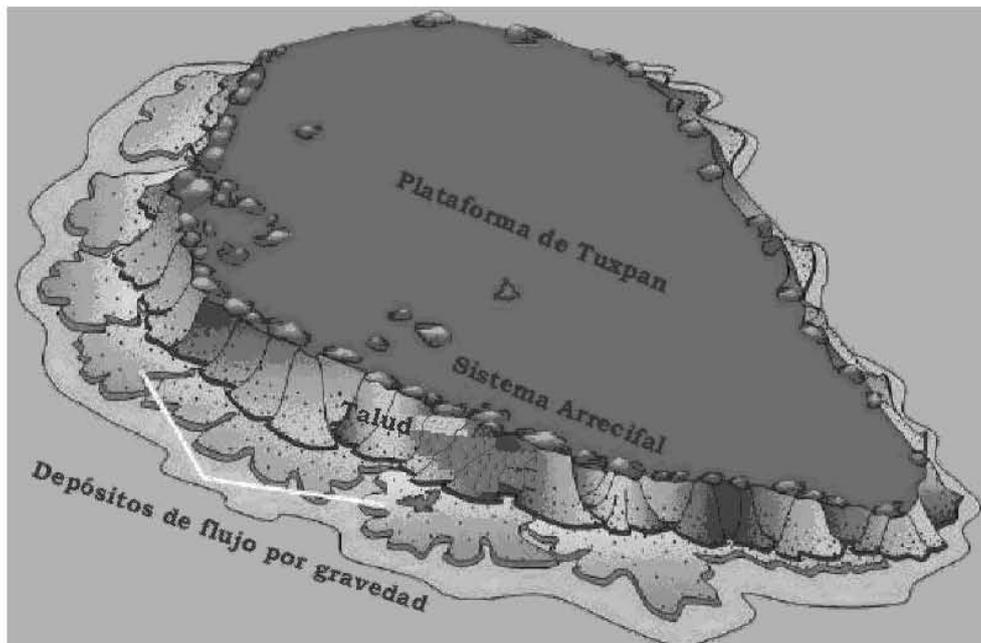


Figura 2.2. Diagrama de sedimentación en el Campo Poza Rica (modificado de una presentación interna de PEMEX, 2006-1).

SEDIMENTACIÓN DEL CAMPO POZA RICA

De acuerdo al estudio que realizó el BEG, se estableció que la parte más alta de la Formación Tamaulipas Superior, la cual representa un cambio lateral progradacional de facies con sedimentación hemipelágica, se sedimentó antes de que comenzara el depósito de escombros del cuerpo “A”.

El depósito del cuerpo “f” se cree que es un evento progradacional el cual se dio a través del Golfo de México, el cual en Poza Rica se representa por una fase inicial de bajo nivel de mar y sedimentación lenta, este cuerpo presenta baja porosidad y un comportamiento de rayos gamma alto.

Posteriormente, el depósito del cuerpo “BC” tuvo un predominio en la parte interna de flujos de escombros depositados durante una etapa de transgresión, seguida de una sedimentación de turbiditas mezcladas y flujos de escombros de alto nivel de mar.

El cuerpo “D” marca un cambio de progradación a agradación, el BEG indica que se debe a una fuerte inundación. Los escombros de la base del cuerpo “D” representan una sedimentación de un sistema de plataforma. El cuerpo “D” está constituido por turbiditas con granos abundantes.

Finalmente la base de la unidad “ab” representa un período de retrogradación que se extiende hasta el Cenomaniense (Figura 2.3).

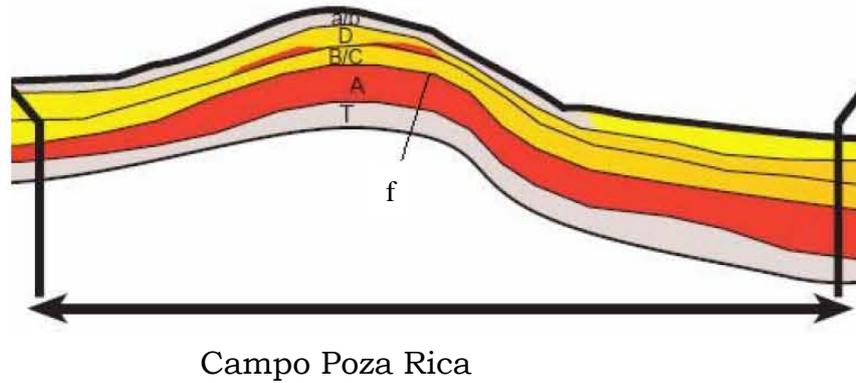


Figura 2.3. Distribución de facies sedimentarias del Yacimiento Tamabra, (BEG, 2004).

Los depósitos de aguas profundas del Campo Poza Rica contienen cinco facies sedimentarias generales:

1. Brechas depositadas por flujos de escombros.
2. Carbonatos lodogranulares (“packstones”) y granulares (“grainstones”) depositados por corrientes de turbidez de alta densidad.
3. Carbonatos granulares (“grainstones”) y lodogranulares (“packstones”) de grano muy fino depositados por corrientes de turbidez de baja densidad.
4. Calcilodolitas (“lime mudstones”) depositadas de una suspensión.
5. Lodolitas terrígenas depositadas de una suspensión.

2.2 MODELO ESTRATIGRÁFICO 3D

El modelo estratigráfico fue reconstruido en el estudio del BEG (Enero, 2004) mediante la utilización de 410 pozos de 835 pozos con registros geofísicos. La distribución de los pozos se muestra en el mapa estructural de la cima de la Formación Tamabra (Figura 2.4).

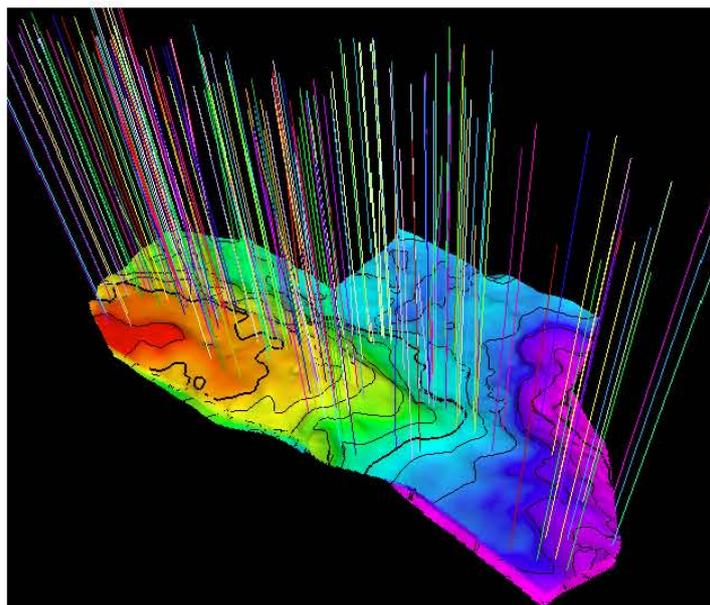


Figura 2.4. Vista 3D de la distribución de los pozos.

Los datos sísmicos aportaron un conjunto superior de datos de todo el yacimiento con una aceptable resolución lateral, teniendo un espaciado entre celdas de 20 m, de esta manera se definió información continua como fallas y celdas de fracturas (Figura 2.5).

La resolución vertical de los registros geofísicos de pozos y su integración con los datos petrofísicos y datos de producción permitieron establecer el modelo geológico del Campo Poza Rica.

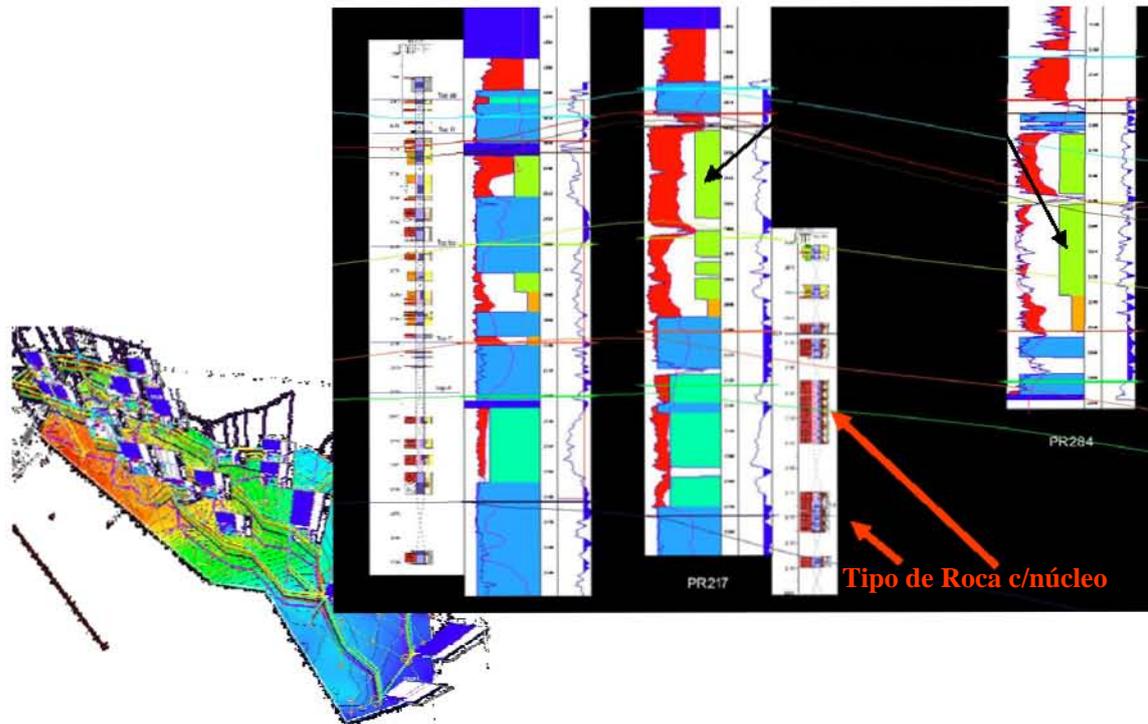


Figura 2.5. Mapa de información con fallas y celdas de fracturas. (PEMEX, 2006-1).

Los procesos sedimentarios que se dieron para la sedimentación de la Formación Tamabra del Campo Poza Rica fueron flujos de escombros, turbiditas y depósitos de suspensión. Por ser Tamabra un yacimiento de aguas profundas en las correlaciones de registros geofísicos de pozo se puede analizar la depositación que tuvieron.

La columna estratigráfica del área tiene un espesor aproximado de 2800 a 3600 m y está compuesta por rocas de edad Pérmico – Triásico (basamento) hasta el Terciario. Las rocas generadoras son del Jurásico Superior (Formaciones: Santiago, Tamán y Pimienta) (Figura 2.6).

La Formación Santiago es una unidad con fuerte potencial generador de hidrocarburos ya que su depósito se llevó a cabo durante la transgresión marina del Oxfordiano la cual cubrió la mayoría de los depocentros en los que se acumulaban arcillas y carbonatos bajo aguas someras de energía muy baja, condiciones propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad.

La Formación Tamán está constituida por lodos calcáreo – arcillosos depositados durante el Kimmeridgiense, se puede considerar que en este tiempo la transgresión marina cubrió casi toda el área Tampico – Misantla.

La Formación Pimienta se sedimentó durante el Tithoniense cuando la cuenca quedó totalmente cubierta con ambientes marinos de agua tranquila principalmente de mar abierto y donde se depositaban carbonatos y arcillas con materia orgánica marina.

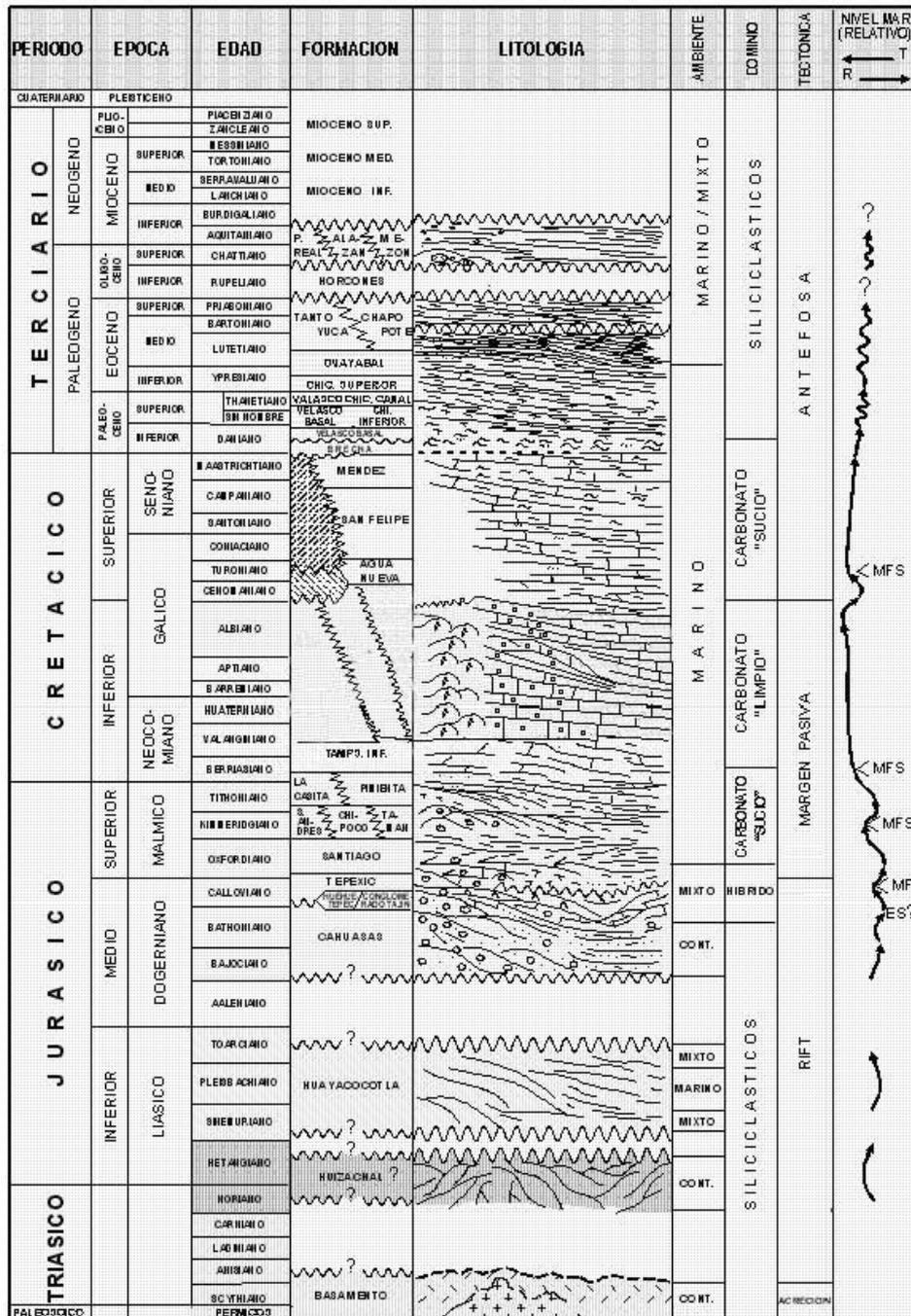


Figura 2.6. Columna estratigráfica del Campo Poza Rica (Ing. Alfredo Marhx, 1998).

Distribución generalizada de los tipos de roca en la Formación Tamabra.

La distribución generalizada de los tipos de roca de la Formación Tamabra reflejan la historia de las secuencias estratigráficas (Figura 2.7).

Cuerpos “A”, “f” y parte inferior de “BC”.

En parte media-inferior de la Formación Tamabra predominan depósitos de flujos de escombros con áreas locales de depósitos turbidíticos de alta y baja densidad. Estos escombros se depositaron mientras la Plataforma Tuxpan - Tecolutla estaba casi expuesta (se presentaba un bajo nivel del mar), la Plataforma estaba agradando durante una transgresión y en una parte en donde el mar comenzaba a tener un alto nivel

Las rocas litificadas y semilitificadas se erosionaron en el borde de la plataforma y del talud superior, por lo que este material originó las brechas de los flujos de escombros.

Las turbiditas manifiestan inundaciones de la Plataforma cuando era alto el nivel del mar, por lo que de esta manera se produjeron detritos de material carbonatado del tamaño de arena.

En los cuerpos “BC” y “D” predominan depósitos de flujos gravitacionales, en donde se presenta una zona gruesa de turbiditas compactas, de alta densidad. Estas turbiditas son un producto de la sedimentación cuando el nivel del mar era alto, mientras la fábrica de carbonatos en la plataforma de aguas someras produjo el suficiente material para que la plataforma progradara, además que transportó arenas de carbonatos por medio de corrientes de turbidez pendiente abajo, generando turbiditas en la cuenca profunda.

Debajo de la base del cuerpo “D”, predominan las turbiditas encontrándose una zona compacta de flujos de escombros. Esta zona muestra otro intervalo transgresivo del nivel del mar en el que la cima de la plataforma agradó hasta tener una pendiente considerable.

En la base del cuerpo “ab” se observa intemperismo en la plataforma presentando lodolita terrígena y lutita debido a que en ese tiempo la fábrica de carbonatos no generó productos. Sobre la sección terrígena hay un intervalo de lodo calcáreo que refleja la disminución de aporte de material terrígeno y el incremento de carbonatos de suspensión de aguas profundas.

Cuando se depositaba la parte superior del cuerpo “ab” hubo un retroceso gradual escalonado y agradación regional de la plataforma.

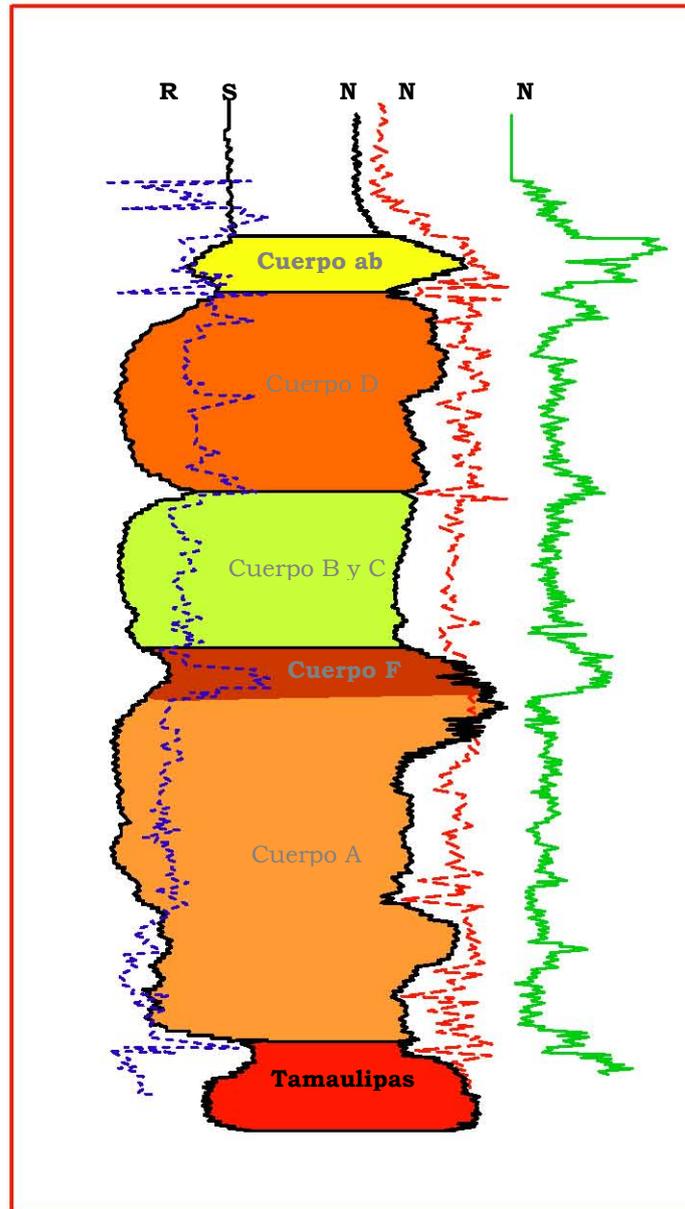


Figura 2.7. Registro Tipo de los cuerpos del yacimiento Tamabra, (Pemex Exploración y Producción, 2006-1).

2.3 MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural del Campo Poza Rica es una nariz buzante asimétrica con un buzamiento al SE, de dimensiones aproximadas de 6 Km de ancho y 17 Km de longitud; esta tiene fallas de transcurrancia normales con dirección SW-NE y una falla normal con caída al NE y una dirección NW-SE, generando una trampa estratigráfica que se encuentra controlada por la tendencia estructural.

Analizando la estructura general del Campo, el buzamiento al SE presenta un desnivel de 700 m, siendo el área de Mecatepec el área más alta y la más baja es Presidente Alemán (Figura 2.8).

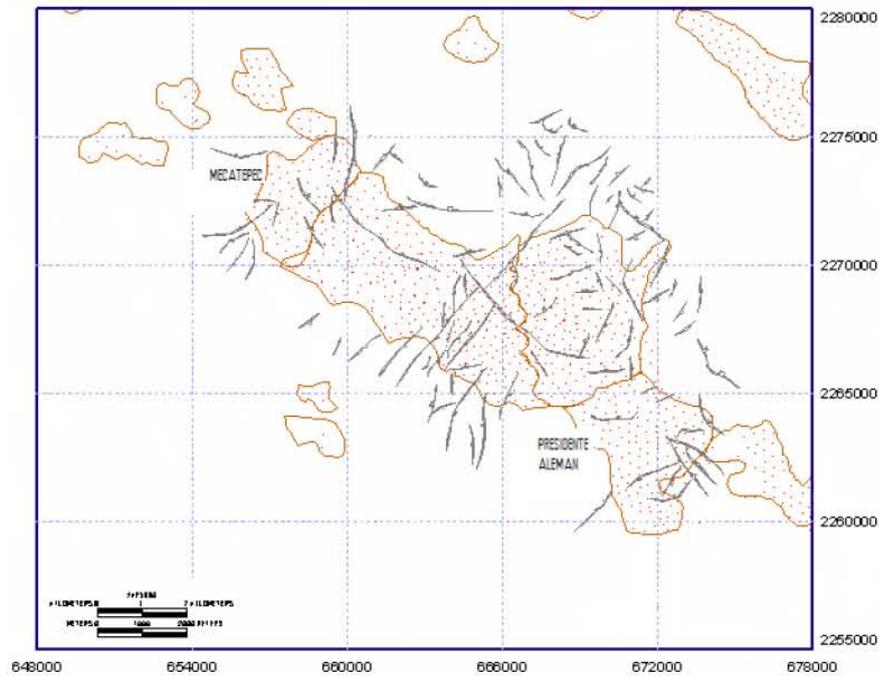


Figura 2.8. Mapa estructural del Campo Poza Rica con fallas (Pemex Exploración y Producción).

De acuerdo a los rasgos estructurales, se pueden considerar las estructuras de apertura que se desarrollaron en el Jurásico y se reactivaron en el Terciario debido a una compresión. La mayoría de las fallas pueden ser interpretadas como fallas superficiales, debido a que son pequeñas y no se pueden delinear con cierta extensión lateral (Figura 2.9).

En la Roseta de deformación se encuentran los azimutales de las fallas, la línea roja discontinua indica los patrones perpendiculares de la falla que están relacionados con el levantamiento del bloque con respecto al basamento. Las líneas amarillas muestran la dirección de los esfuerzos de otros conjuntos de fallas.

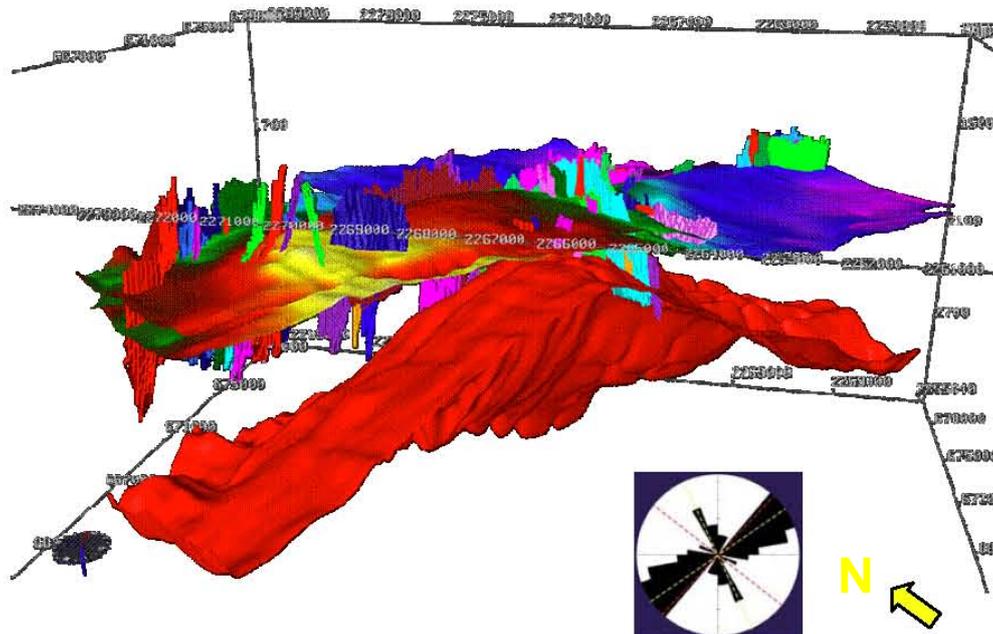


Figura 2.9. Interpretación estructural del Campo Poza Rica, (PEMEX 2006-2).

2.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

En la evaluación petrofísica que realizó el BEG, los núcleos tuvieron gran importancia debido a que con ellos se analizaron los tipos de roca, la calidad del yacimiento y el análisis estratigráfico.

Para determinar los tipos de roca se analizaron cuarenta y un núcleos, describiéndose más de 1,765 m, definiéndose las siguientes características: tipo de grano, contenido de lodo, mineralogía, estructuras sedimentarias, rasgos diagenéticos más importantes y fracturas, a continuación se muestran fotografías de núcleos de los diferentes tipos de roca (Figuras 2.10 a 2.16) (BEG, 2004).



Figura 2.10

Pozo: Poza Rica 215
Profundidad: 2229 m
Descripción: Turbidita dolomia granular (“dolograinstone”).
Cuerpo: D



Figura 2.11

Pozo: Poza Rica 215
Profundidad: 2211 m
Descripción: Turbidita dolomia lodogranular (“dolopackstone”).
Cuerpo: D



Figura 2.12

Pozo: Poza Rica 89

Profundidad: 2204 m

Descripción: Brecha calcárea de matriz rica en lodo depositada en un flujo de escombros.

Cuerpo: A



Figura 2.13

Pozo: Poza Rica 89

Profundidad: 2250 m

Descripción: Brecha calcárea de matriz rica en granos depositada en un flujo de escombros.

Cuerpo: A



Figura 2.14

Pozo: Poza Rica 210

Profundidad: 2116.5 m

Descripción: Brecha rica en clastos depositada en un flujo de escombros.

Cuerpo: D



Figura 2.15

Pozo: Poza Rica 307
Profundidad: 2477.5 m
Descripción: Flujos de escombros de brecha dolomítica de matriz rica en granos.
Cuerpo: A



Figura 2.16

Pozo: Poza Rica 364
Profundidad: 2297.2 m
Descripción: Brecha calcárea dolomítica de matriz rica en granos depositada en flujos de escombros.
Cuerpo: BC

Para la calidad del yacimiento se analizaron 150 secciones delgadas, determinando los tipos de poro, teniendo principalmente dos tipos de poros: las rocas con poros entre partículas y dentro de los cristales son correlacionables con la mejor permeabilidad; mientras que las rocas con abundantes poros fuera de las partículas y microporos tienen una permeabilidad baja de acuerdo a la porosidad que presentan.

Los depósitos de flujos de escombros analizados por el BEG, se marcaron con cierta incertidumbre ya que no se sabe si las secciones delgadas fueron tomadas de la matriz de los clastos o de un clasto en particular, en estas muestras la permeabilidad está controlada por los poros en la matriz que se encuentran entre los clastos; además los flujos de escombros con granos abundantes están dolomitizados (los granos que están entre los clastos permitieron que el fluido

dolomitizante pasara a través de ellos); los flujos de escombros con clastos abundantes y los que tienen lodo en abundancia no están dolomitizados ya que no permitieron la entrada del fluido dolomitizante; es por eso que solo los flujos de escombros con granos abundantes representan una calidad apreciable para el yacimiento.

Para los sellos, se analizaron lodolitas calcáreas sin poros visibles de la Formación Agua Nueva, la cual es la roca sello superior del yacimiento y lutitas calcáreas que sirven como barreras verticales y retardadores de flujo de fluidos. El sello lateral (echado arriba) es la Formación Tamaulipas Superior la cual hace cambio lateral de facies con la Tamabra. El estudio realizado por el BEG lo comprobó con las características de los registros geofísicos de pozo en donde el potencial espontáneo es positivo y los rayos gamma presentan picos altos.

Al realizar las evaluaciones petrofísicas se analizaron las curvas originales de resistividad y porosidad; ya que una vez que se interpretan es posible calcular la porosidad efectiva, la saturación de agua y la permeabilidad, las interpretaciones pueden y deben ser calibradas con datos de los núcleos para conseguir los mejores resultados (Tabla A).

Tipo de roca	Porosidad promedio	Permeabilidad promedio
Flujo de escombros con abundantes clastos	6.8 %	1.14 mD
Flujo de escombros con abundantes granos	9.7 %	12.54 mD
Flujo de escombros con abundante lodo	4.3 %	1.14 mD
Turbiditas con abundantes granos	12.5 %	18.43 mD
Turbiditas con abundante lodo	9.7 %	1.7 mD
Depósitos de lodo Calcáreo	2.3 %	0.38 mD
Depósitos de lutita	3.5 %	0.09 mD

Tabla A. Resultados de porosidad y permeabilidad promedio del Yacimiento Tamabra (Estudios del BEG, 2004).

De acuerdo a los datos obtenidos, el BEG creó una gráfica de dispersión de la porosidad contra la permeabilidad con los siete tipos de rocas del yacimiento (Figura 2.17) basándose en esta información la Compañía Scotia Group realizó mapas de iso-propiedades con saturación de agua con parámetros determinados (Figura 2.18).

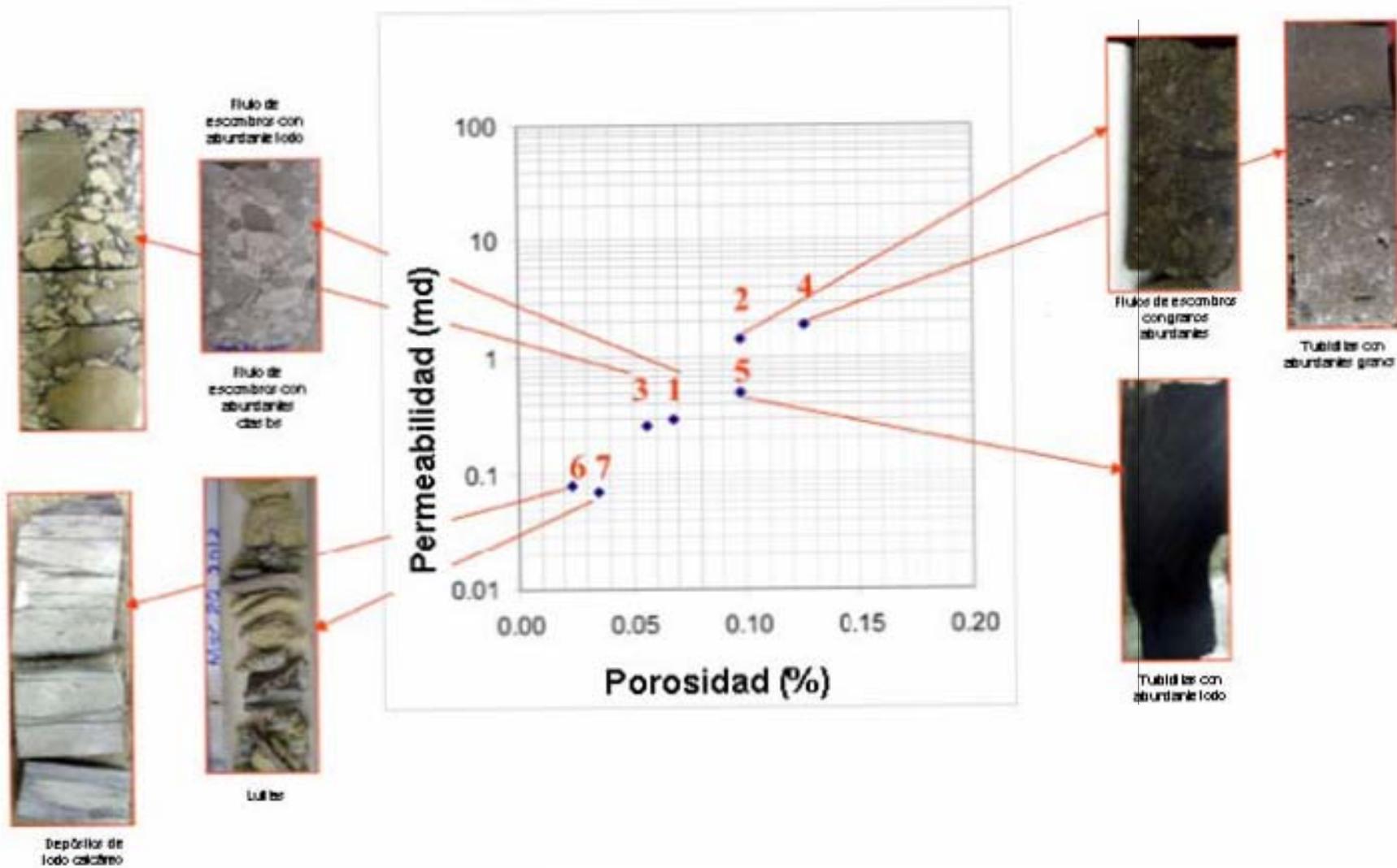


Figura 2.17. Gráfica de la porosidad promedio y el promedio geométrico de la permeabilidad de los siete tipos de roca definidos en la descripción de los núcleos (Scotia Group, 2005).

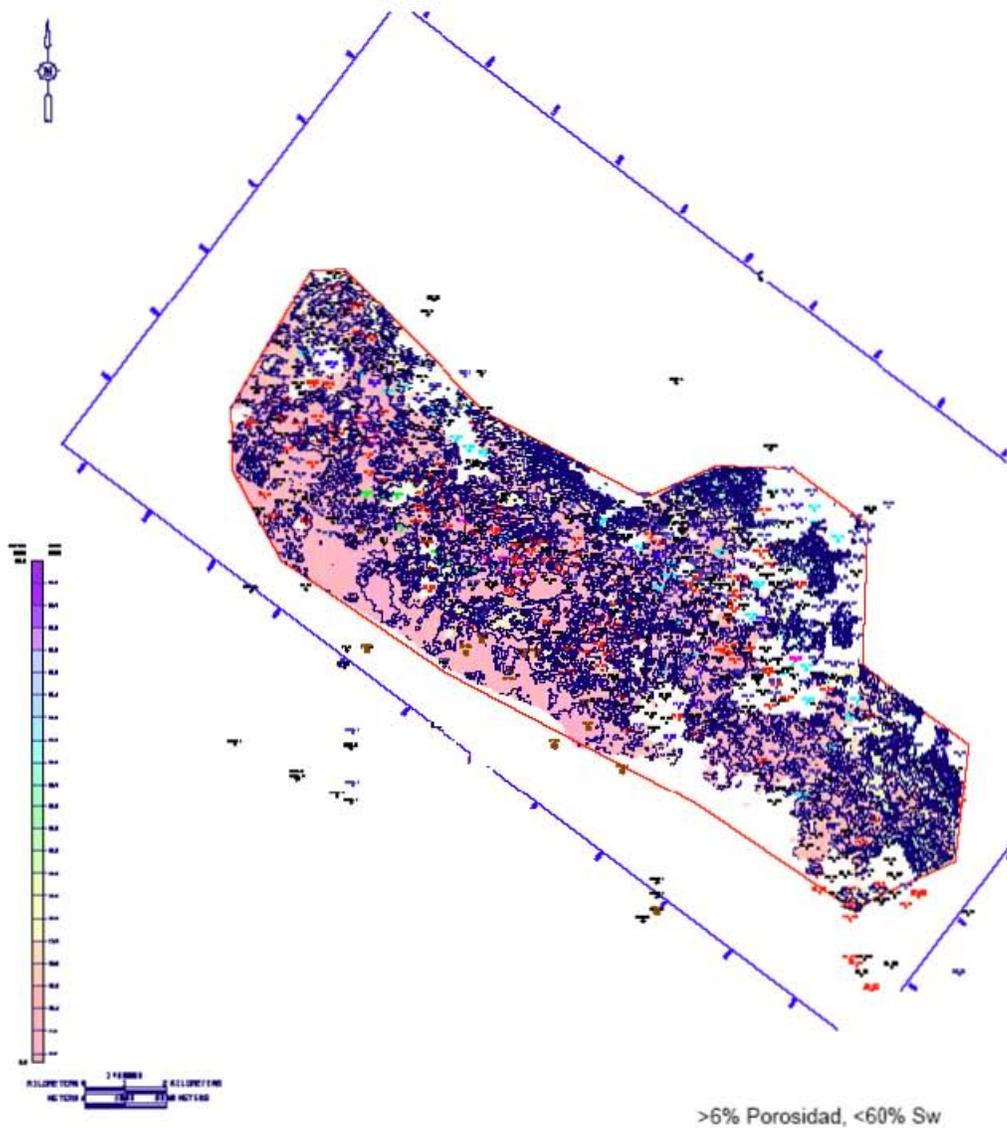


Figura 2.18. Mapa de iso-propiedades con parámetros determinados. En este caso son: porosidad mayor al 6% y porcentaje de saturación de agua menor al 60 % (Scotia Group, 2005).

CAPÍTULO 3 MODELO DINÁMICO

3.1 SISTEMA ROCA – FLUIDO

El sistema petrolero se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), cuándo y bajo qué condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis); cuándo y donde se genera el aceite o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera. Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de hidrocarburos ya que la ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de hidrocarburos.

“Los elementos clave que definen la existencia de un Sistema Petrolero son: las rocas generadoras, almacén, sello, trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Sin embargo, estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio - temporales para permitir que los hidrocarburos se acumulen y preserven”. (Guzmán y Holguín, 2001).

Con base a informes de Pemex Exploración y Producción (inéditos) del Sistema roca – fluido, el Yacimiento Tamabra tiene los siguientes parámetros: una superficie de 126 Km²; constituido por siete tipos de rocas: 1) flujos de escombros con abundantes granos, 2) turbiditas con abundantes granos, 3) turbiditas con abundante lodo, 4) flujos de escombros con abundantes clastos, 5) flujos de escombros con abundante lodo, 6) depósitos de lodo calcáreo, 7) depósitos de lutita, de las cuales solamente las tres primeras tienen excelentes condiciones de roca almacenadora, las restantes pueden ser consideradas como retardadoras de flujo o rocas sello; con un espesor bruto y neto de 208 y 150 m respectivamente, su profundidad varía de los 2200 a los 2400 m, (Figura 3.1).

El tipo del Yacimiento es saturado con casquete original de gas, la calidad del aceite es ligero con una densidad de 31 °API y una viscosidad relativa de 0.8 cp; la densidad relativa del gas es de 0.771 (aire = 1); el mecanismo de producción es empuje de gas disuelto, empuje parcial del acuífero y expansión del casquete de gas con una relación gas – aceite inicial (R_{si}) de 146 m³/m³; teniendo una presión inicial (P_{wi}) de 245 Kg/cm², una saturación de 245 Kg/cm² y temperatura de 90°C.

La saturación inicial de agua (S_{wi}) que presentó el Yacimiento Tamabra era de 15 a 18%, la porosidad se encuentra en el rango de 12 a 19% y la permeabilidad varía de 5 a 25 mD.

		UNIDAD	ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO
T	N	Terrígenos Terciarios	Roca sello Roca Almacén
	P	Tantoyuca	
		Chicontepec	
K	S	Erosión / No depósito	Roca sello
	I	Agua Nueva San Felipe Méndez	Roca Almacén
		El Abra	
		Tamaulipas Inferior	
J	S	Pimienta, Tamañ Santiago	Roca Generadora
	M	Tepexic- Cong. Tajín	Roca Almacén

Figura 3.1. Sistema Petrolero Campo Poza Rica (Pemex 2004).

3.2 VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE

Las evaluaciones del volumen original de aceite del Campo Poza Rica, provienen de varios estudios de balance de materia, los más relevante son los estudios del yacimiento realizados en las etapas tempranas de su explotación (Horner, 1951 y Core Lab, 1962).

Posteriormente, la Compañía Avanti (1997) y recientemente el BEG (2004) y la Compañía Scotia Group (2005) recalcularon el volumen original de aceite en sitio, observándose que las estimaciones aportadas por estas compañías no variaban en mucho por la calculada por los técnicos de Petróleos Mexicanos (Tabla 3.A).

BLOQUES	Static Model OOIP MMMSTB	MBAL OOIP MMMSTB	Core Lab OOIP MMMSTB	Horner OOIP MMMSTB	BEG OOIP MMMSTB	PEMEX OOIP MMMSTB
CAMPO TOTAL	5.1	5.1	6.2	4.8	5.3	4.8

Tabla 3.A. Volumen original de aceite en sitio (Scotia Group, 2005).

La fortaleza de las técnicas del análisis de balance de materia radica en la habilidad de proporcionar una evaluación independiente de los hidrocarburos originales en sitio y los mecanismos de empuje del yacimiento (por ejemplo: fuerza relacionada con el acuífero, compresibilidad del volumen de peso, expansión del casquete de gas, etc.), mediante el uso mínimo de suposiciones externas. No se requieren suposiciones del modelo geométrico/geológico para realizar el análisis de balance de materia.

Las reservas certificadas de aceite al 1° de enero del 2006 son:

Reservas	Probadas	Probables	Posibles
Aceite (MMB)	75.1	131	209.3
Gas (MMMPC)	70.6	142.1	129

El factor de recuperación actual es de 29%.

3.3 HISTORIA DE EXPLOTACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN - PRODUCCIÓN.

El Campo Poza Rica se descubrió en mayo de 1930 y su desarrollo inició dos años después con el pozo Poza Rica - 3. Reconstruyendo las curvas de presión-producción es posible identificar hasta ahora cinco etapas de explotación, las cuales están bien definidas por las actividades realizadas para optimizar la extracción de la reserva del campo (Figura 3.2). A continuación se describen en forma cronológica cada una de las etapas de explotación.

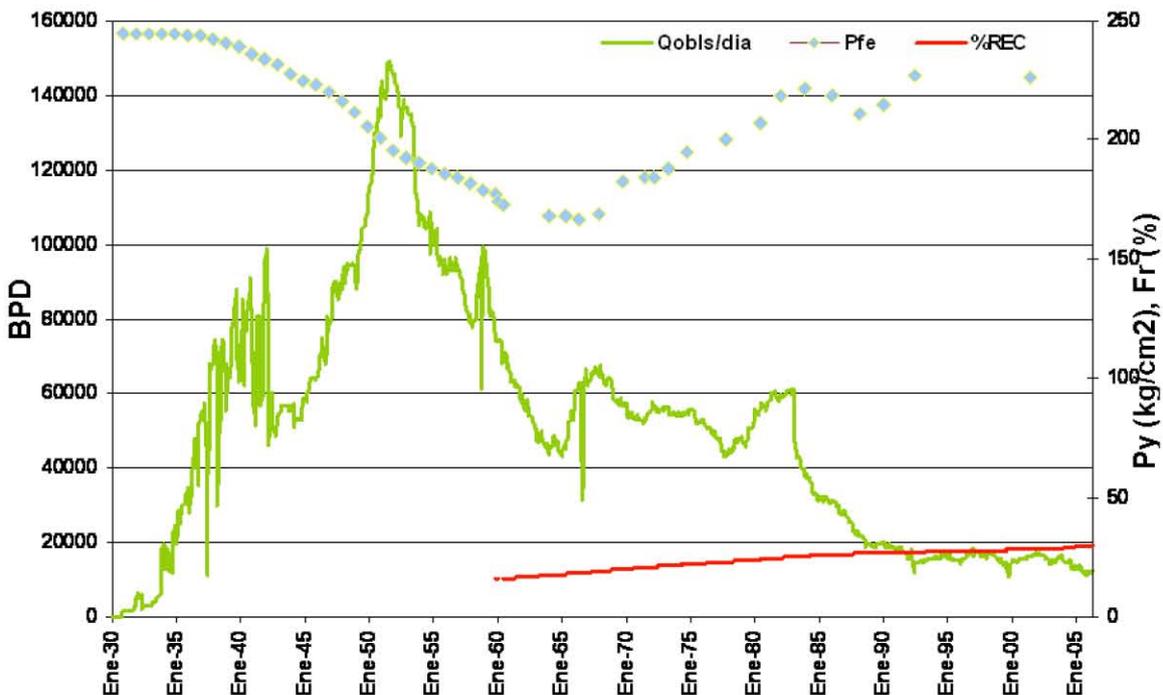


Figura 3.2. Gráfica de la historia de Producción del Campo Poza Rica (Pemex Exploración y Producción, 2005-1).

PRIMERA ETAPA: Se considera como la etapa de explotación primaria la cual se realizó de 1932 a 1950, cuando el Yacimiento Tamabra producía con su propia energía por el empuje de gas disuelto, empuje parcial del acuífero y expansión del casquete de gas. Con 130 pozos llegó a producir 149,000 bd teniendo una producción acumulada de 415 MMB, la presión bajó de 245 Kg/cm² en 1932, a 196 Kg/cm² a finales de 1950.

SEGUNDA ETAPA: Se realizó de 1951 a 1961 teniendo como finalidad detener la declinación de la presión-producción; por tal razón se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua en la parte inferior del yacimiento e inyección del gas al casquete; para lograr este objetivo se inyectó gas en la cima utilizando siete pozos, los cuales inyectaron un volumen acumulado de gas de 77,081 mm³. En 1960 se decidió detener esta actividad porque no se observaron los beneficios de recuperación de presión-producción en los pozos vecinos. Con 28 pozos en el yacimiento se inyectó agua de manera dispersa, teniendo un gasto promedio de 185,000 bd, una acumulada de 425 MMB de agua inyectada y un factor de recuperación de crudo de 20%.

TERCERA ETAPA: Con la finalidad de detener la declinación de la presión-producción de 1962 a 1974; se adecuó el sistema de inyección a dos líneas frontales, se inició en 1962 con 58 pozos inyectoros y en 1969 aumentó a 136 pozos. Este proyecto en 1974 alcanzó 170,000 bd de inyección represionando el yacimiento a 195 Kg/cm², con lo que, en 1964 la producción de aceite se incrementó de 42,000 a 65,000 bd; teniéndose un promedio de 55,000 bd y teniéndose un factor de recuperación de 23%.

CUARTA ETAPA: Se realizó de 1975 a 1984 la cual tuvo como finalidad acelerar la explotación de aceite y gas, haciendo un estudio de yacimientos para determinar los gastos máximos de producción de aceite y los volúmenes de inyección de agua al yacimiento. Este estudio requirió de reparaciones mayores de 85 pozos, la perforación de 68 pozos de desarrollo intermedio con un espaciamiento promedio de 250 m, alcanzándose una producción de aceite de 60,000 bd e incrementando la inyección de agua a 300,000 bd, lográndose el represionamiento, el cual llegó a una presión estática de 220 Kg/cm² en 1982 y el factor de recuperación aumentó a 26%.

QUINTA ETAPA: Realizada en el período de 1985 a 2002. Durante esta etapa la disminución en la inyección de agua generó una declinación en la producción de aceite de 35,000 bd en diciembre de 1984 a 16,000 bd en diciembre de 2001, debido a diversos factores entre ellos la disminución de pozos inyectoros, menos pozos productores, la reducción de reparaciones mayores, la falta de perforación de pozos intermedios, etc. Al término de esta etapa el factor de recuperación alcanzó el 29%.

3.4 EVALUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES

AFORO: Es la medición del volumen de líquido producido por unidad de tiempo que conduce una tubería en una sección determinada. El gasto en la sección de una tubería se puede medir indirectamente con un dispositivo de aforo, en el sitio que se desea conocer. Los dispositivos más comunes son los venturímetros, toberas y diafragmas, que se adaptan generalmente a tuberías de medianas y grandes dimensiones, donde es necesario llevar un control de los gastos. (Sotelo Ávila, 1991) (Figura 3.3).

Unique Well	Pozo	Fecha	Cuerpo explot	Int en explot.		ACEITE/CPO.(m3)	AGUA/CPO.(m3)	GAS/CPO.*(100m3)	Días operados
		Registrada		(mbMR)	Prod aceite (m3)	Prod agua (m3)	Prod gas (x 100 m3)		
1030021645	POZA RICA-82	30/09/1951	A	2335	2350	1147	5	1110	25
1030021645	POZA RICA-82	31/07/1957	A			337	245	630	31
1030021645	POZA RICA-82	31/08/1957	A			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	30/09/1957	A,BC			1613	19	1810	30
1030021645	POZA RICA-82	31/10/1957	BC	2235	2245	1765	143	1880	31
1030021645	POZA RICA-82	31/12/1968	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	31/01/1969	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	31/01/1987	D			53	212	124	7
1030021645	POZA RICA-82	28/02/1987	D			209	836	520	28
1030021645	POZA RICA-82	31/03/1987	D			268	1072	492	31
1030021645	POZA RICA-82	31/08/2000	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	30/09/2000	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	31/10/2000	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	30/11/2000	D			0	0	0	0
1030021645	POZA RICA-82	31/12/2000	D			0	0	0	0

Figura 3.3. Aforo del pozo PR – 82 (Pemex Exploración y Producción, 2004).

MECANIZADO DE PRODUCCIÓN: Es la medición de la producción diaria en un pozo, que incluye al sistema operativo, los días de operación, los días medidos y las producciones de hidrocarburos, la relación gas – aceite y el porcentaje de agua, estos se realizan mensualmente evaluando la producción diaria y ajustándose a la curva de producción (Figura 3.4).

Pozo	Número	Sist. Oper.	Neta (BPD)	RGA (m ³ /m ³)	Agua (%)	Días		Cuerpo Actual
						OP.	MED.	
POZA RICA	26	FL	130	135	37	30	19	D
POZA RICA	38	FL	125	100	0	30	12	D
POZA RICA	48	FL	120	75	38	30	13	D
POZA RICA	52	FL	119	137	59	30	11	D
POZA RICA	54	FL	154	132	38	30	13	D
POZA RICA	55	BM	44	339	50	30	18	ab
POZA RICA	58	BM	39	268	88	30	12	BC
POZA RICA	63	BH	30	546	85	30	18	D,ab
POZA RICA	71	FL	279	121	33	30	16	D
POZA RICA	73	FL	74	155	69	30	12	BC,D
POZA RICA	74	BM	16	2057	96	30	16	D
POZA RICA	77	FL	68	130	67	30	18	D
POZA RICA	78	BM	20	1035	91	30	12	D
POZA RICA	81	BM	120	179	49	30	12	D
POZA RICA	83	BM	171	161	11	30	14	BC
POZA RICA	84	BM	71	366	45	30	13	ab
POZA RICA	85	FL	121	59	85	30	12	BC
POZA RICA	87	BH	9	150	52	4	3	BC
POZA RICA	88	BM	39	93	32	27	12	ab
POZA RICA	90	BM	3	292	90	2	1	BC,D
POZA RICA	91	BM	22	329	2	13	3	D
POZA RICA	97	BM	110	263	47	30	15	D,ab
POZA RICA	98	FL	149	156	12	30	14	ab

Figura 3.4. Mecanizado de producción de algunos pozos del Campo Poza Rica, (Pemex Exploración y Producción, Septiembre 2006-3).

ANÁLISIS DE PRUEBAS PRESIÓN – PRODUCCIÓN

Una prueba de presión–producción, es un proceso en el cual se registran en forma simultánea presión, temperatura y gastos para definir propiedades del yacimiento a través de técnicas matemáticas, se parte de un estado conocido (estacionario o pseudoestacionario) y se le aplica un estímulo (cambio en el gasto), dependiendo de las condiciones del yacimiento será la respuesta (presión). (Figura 3.5).

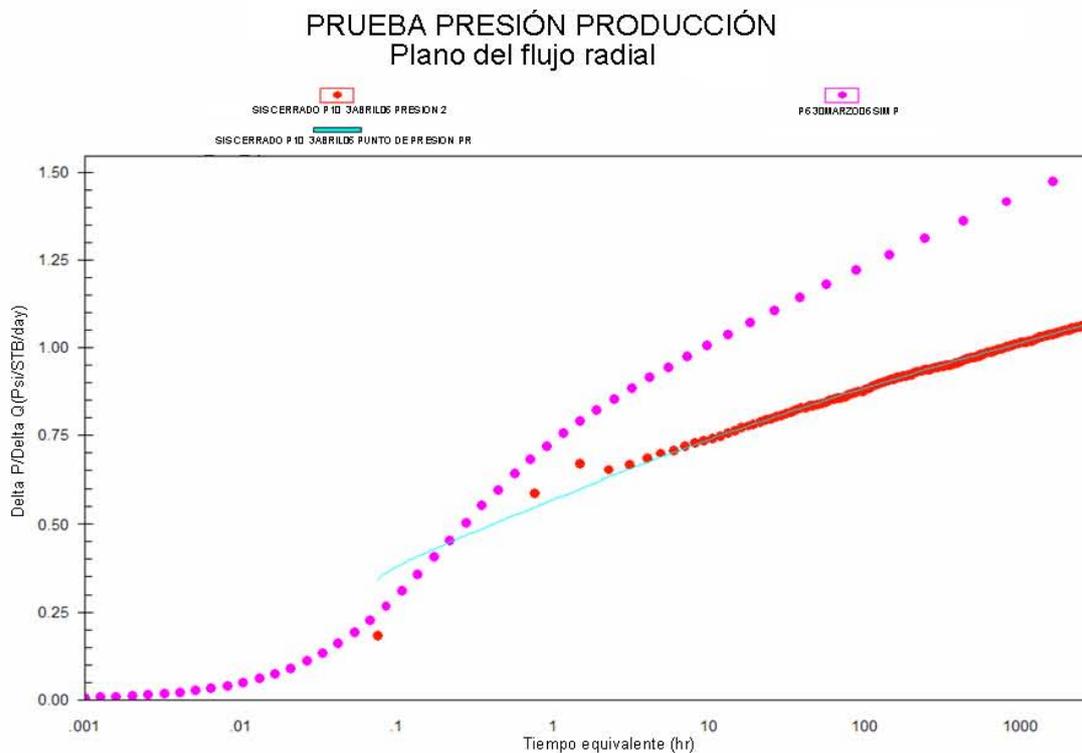


Figura 3.5. Curva de análisis de una Prueba de presión – producción (Pemex 2006).

SIMULACIÓN NUMÉRICA

El Campo Poza Rica no cuenta con simulación numérica principalmente por la falta de información completa desde el inicio de su explotación, y la que se tiene no es confiable; además de la extensión del campo, la complejidad y los procesos de explotación a los que ha sido sometido.

En 2004 el Dr. Cinco Ley determinó que no era conveniente realizar una simulación numérica para el campo Poza Rica, porque esta tendría un alto rango de incertidumbre y no sería confiable.

MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS

Por medio del análisis de balance de materia y con la interpretación del diagrama de Campbell se identificó que el Campo Poza Rica no cuenta con un acuífero activo; con las interpretaciones de la producción se

puede decir que en la etapa inicial los mecanismos de producción fueron la expansión del casquete, empuje parcial del acuífero y el empuje de gas disuelto, pero debido a la abrupta caída de presión y liberación de gas se inició la inyección de agua que actualmente es considerada el principal mecanismo de producción (Figura 3.6).

En este momento la inyección de agua se realiza de manera frontal, inyectando 20,882 bd de agua tratada a través de 14 pozos, 32,632 bd de agua congénita con 13 pozos, teniendo una producción de 13,549 bd de aceite, 17,927 MMPC de gas.

Diagrama de Campbell

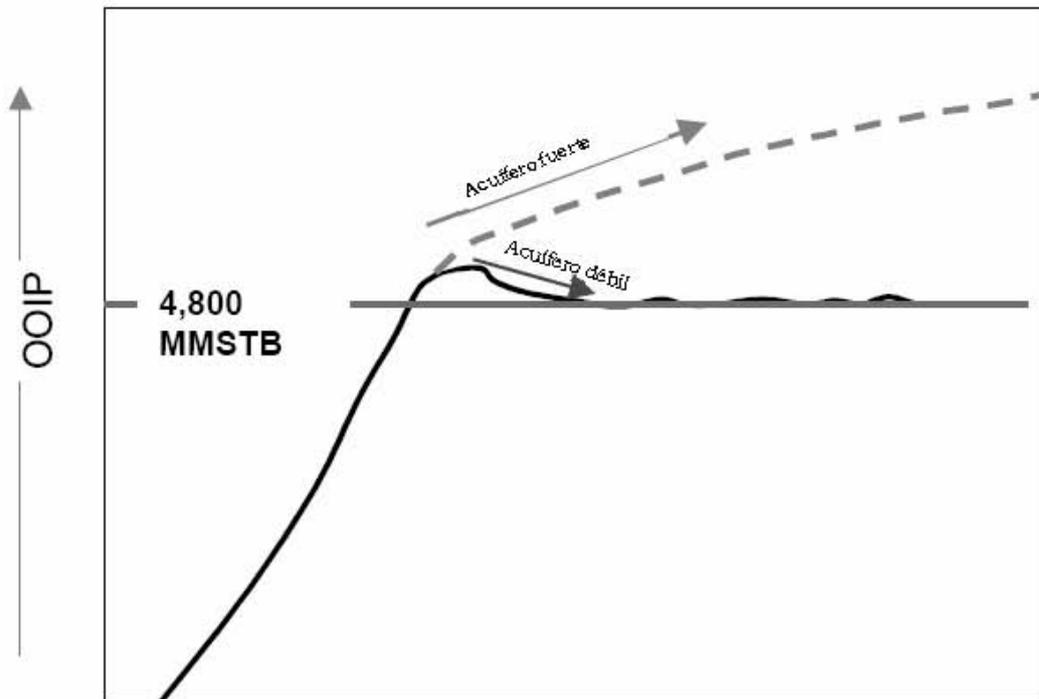


Figura 3.6. Diagrama de Campbell (Scotia Group 2005).

3.5 ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN, ISOSATURACIÓN, VOLUMEN DE ACEITE DESPLAZABLE Y FLUJO EFECTIVO

La metodología para identificar pozos y áreas de oportunidad para la extracción de reservas remanentes en el Campo Poza Rica necesariamente incluye los análisis de estudios que se derivan de la información de los pozos a partir de las cuales se interpretan una serie de mapas, los más importantes de estos son: isobaras (isopresiones), isosaturaciones, flujo efectivo (Kh) y volumen de aceite desplazable (DOV).

Estos mapas nos proporcionan información relevante, sobre todo de la posible distribución actual de los fluidos en el yacimiento; la

información de la geología estructural y la sedimentología al ser integradas en los mapas antes mencionados nos permiten visualizar probables almacenamientos remanentes entrampados en estructuras sutiles y en cuerpos que mantienen una reserva remanente atractiva la cual probablemente todavía no ha sido drenada.

De forma general la construcción de los mapas se realiza de la manera que a continuación se describe:

El mapa de Isopresiones o isobaras se construye a partir de herramientas que toman la presión y temperatura del nivel medio del yacimiento, este es tomado en cada uno de los pozos y con este se realiza un análisis nodal, una vez analizados los datos son exportados y se cargan en un software especializado, en este caso Z-Map, con estos mapas se pueden determinar las zonas de mayor y menor presión para ver las áreas con mejor potencial (Figura 3.7).

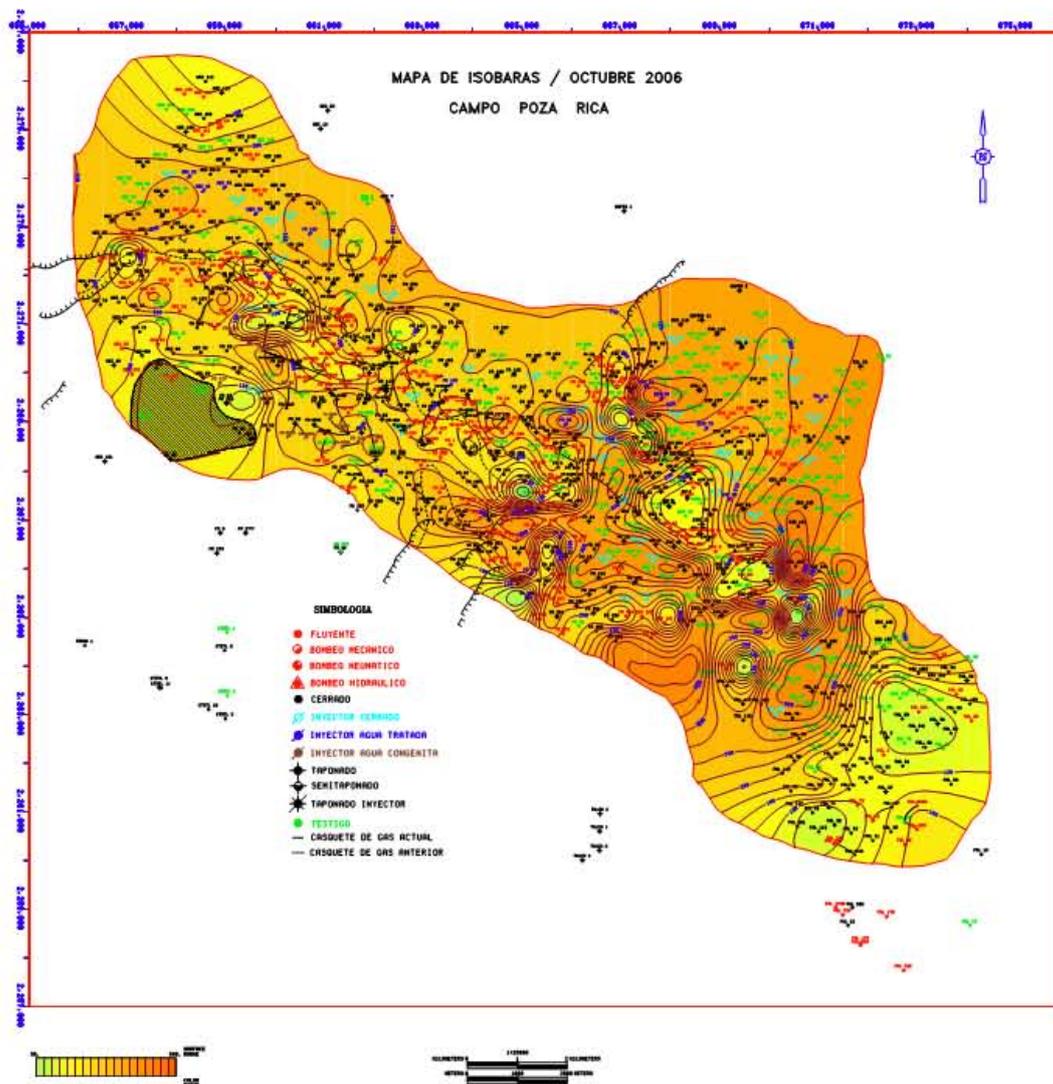


Figura 3.7 Mapa de isopresiones del cuerpo "D" en el Campo Poza Rica (PEMEX 2006).

El mapa de isosaturación se realiza determinando las relaciones de saturación del agua, aceite y gas, basándose en registros geofísicos de resistividad y con el apoyo o interpretación de la curva de rayos gamma; analizando la respuesta de los registros se determinan las relaciones que hay en la saturación, después se estudia la presión; conjuntándolas podemos reconocer que zonas están invadidas y las que presentan mayor cantidad de hidrocarburos (Figura 3.8).

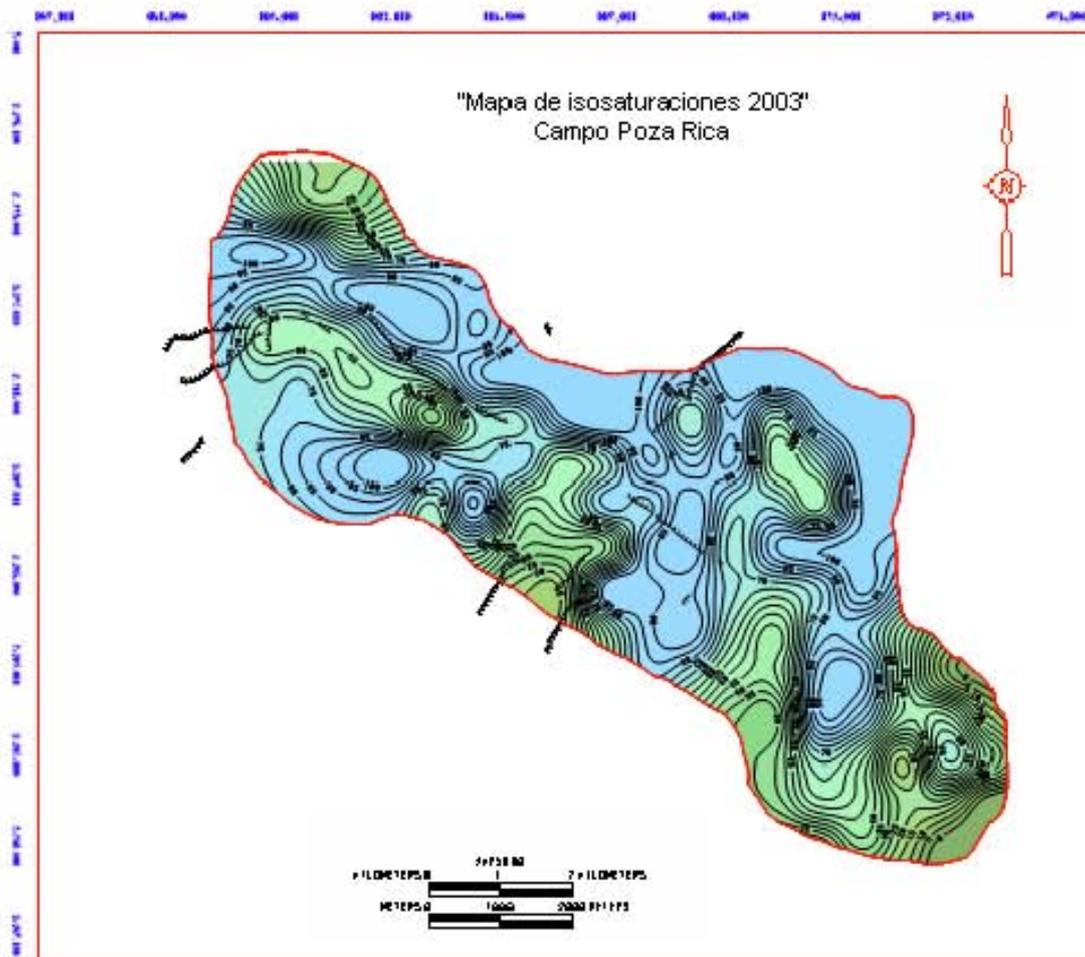


Figura 3.8. Mapa de isosaturación del cuerpo "D" en el Campo Poza Rica (PEMEX 2006).

El mapa de flujo efectivo se construye con información de registros disponibles (Potencial Espontáneo, Neutrón, Resistivos, etc.) para determinar los espesores de la roca, estos se calibran con pruebas de núcleos y de presión que se realizan en el laboratorio; con esta información se obtiene la permeabilidad y el espesor que tienen las rocas en cada uno de los pozos, los pozos que no tienen información suficiente son interpolados con los datos de otros pozos, de esta forma se sabe donde tenemos los canales preferenciales de flujo para analizar las áreas de oportunidad (Figura 3.9).

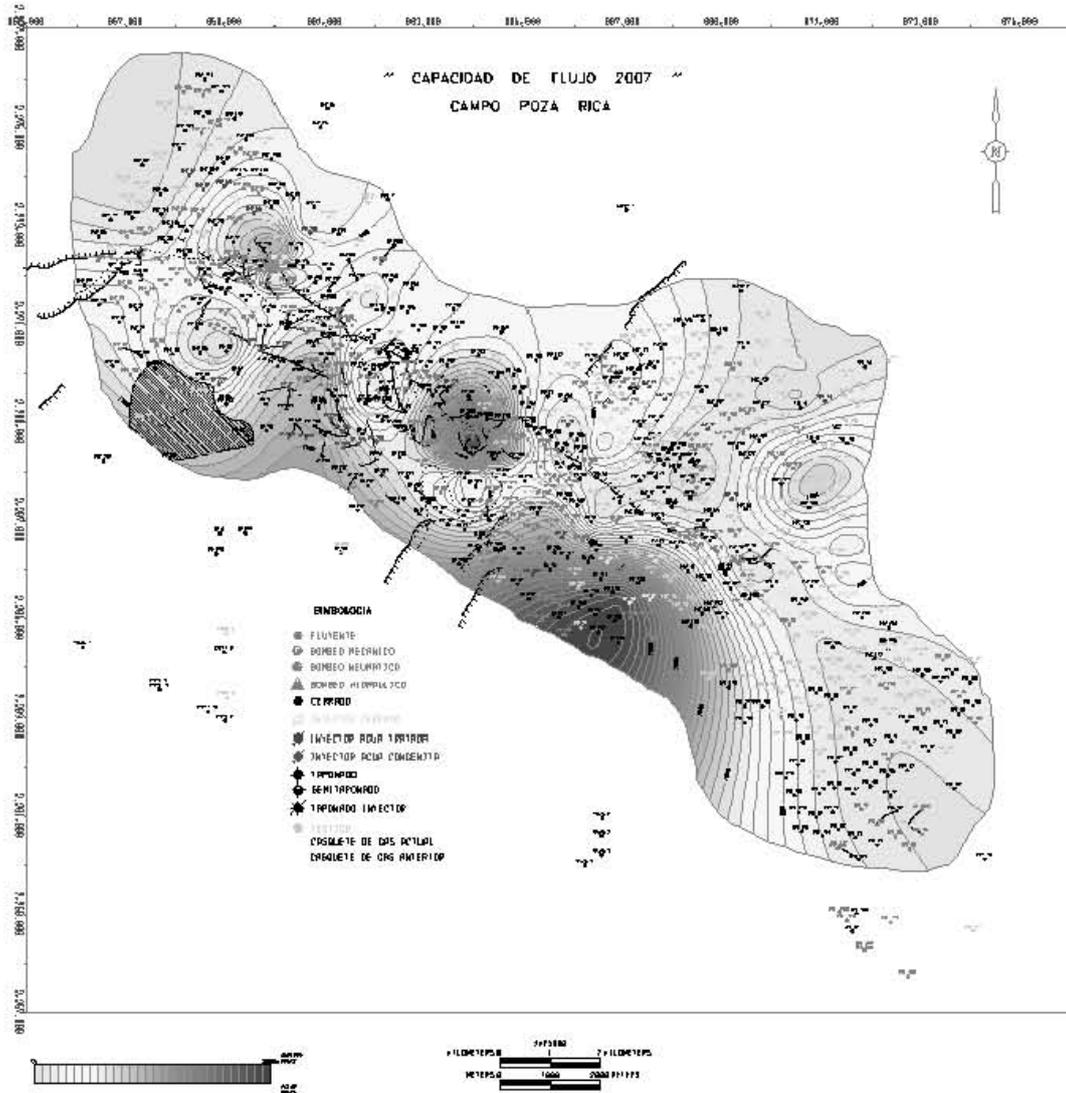


Figura 3.9. Mapa de flujo efectivo del cuerpo "D" en el Campo Poza Rica (PEMEX 2007).

El mapa de volumen de aceite desplazable (DOV) es construido con curvas de permeabilidad relativa, estas se corroboran con pruebas especiales de desplazamiento, que son realizadas con los núcleos para obtener la permeabilidad relativa, una vez que se tienen todas las curvas, se normalizan para tener una que represente al yacimiento, después se hace una curva de flujo fraccional para poder integrar todos los términos y se aplica la siguiente ecuación: ver Figura 3.10

$$\text{DOV} = \frac{h \varnothing (S_w - S_{wi}) A}{B_o}$$

Donde:

- h = Espesor de la formación
- Ø = Porosidad
- S_w = Saturación actual de agua
- S_{wi} = Saturación inicial de agua del yacimiento
- A = Área del pozo
- B_o = Factor del volumen de aceite inicial

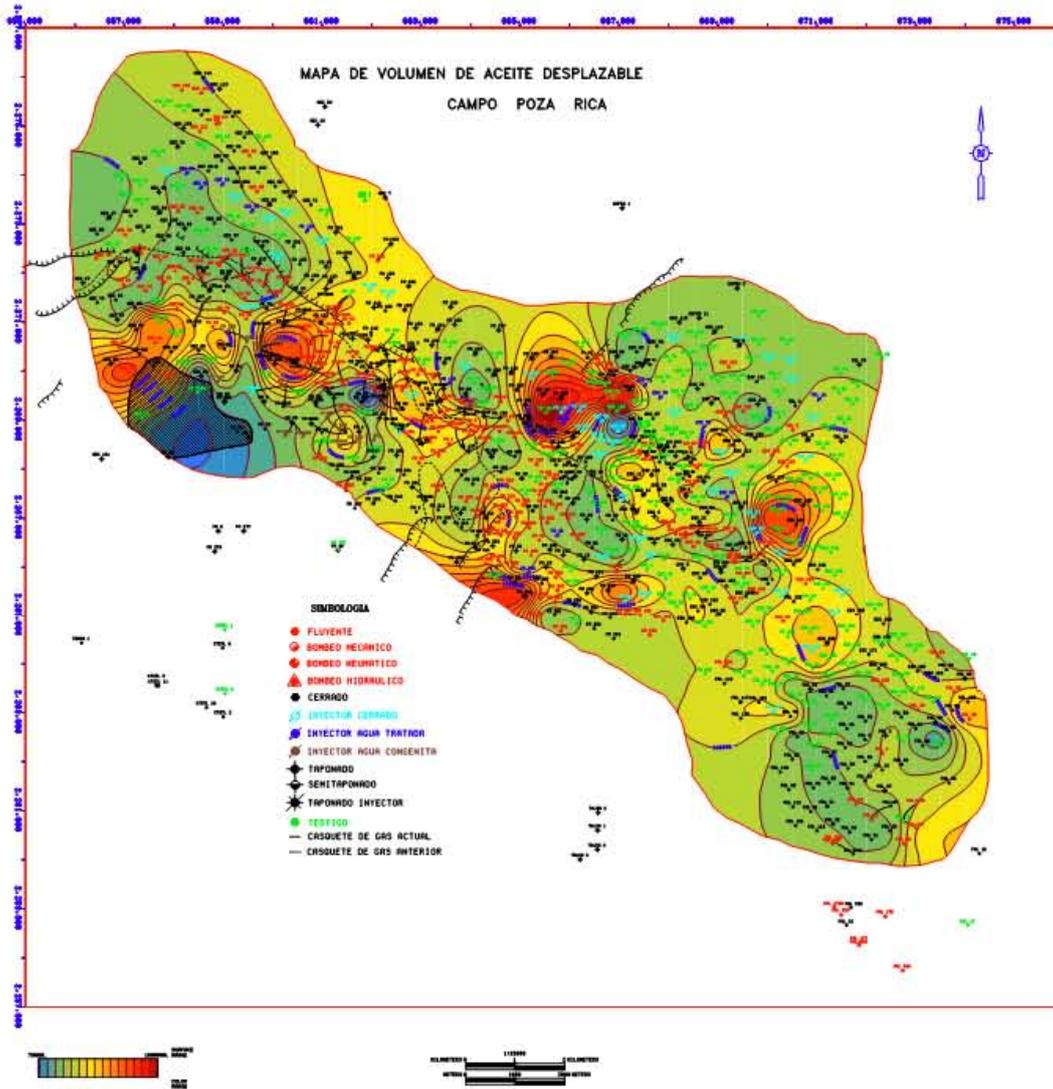
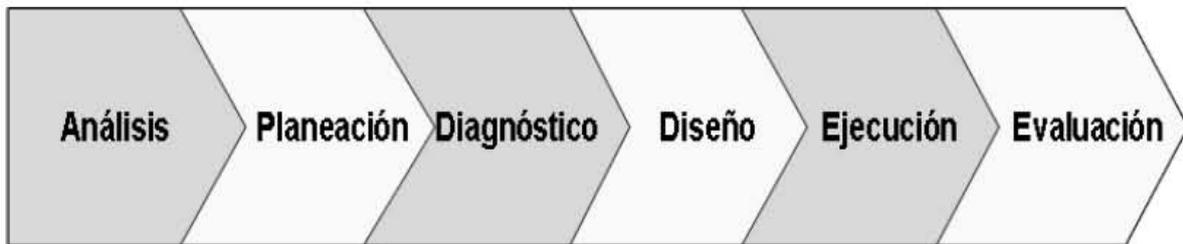


Figura 3.10. Mapa de volumen de aceite desplazable del cuerpo D en el Campo Poza Rica (PEMEX 2006).

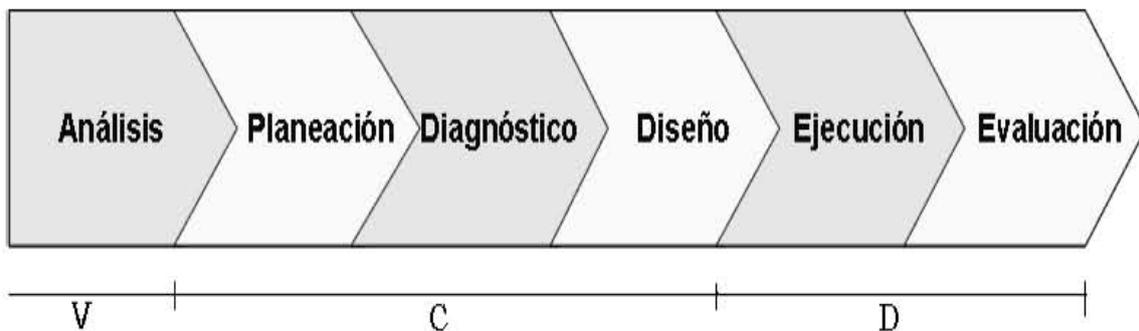
CAPÍTULO 4 ACTIVIDADES PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE ACEITE

Las actividades operativas, encaminadas para incrementar la producción a partir de los pozos existentes o para restituir las condiciones de producción de los pozos productores, se denominan reparaciones de pozos, las cuales son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener o incrementar la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento. (Un siglo de perforación en México, 2002).

El proceso que se sigue para identificar, seleccionar y jerarquizar los pozos para reparaciones en el Campo Poza Rica, es el siguiente:



Recientemente el método está actualizándose y se está cambiando para utilizar el método llamado “VCD” (Visualización – Conceptualización – Definición).



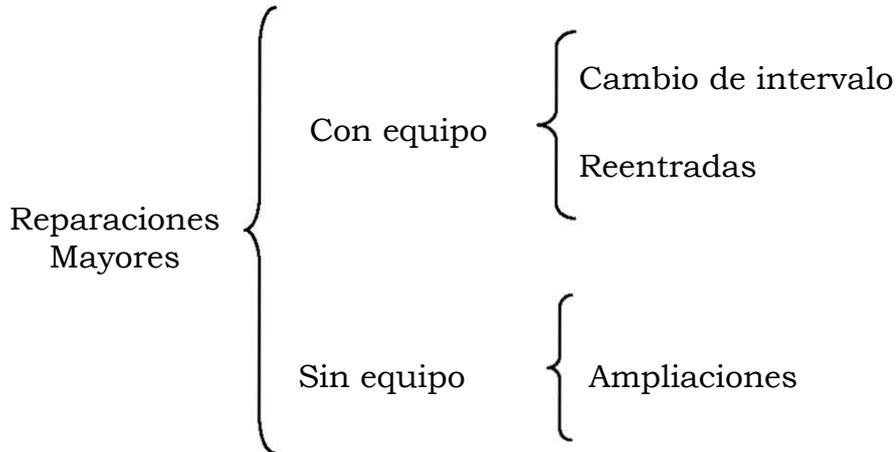
Ambos métodos analizan en forma global la problemática para determinar con precisión el programa operativo a seguir dado que esto impacta directamente en los costos de la intervención y por ende en su rentabilidad, (Nájera, Curso de terminación de pozos, 2003).

A continuación se describen los diferentes tipos de intervenciones:

4.1 REPARACIONES MAYORES (RMA)

Son las intervenciones al pozo que implican la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación

convencional, (Un siglo de perforación en México, 2002). Los tipos de intervención pueden ser, entre otros:



En las RMA con equipo se utiliza un equipo de Reparación y terminación de pozos (RTP), estas son:

- CAMBIO DE INTERVALO:** Se utiliza cuando el intervalo está totalmente invadido o tiene un porcentaje de agua muy alto y/o la producción neta es baja. Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva, con tapones mecánicos o de cemento, o por medio de cementaciones a presión. Dichas intervenciones pueden efectuarse con equipo convencional de reparación, con tubería flexible, unidades de registros para realizarse se puede remover el aparejo de producción o realizarse a través de él (Figura 4.1).

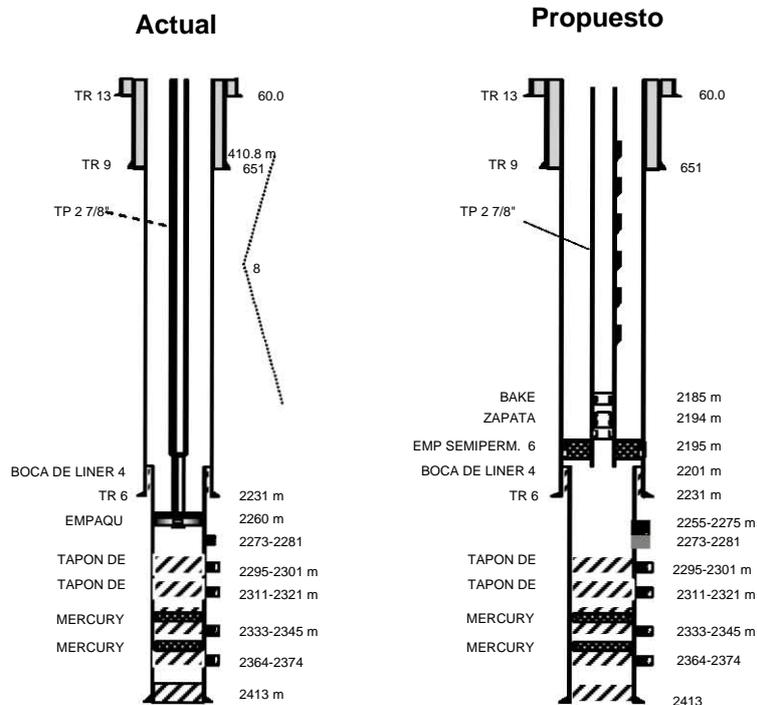


Figura 4.1. Estados mecánicos del cambio de intervalo de un pozo.

REENTRADA: cuando termina la vida productiva de la zona drenada por un pozo o por severos problemas mecánicos (pescados) y existen zonas del yacimiento aún sin drenar, se puede aprovechar la infraestructura superior existente, como el conductor y la localización, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas sin drenar. El principio básico de operación de estas herramientas es la presión hidráulica de circulación y rotación; poseen la ventaja de que al aplicar presión se pueden localizar los coples de la tubería de revestimiento, con lo cual es posible efectuar el ajuste de la profundidad por cortar (Figura 4.2).

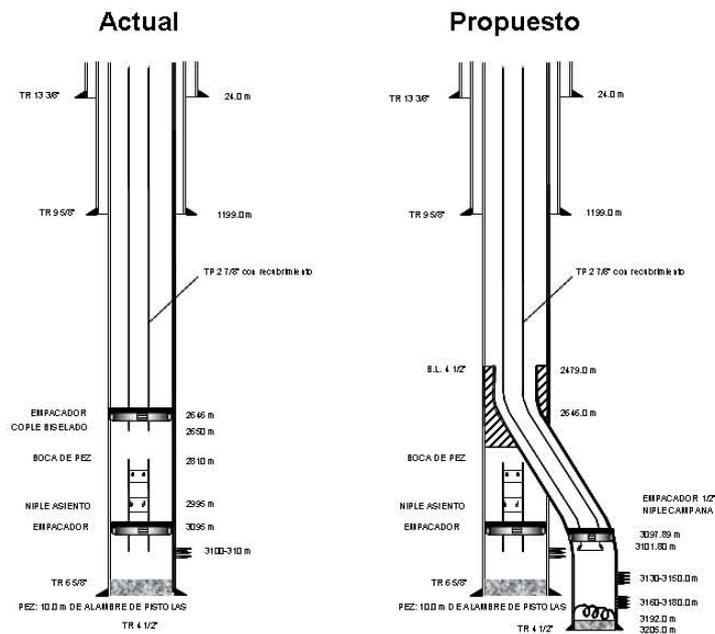


Figura 4.2. Estados mecánicos de Reentrada de un pozo.

En la RMA sin equipo no son necesarias las herramientas de terminación, esta es:

- **AMPLIACIÓN:** en ocasiones al realizar pruebas de variación de presión y de análisis nodal, se determina la existencia de daño en el pozo por convergencia de fluidos, los cuales se corrigen con redisparos o ampliación del intervalo productor, incluso se realiza cuando los requerimientos de producción lo demandan y el espesor del yacimiento lo permite en determinado intervalo productor, para estas RMA se necesita hacer un estudio a la historia de producción, análisis de registros de producción, análisis de pruebas presión-producción (Figura 4.3).

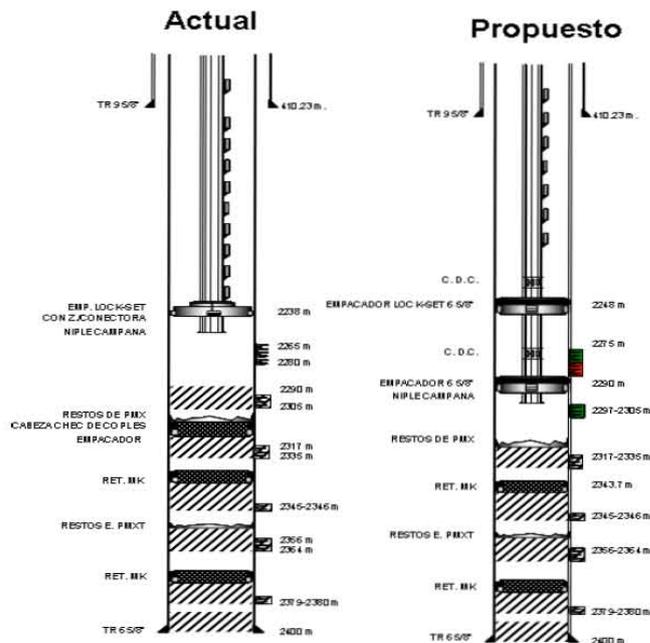
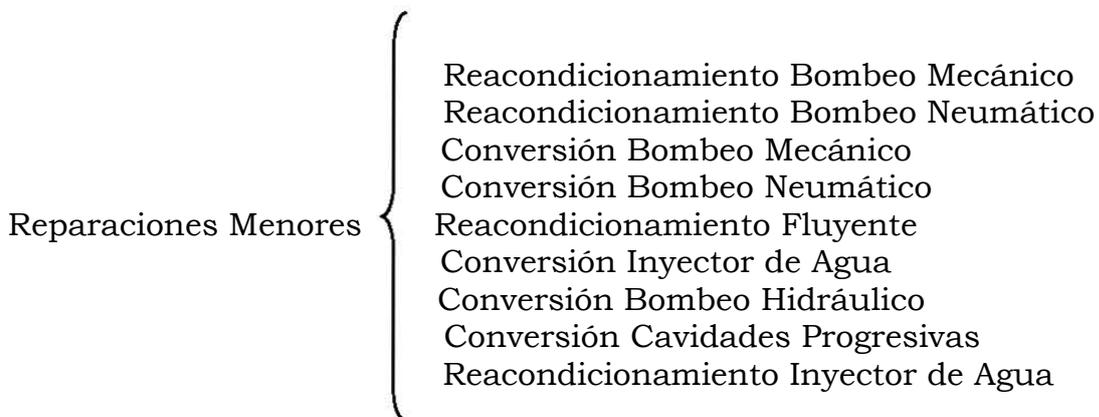


Figura 4.3. Estados mecánicos de Ampliación de un pozo.

4.2 REPARACIONES MENORES (RME)

Son aquellas intervenciones cuyo objetivo es corregir las fallas en el estado mecánico del pozo, logrando optimizar las condiciones de flujo del yacimiento sin la modificación de la zona productora o de inyección, se dividen en:



- **RBM (Reacondicionamiento Bombeo Mecánico):** básicamente, consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba que succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, generado desde la superficie a través de una sarta de varilla metálicas, por una viga oscilante (balancín) accionada por un motor o unidades superficiales operadas hidráulica o neumáticamente (Figura 4.4).

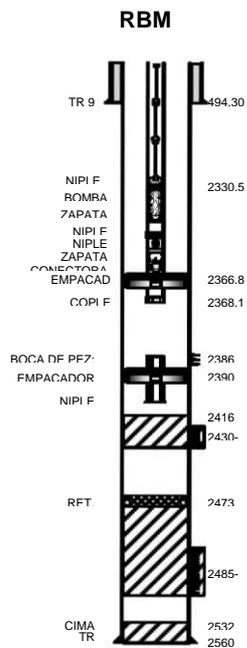


Figura 4.4. Estado mecánico un pozo con Reacondicionamiento Bombeo Mecánico.

- RBN (Reacondicionamiento Bombeo Neumático):** es un diseño artificial de producción, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar y hacer llegar los hidrocarburos a la superficie. Se basa en disminuir la densidad del fluido producido al inyectarle un gas a través del espacio anular hacia el interior de la tubería de producción (TP) mediante una válvula de inyección, que es la fuerza principal para elevar el aceite (Figura 4.5).

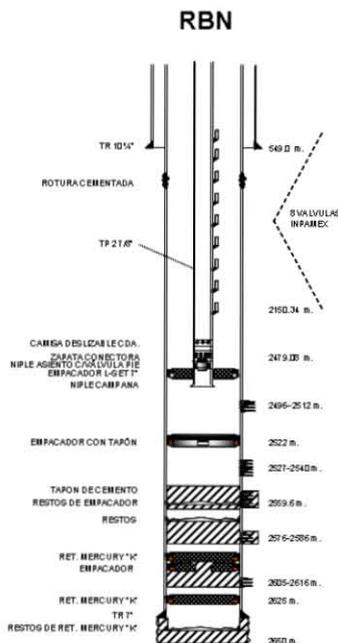


Figura 4.5. Estado mecánico de un pozo con Reacondicionamiento Bombeo Neumático.

- CBM (Conversión Bombeo Mecánico):** es un diseño artificial de producción, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar y hacer llegar los hidrocarburos a la superficie, se realiza verificando la seguridad superficial (una zona poblada), eliminando así en el caso de que exista una línea de manejo de gas (de inyección o de recuperación). Es relativamente más económico en operación, debido a los insumos que maneja (Figura 4.6).

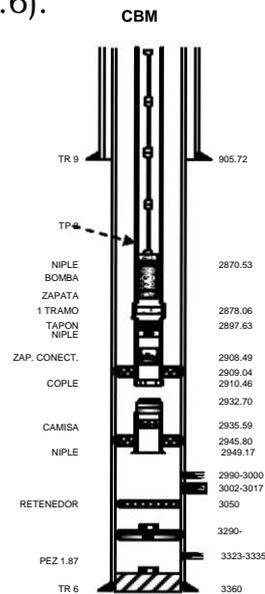


Figura 4.6. Estado mecánico de un pozo con conversión a bombeo mecánico.

- CBN (Conversión Bombeo Neumático):** este sistema se instala en donde se encuentra el sistema y la infraestructura (compresoras de líneas de inyección) y que de acuerdo a un análisis previo sea el sistema más conveniente de acuerdo al tipo de aceite, RGA, densidad, viscosidad, etc. (Figura 4.7).

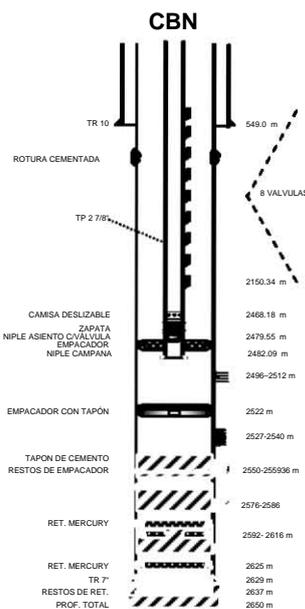


Figura 4.7. Estado mecánico de un pozo con conversión a bombeo neumático.

En el Campo Poza Rica se realizan comúnmente las Conversiones de Bombeo Neumático a Conversiones de Bombeo Mecánico por medidas de seguridad debido a que los pozos se encuentran en una zona urbana.

- **RF (Reacondicionamiento Fluyente):** para realizar esta reparación es necesario introducir una barrena o molino al pozo para conformar el agujero de los pozos horizontales; una vez que se extrae el aparejo, el pozo vuelve a fluir. El diseño de este reacondicionamiento está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores que se tengan analizados (Figura 4.8).

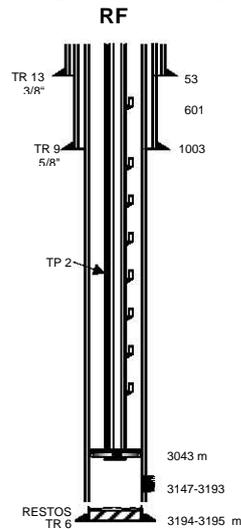


Figura 4.8. Estado mecánico de un pozo con reacondicionamiento fluyente.

- **CIA (Conversión Inyector de Agua):** es un pozo que de acuerdo a un programa de recuperación secundaria se convierte por lo general de pozo productor invadido a pozo inyector de agua tratada y/o congénita (Figura 4.9).

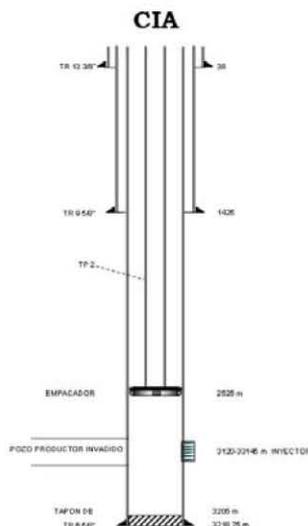


Figura 4.9. Estado mecánico de un pozo con conversión inyector de agua.

- CBH (Conversión Bombeo Hidráulico):** es un pozo productor que puede tener bombeo neumático o bombeo mecánico y dentro de la optimización de producción se considera la instalación de un sistema de bombeo hidráulico para definir la óptima productividad del pozo (Figura 4.10).

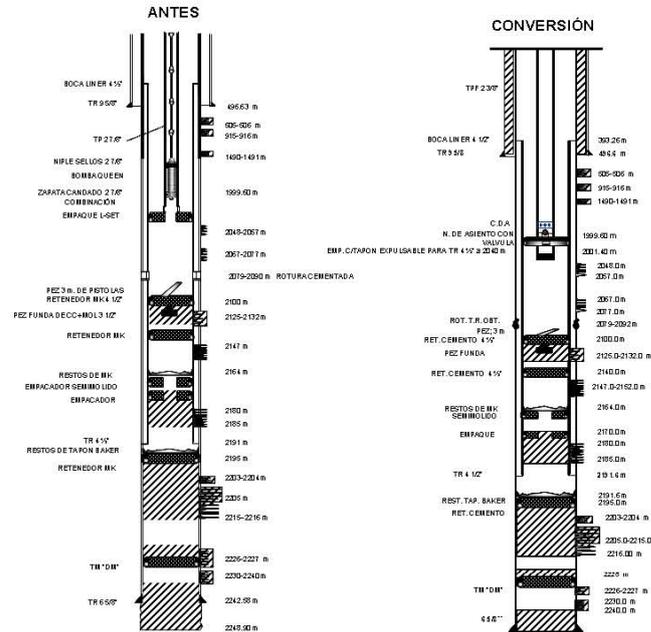


Figura 4.10. Estado mecánico de un pozo con conversión bombeo hidráulico.

- CCP (Conversión Cavidades Progresivas):** es un pozo productor que puede tener bombeo neumático o bombeo mecánico y dentro de la optimización de producción se considera la instalación de un sistema de bombeo hidráulico para definir la óptima productividad del pozo, por lo general es conveniente instalar el sistema en pozos que produzcan aceites pesados (de 24° API a menores) (Figura 4.11).

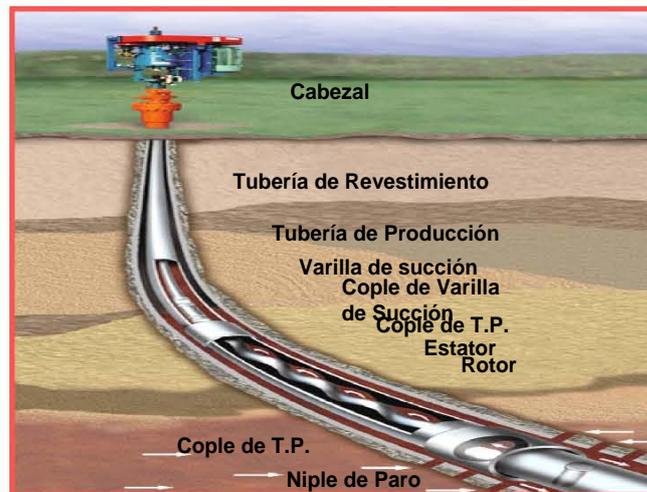


Figura 4.11. Esquema de conversión cavidades progresivas.

- **RIA (Reacondicionamiento Inyector de Agua):** se componen principalmente de un empacador permanente o recuperable, una válvula de circulación y una tubería de producción, este constituye el medio para hacer llegar los fluidos de inyección al yacimiento para la recuperación secundaria; la eficiencia de esta actividad permite incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos (Figura 4.12).

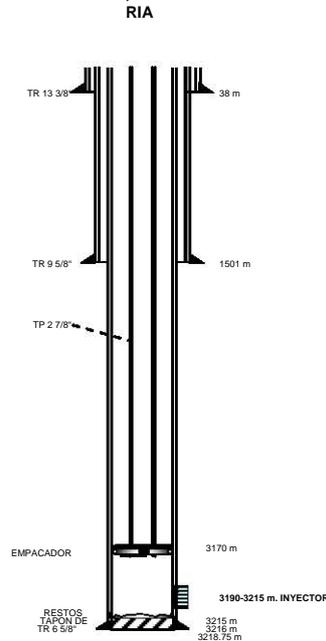


Figura 4.12. Estado mecánico de un pozo con Reacondicionamiento Inyector de Agua.

4.3 PERFORACIÓN DE POZOS INTERMEDIOS

La perforación de pozos intermedios se utiliza para acelerar la recuperación de hidrocarburos de acuerdo a un estudio previo de ingeniería de yacimientos considerando el estado estático y dinámico, así como la movilidad de fluidos y considerando la recuperación secundaria del campo; en el Campo Poza Rica es conveniente realizar pozos intermedios con un espaciamiento equidistante de 200 m para evitar invadir el radio de drenaje de los mismos.

Hay dos tipos, los “S” (Figura 4.13) y los tipo “J” (Figura 4.14), estos tipos de perforación se realizan de acuerdo a la verticalidad que se quiera manejar para perforar los pozos intermedios de acuerdo a su objetivo final y estos se hacen si se tiene disponibilidad de espaciamiento; a veces son mejores los tipo “J” por los ángulos que manejan y los sistemas que se requieren para el pozo.

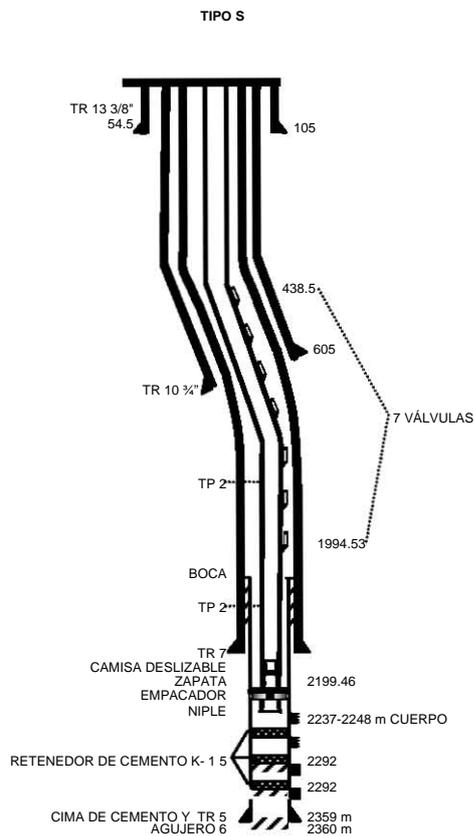


Figura 4.13.
Estado mecánico
de un pozo Tipo
"S".

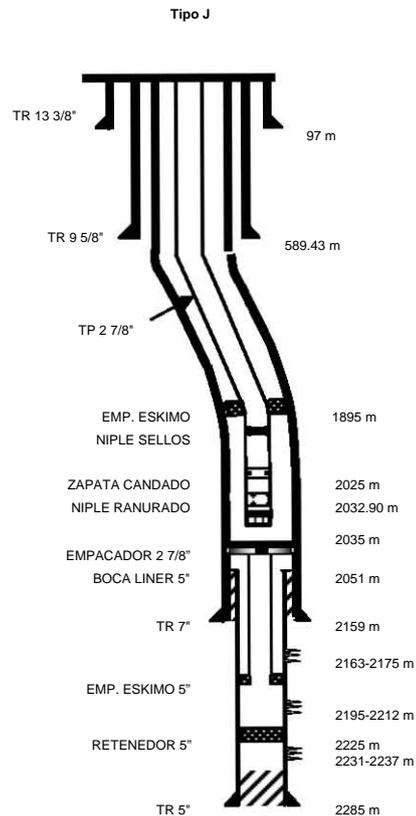


Figura 4.14.
Estado mecánico
de un pozo Tipo
"J".

4.4 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales son aquéllos en los que una parte del pozo tiene un ángulo cercano a los 90° , normalmente se busca que sean paralelas a la cima de la formación y perpendicular con respecto a la mayor permeabilidad vertical. La técnica de perforación horizontal puede ser subdividida en cuatro grupos, dependiendo del ángulo con el que se ha construido el pozo, que pueden ser de radio largo, medio, corto y ultracorto.

Radio largo: se utiliza la tecnología de perforación direccional. Los incrementos de los ángulos van desde 3° a 8° por cada 30 m (100 pies) y dependiendo del alcance, requieren del incremento para ser desarrollados en dos o tres secciones.

El drene de pozos horizontales de radio largo puede ser relativamente grande con una máxima longitud de 1,220 m (4,000 pies). La perforación de pozos altamente desviados puede ser o no de "alcance extendido".

Radio medio: se utiliza equipo convencional de perforación modificado y se va desviando a un ritmo de 8° a 20° por cada 30 m (100 pies), aunque teóricamente es posible tener un ritmo del orden de 50° por

cada 100 pies. El largo de la sección horizontal puede ser de 915, (3,000 pies) o más.

Radio corto: se utiliza un equipo muy especializado combinándolo con herramientas rotarias con coples y juntas especiales para lograr articular la tubería; tiene un ritmo de incremento del ángulo de entre 1.5° a 3° por pie, permite desviar el pozo desde la vertical hasta la horizontal en menos de 30 m (100 pies), aunque son comunes en penetraciones laterales de 274 m (900 pies), frecuentemente son perforados múltiples drenes desde la misma vertical del pozo.

Radio ultracorto: las tuberías de revestimiento intermedias se encuentran por lo general en la sección altamente desviada, por lo que deben tener un buen trabajo de cementación, es necesario para evitar la filtración de fluidos y para proveer un aislamiento entre el revestimiento de la parte superior y los intervalos productores de la parte inferior.

En el Campo Poza Rica se realiza la perforación horizontal cuando están en la cima de Tamabra, tomando entre 70° y 90° en la horizontal; estos se utilizan para tener la mayor explotación de hidrocarburos, para tener una mejor área de drene y para acelerar el ritmo de explotación (Figura 4.15).

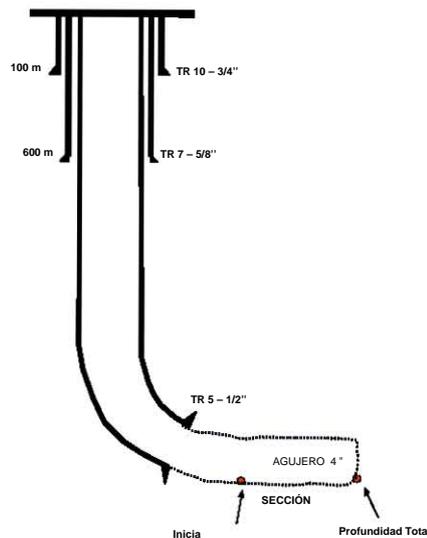


Figura 4.15. Estado mecánico de un pozo Tipo horizontal.

4.5 OTROS

ESTIMULACIONES: el proceso de estimulación consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación, durante las etapas de perforación y terminación del pozo, dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos por medio de dos sistemas. (Figura 4.16).

El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección a pozos debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo.

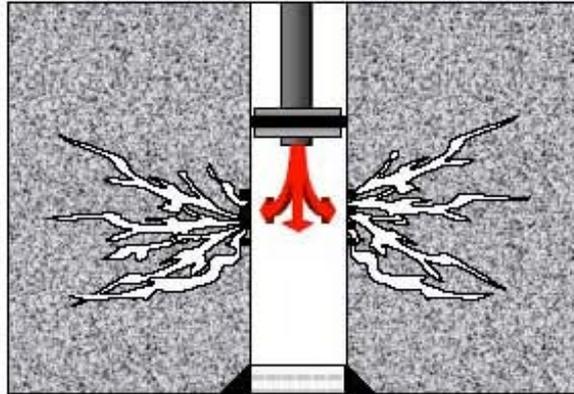


Figura 4.16. Estimulación a un pozo para mejorar las condiciones de flujo.

Estimulaciones ácidas: son aquellas en las cuales los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente, disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos (arcillas), precipitaciones orgánicas. Los fluidos a utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido.

Tipos de ácido

Todos los ácidos tienen en común que se descomponen en ión hidrógeno y en un anión cuando se encuentra disuelto en el agua. El ión hidrógeno generalmente se presenta por el símbolo H^+ y reaccionan con los carbonatos. Los ácidos tienen sabor amargo y un pH menor a siete.

Ácido Clorhídrico (HCl): es el más utilizado para la estimulación de pozos, es una solución de hidrócloro en forma de gas en agua y se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite de 43% en peso estándar y esto le da condición de ácido fuerte. Se encuentra hasta una concentración del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático. Las concentraciones en las que se aplica varían del 5 al 30% en la industria y normalmente no se aplica solo debido a que en presencia de asfaltenos puede incrementar su precipitación.

Ácido Fluorhídrico: es el único que permite la disolución de minerales sílicos como las arcillas, feldespatos, cuarzo, etc. Se utiliza en soluciones acuosas del 40% al 70% en peso o como un material puro en forma de anhídrido.

Los ácidos orgánicos pueden ser utilizados en forma individual o en combinación con el ácido clorhídrico ya que estos se consideran más débiles; algunos de estos son:

Ácido Acético: su utilización principal por su lenta reacción con los carbonatos y el metal es para la remoción de incrustaciones calcáreas y para la estimulación de calizas y dolomitas a altas temperaturas.

Ácido Fórmico: es más fuerte que el ácido acético y su principal uso es en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

Estimulaciones orgánicas: el objetivo de estas estimulaciones es básicamente limpiar la posible obstrucción de los disparos, así como eliminar el daño inmediato al agujero ocasionado por la precipitación de finos orgánicos ya que éstos obstruyen los conductos de flujo que permiten el drene del aceite durante la explotación de un yacimiento.

Estimulaciones mixtas: con estas estimulaciones se busca tanto eliminar minerales como materia orgánica que obstruye los conductos de drene del aceite durante la explotación de un yacimiento tratando de incrementar la permeabilidad, usando un ácido bajo (en concentraciones entre 7% y 15%) y un orgánico (aromina), por lo general en un 50/50.

Descarbonataciones: se llevan a cabo en pozos que tienen problemas de carbonatación originada por el acarreo en el flujo del pozo de carbonatos en disolución o precipitación de finos, estos se depositan por diferencias de temperaturas en toda la sarta de producción, principalmente en pozos de bombeo neumático por el manejo de gas de inyección; se realizan con ácido clorhídrico al 7% y un inhibidor que evita la corrosión de las tuberías, o con tubería flexible que tiene un trompo dispersor en el extremo inferior.

Circulaciones inversas: se utiliza cuando la información de registros de cementación y la calidad de las tuberías de revestimiento indican que soportará una diferencia de presión calculada. El procedimiento permite un mayor esparcimiento entre el agua dulce y los fluidos por desalojarse. También será mayor el volumen de agua en los espacios anulares y menor el fluido que va quedando en las tuberías de producción, incluso pueden utilizarse regímenes de bombeo más elevados con flujos turbulentos.

Al ser desplazado el fluido de control, estos regímenes de bombeo son más adecuados para estas operaciones de limpieza de pozos, lo que permitirá desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes. Asimismo, se tendrán menores tiempos operativos y una menor adición de aditivos ya sean espaciadores y de lavadores químicos, lo cual nos dará como resultado una considerable reducción en los costos de lavado y filtración.

CAPÍTULO V. METODOLOGÍA DE ESTUDIOS PARA IDENTIFICAR POZOS Y ÁREAS DE OPORTUNIDAD

La metodología de trabajo que se utilizó (Diagrama No. 1) en el desarrollo de este estudio, se divide en dos ramas, las cuales al ser integradas permiten la interacción de las diferentes disciplinas de las geociencias con las de ingeniería de yacimientos, para que por medio del método deductivo se visualicen e identifiquen las áreas con las mejores oportunidades, de acuerdo a los criterios desarrollados en cada rama, esta integración da lugar a la jerarquización de áreas identificando su interés. Posteriormente, en las mejores áreas se pueden identificar subáreas de mayor valor por sus características geológicas y de ingeniería, siendo estas donde se estudian los pozos para proponerlos para reparaciones mayores (RMA) o se localicen pozos (de desarrollo intermedio o radio corto horizontal).

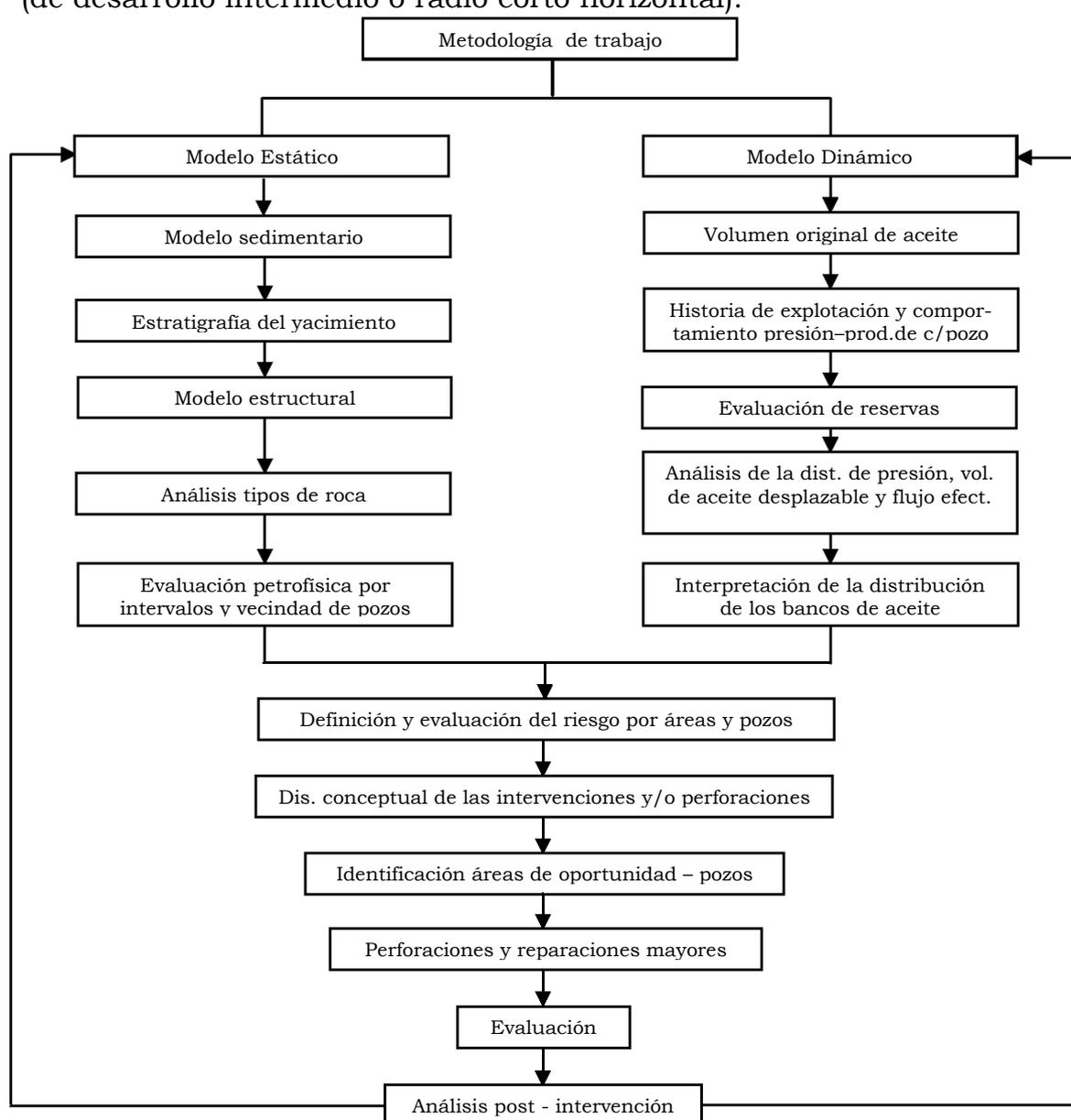


Diagrama No. 1. Metodología de trabajo.

La rama del **modelo estático**, comprende al modelo sedimentario el cual como se describió en el capítulo 2.1, muestra la distribución de los cuerpos sedimentarios, así como las variaciones en las propiedades petrofísicas y heterogeneidad del yacimiento, tanto en sentido horizontal como vertical. El siguiente paso es el análisis estratigráfico del yacimiento, la estratigrafía del yacimiento está constituida por cinco cuerpos (ver capítulo 2.2) de los cuales el cuerpo “f” se considera compacto, aunque en algunos pozos ha resultado productor. La estructura del yacimiento (capítulo 2.3) está controlada por el basamento lo cual propició la generación de una serie de fallas, principalmente normales, altos y bajos estructurales los cuales a su vez dan lugar a la existencia de compartimentos independientes que conservan aceptables condiciones para contener reservas remanentes de aceite. El análisis de los tipos de rocas (capítulo 2.2) se generó con estudios sedimentarios, petrológicos y petrográficos, definiendo a los flujos de escombros con abundantes granos y a las turbiditas con abundantes granos y turbiditas con abundante lodo, como las mejores rocas almacenadoras. También se determinó que los flujos de escombros con abundantes clastos y flujos de escombros con abundante lodo son retardadores de flujo, asimismo los depósitos de lodo calcáreo y de lutita, son los que actúan como rocas sello. Con la evaluación petrofísica de los registros de los pozos se identificaron intervalos con oportunidad para ser probados y explotados.

El **modelo dinámico**, inicia con el estudio del volumen original de aceite (OOIP) como se comentó en el capítulo 3.2, su evaluación clasificó al Campo Poza Rica como un Campo Súper Gigante. La historia de explotación y el comportamiento de la presión – producción (capítulo 3.3) marca que el mecanismo de explotación del yacimiento fue por expansión roca-fluido principalmente a pesar de que también existe un acuífero pero su empuje es muy débil, por estas razones a principio de los años cincuentas se inició la inyección de agua, la cual se considera que ha mantenido la presión del yacimiento ayudando a la explotación. La evaluación de reservas remanentes (capítulo 3.4) calculada por diferentes métodos entre los que destaca la declinada de la producción y con el apoyo de las pruebas de presión–producción y la interpretación del movimiento de los fluidos, ha dado lugar a evaluación de una todavía atractiva reserva. Con el análisis de la distribución de presión, isosaturación, el volumen de aceite desplazable y flujo efectivo, (capítulo 3.5) se tiene la oportunidad de conocer las mejores áreas desde el punto de vista dinámico y finalmente, se interpretó de la distribución de los probables bancos remanentes de aceite, los cuales pueden verse influenciados por el “barrido” de aceite debido a la inyección de agua.

La integración de estas dos ramas, dio lugar a la interacción de actividades multidisciplinarias en las cuales se involucran ingenieros geólogos, geofísicos y petroleros quienes conjuntan toda la información y evalúan los riesgos por áreas y pozos para proponer pozos reparaciones mayores o localizaciones para pozos de desarrollo.

Uno de los resultados de la integración de la información y del trabajo multidisciplinario, fue la identificación y jerarquización de las diferentes áreas dentro del campo para sujetarla a su evaluación técnica y económica, así entonces por las características antes mencionadas, se decidió el área noroeste NW del campo, dentro de la cual se definió un rectángulo en la misma dirección (Figura 5.1).

Con base en la evaluación del riesgo para realizar las intervenciones y para proponer una localización, Petróleos Mexicanos (PEP) ha establecido tres zonas (Figura 5.1): en la primera, ubicada en la parte NW, se tienen pozos con buena producción y áreas que aún pueden ser drenadas; en la segunda, ubicada en la parte SE, la mayoría de los pozos son testigos, pero de acuerdo a las evaluaciones que se le han realizado, presenta todavía una buena oportunidad para realizar perforaciones; la tercera, en la zona central, tiene una zona atractiva en la parte alta, pues en ella se encuentran pozos productores, pero con cierto nivel de incertidumbre porque la parte superior está limitada por la falla principal del campo.

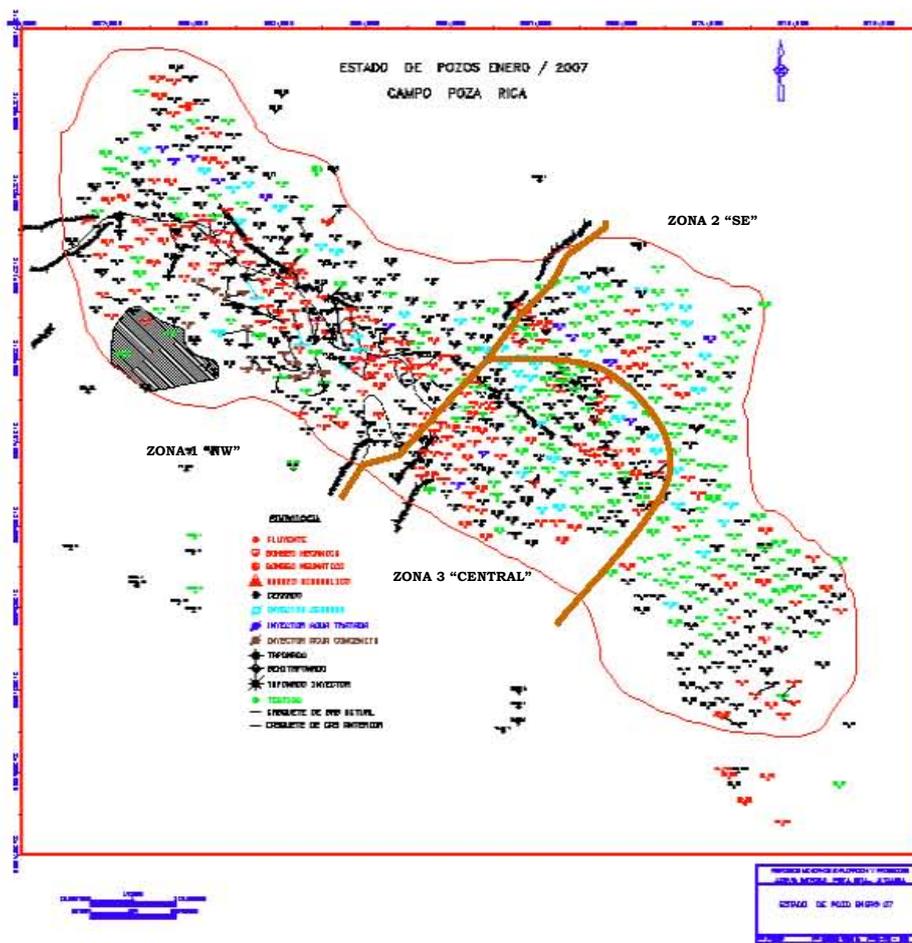
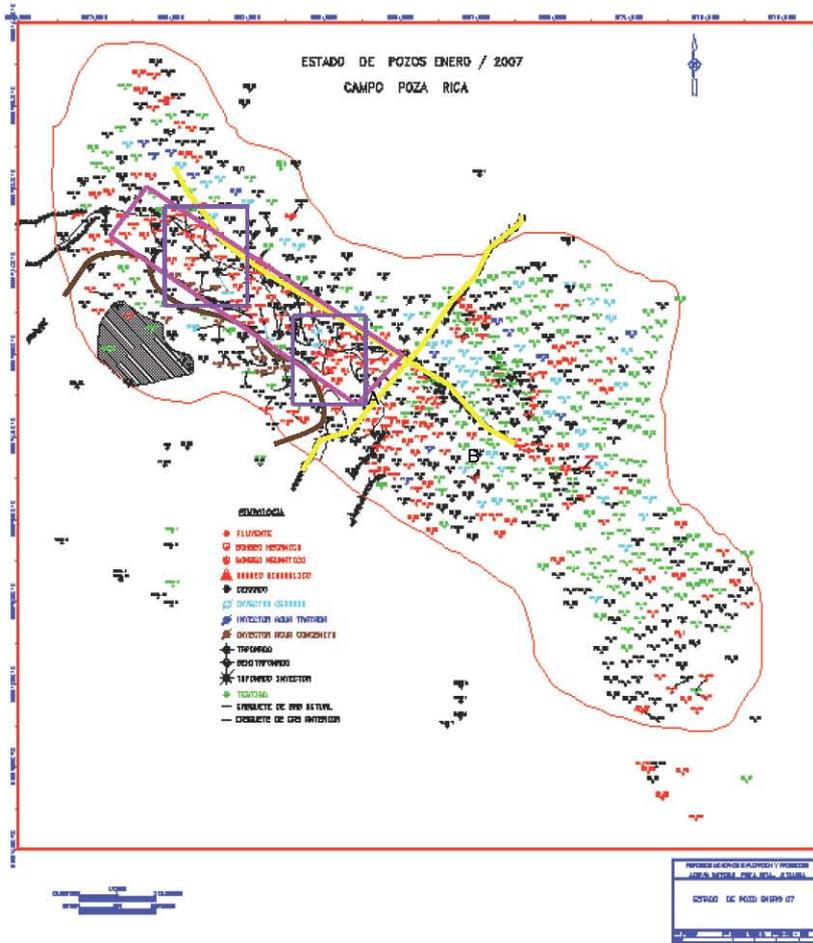


Figura No. 5.1. Zonas delimitadas en el Campo Poza Rica por Pemex (Activo Integral Poza Rica-Altamira).



Figuras 5.3 Zona seleccionada para desarrollar el estudio de ésta tesis profesional.

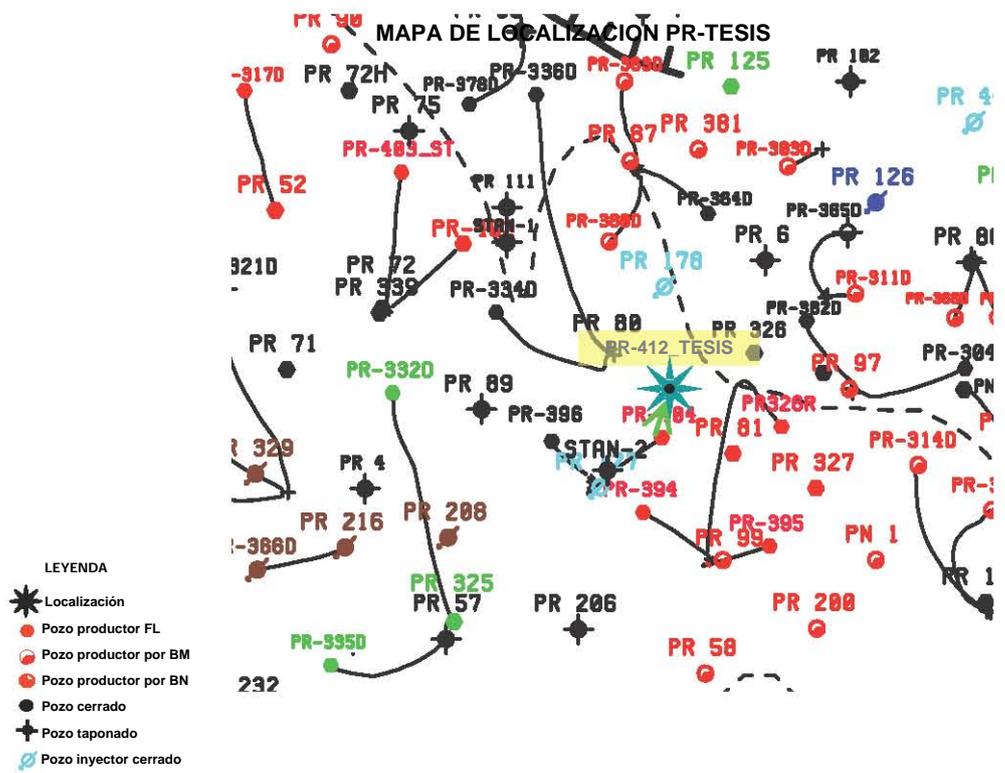


Figura 5.4. Detalle del área seleccionada y resaltado con amarillo el pozo que se propone para su perforación.

El diseño conceptual de la perforación se inició con la localización del pozo, a partir de una visualización en 3D del área con los softwares especializados Stratworks, Openworks, Z-Map, y Geoprobe, en donde se analizaron la sísmica y los horizontes, así como los elementos estructurales principales. Con base en ellos se posicionó un pozo para su perforación y se verificó que no se interfiriera con los radios de drene de los pozos vecinos. Con base en secciones estructurales y sísmicas se hizo la correlación de los cuerpos y se identificó la ubicación geográfica del pozo a perforar y la profundidad a la que debe llegar. Cabe mencionar que la localización seleccionada como parte de este trabajo de tesis mostró atributos sísmicos con características que la hacen atractiva, ya que en ella se presenta un alto estructural suave con cierre en cuatro direcciones en la cima del cuerpo “D”, teniendo así una buena posición estructural.

Una vez definida la trayectoria del pozo con ayuda del software especializado, se corrieron los puntos para determinar sus coordenadas, quedando de la siguiente manera:

Coordenadas superficiales de la ubicación del pozo:

X = 662,615.0 m, Y = 2,269,247.0 m

Coordenadas de fondo para el cuerpo “D”:

X = 662,889.0 m, Y = 2,269,155.0 m

Las especificaciones de la localización propuesta son:

Mesa rotaria: 82.0 msnm

Elevación de la mesa rotaria: 82.0 msnm

Desarrollo horizontal: 79.56 m que va de 2424.27 m a 2344.71 m

Desplazamiento desde el origen: 289.5 m

Profundidad total vertical PTV: 2102.0 m

Profundidad total desarrollada PTD: 2424.27 m

Profundidad total debajo del nivel del mar TVDSS: 2020.0 m

Producción esperada: 300 bd netos, 500 bd con un fw = 40 al 50%

Costo estimado: 16 Millones de pesos.

Para tener un panorama general de la producción que tendrá el pozo, se realizó una tabla de intervalos productores en pozos vecinos (tabla 5.1), la cual muestra algunos pozos vecinos con los intervalos y los cuerpos que producen o produjeron, las fechas de disparos y obturaciones, las producciones iniciales y finales, el sistema de producción, la producción neta total y algunas notas relevantes de cada pozo, para que al conjuntar esta información estadísticamente se generen los resultados que se podrían esperar de acuerdo a la interpretación de los parámetros antes mencionados. Al realizar estas interpretaciones se va acotando el radio de drene y analizando la influencia del frente de inyección para tener un mejor panorama del pozo a perforar.

POZO	INTERVALO		CPO.	FECHA (dd-mm-aaaa)		PRODUCCIÓN INICIAL					PRODUCCIÓN FINAL				Npt (m³) FECHA TERM.	OBSERVACIONES
	mdbmr			DISPARO	OBTURACIÓN	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	SAL ppm	SIST.	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	FECHA		
	CIMA	BASE														
POZA RICA 6	2166	2370	ab, D, BC, A	03/11/1934	20/01/1948	846	136	1		FL	113	214	1.2	31/08/1947	2638 03/11/1934	Productor
	2302	2320	A	14/02/1948	17/02/1948			100					100		0	INVADIDO
	2279	2297	A	23/02/1948	18/04/1963	327	75	1		BN	35	216	46	31/01/1963	424	Productor
	2202	2232	BC	17/05/1963	15/04/1987	108	701	0.4		BN	5	80	90	30/09/1985	6485	SE TAPONO POZO EL 15-04- 1987
POZA RICA 80	2264	2288	Kti A	24/09/1947	02/05/1951											SONDEO RECUPERO AGUA
	2249	2261	A	30/09/1947	02/05/1951											NO FLUYO
	2222	2246	A	02/10/1947	02/05/1951	425	122	1.4		FL					08/10/1947	OBTURO PORALTA RGA
	2235	2255	A	10/05/1951	23/05/1951	191	612	1.4	46 000	BN	125	450	1	abr-51	369	OBTURO POR ALTA RGA POZO DESVIADO
	2260	2275	A	07/07/1951	20/03/1958	390	150	3.5		BN	9	447	45	feb-58	173	OBTURO AL INVADIRSE DE AGUA
	2205	2220	A	22/03/1958	04/04/1958	54	246	50								NO EXPLOTO POR ALTO % DE AGUA
	2205	2215	A	06/04/1958	29/03/1966			80								NO EXPLOTO POR ALTO % DE AGUA
	2215	2240	A	15/04/1958	29/03/1966	68	65	80			9	460	93	abr-58	0.5	
	2170	2182	BC	03/05/1966	09/09/1985	25	683	0.2			2	140	85	ago-85	41	OBTURO POR BAJA APORTACION
	2152	2160	BC	21/09/1985	11/10/1985			100	14 000							INVADIDO DE AGUA DE INYECCION
2125 2103	2137 2111	D D	27/10/1985 10/11/1993	25/10/1993	7	200	80		BN BM	14 32	190 60	50 0	jun-87 dic-94	4 13	SE OBTURO AL INVADIRSE DE AGUA	

Tabla 5.1. Características de los pozos vecinos.

POZO	INTERVALO		CPO.	FECHA (dd-mm-aaaa)		PRODUCCIÓN INICIAL					PRODUCCIÓN FINAL				Npt (m³) FECHA TERM.	OBSERVACIONES
	mdbmr			DISPARO	OBTURACIÓN	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	SAL ppm	SIST.	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	FECHA		
	CIMA	BASE														
POZA RICA 81	2262	2286	A	06/09/1947	24/06/1951									03/10/1947	LA PRODUCCION ES DE LOS INTERVALOS: 2262-2286, 2246- 2258 Y 2219-2243 M.	
	2246	2258	A	27/09/1947	24/06/1951	428	125	0.2		F						
	2219	2243	A	01/10/1947	24/06/1951										FLUYO GAS PRODUCTOR. INVADIDO DE AGUA	
	2248	2258	A	01/07/1951	10/12/1958						131	488	1	may-51	561	
	2230	2248	A	11/08/1951	10/12/1958	157	92	0.2		F	36	130	4	nov-58	474	PRODUCTOR. SE INVADIDO DE AGUA
	2205	2210	A	11/12/1958	03/06/1966	172	131	6.9	10200	F	11	534	76	feb-63	30	PRODUCTOR. SE INVADIDO DE AGUA
	2170	2179	BC	07/06/1966	29/11/1980	49	176	0.1		BN	14	138	10	dic-79	244	INVADIDO DE AGUA
	2141	2150	BC	02/12/1980	16/12/1980			80.0	12500							PRODUCTOR TAPONO POZO EL 27-07-1988
	2125	2132	D	22/12/1980	01/07/1988	115		5.0	90000	BN	6	190	90	may-88	103	PRODUCTOR
	2099	2107	D	24/02/2002						FL					26/02/2002	PRODUCTOR
2112	2120	D	24/02/2002						FL	2	354	20	sep-04	30		

Tabla 5.1. (continuación).

POZO	INTERVALO		CPO.	FECHA (dd-mm-aaaa)		PRODUCCIÓN INICIAL					PRODUCCIÓN FINAL				Npt (m³)	OBSERVACIONES
	mdbmr			DISPARO	OBTURACIÓN	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	SAL ppm	SIST.	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	FECHA		
	CIMA	BASE														
POZA RICA 127	2225	2245	A	15/11/1952	05/05/1963	196	841	0			27	449	3	mar-62	192.2 20/11/1952	OBTURO POR DEJAR DE FLUIR
	2175	2205	A,f	10/05/1963	24/09/1971	167	257	0			4	207	1	ene-71	272.3	SE OBTURO POR SUBIR LA RGA
	2240	2265	A	18/10/1971	08/10/1996	11	2155	62								SE DEJO COMO INYECTOR DE AGUA
	2132	2150	BC	23/09/1987	08/10/1996											INYECTOR DE AGUA
	2175	2205	A,f	25/10/1996												REDISPARO PARA INYECTAR AGUA
	2240	2265	A	26/10/1996												REDISPARO PARA INYECTAR AGUA
POZA RICA 178	2285	2340	A		10-03-1963			100	11000						23-04-1956	AGUJERO DESCUBIERTO INYECTOR DE AGUA
	2208	2219	BC	14-03-1963	18-06-1971	38	135	20	20400	BN						INYECTOR
	2285	2330	A	30-07-1971	16-10-2002			99	15000							INYECTOR
	2208	2219	BC	30-06-1989	16-10-2002											CON EMPACADOR TAPON AISLADO EL 27- 10-2002
	2182	2193	BC	20-10-2002												CON EMPACADOR TAPON AISLADO EL 27- 10-2002
	2154	2164	D	20-10-2002												CON EMPACADOR TAPON AISLADO EL 27- 10-2002
2133	2149	D	20-10-2002													

Tabla 5.1. (continuación).

POZO	INTERVALO		CPO.	FECHA (dd-mm-aaaa)		PRODUCCIÓN INICIAL					PRODUCCIÓN FINAL				NPt (m³)	OBSERVACIONES
	mdbmr			DISPARO	OBTURACIÓN	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	SAL ppm	SIST.	ACEITE m³/DIA	RGA m³/m³	AGUA %	FECHA	FECHA TERM.	
	CIMA	BASE														
POZA RICA 326	2353	2360	A	25/12/1975	19/04/1976	8	925	50		B.N	1	710	39	feb-76	0.3 10/01/1976	POZO TERMINADO CON B.N
EMR-86	2315	2318	BC	23/04/1976		65	103	15		B.N	6	162	85	may-88	145	AISLADO CON RETENEDOR 31-03- 2003
	2264	2426	TAMABRA					1.8			70	123	6	oct-04	12.5	POZO CON SIDE TRACK A 2426 AGUJERO DESCUBIERTO EL 17- 06-2003
POZA RICA 404 (D-127)	2164	2433	D	26/05/2004		65	103	8	69580	FL	78	123	29	oct-04	11.7 28/05/2004	TERMINO EN AGUJERO DESCUBIERTO DE 4 1/8". POZO HORIZONTAL

Tabla 5.1. Características de los pozos vecinos.

Las Figuras 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 corresponden a mapas de burbujas que son útiles para identificar la localización y las relaciones que tienen los pozos vecinos respecto a el aceite acumulado (Figura 5.5), agua acumulada (Figura 5.6), agua inyectada (Figura 5.7) y gas acumulado (Figura 5.8) en todo el Campo Poza Rica, en ellos se representan las producciones de los pozos de cada uno de los parámetros antes mencionados. Estos mapas nos permiten analizar por medio de los radios de drene y las producciones las probabilidades de tener un banco de aceite rentable para ser extraído. Además, a partir de ellos se pueden obtener los mapas de burbujas por cuerpos para interpretar el área de la localización en el cuerpo “D” que se utilizó en este trabajo de tesis.

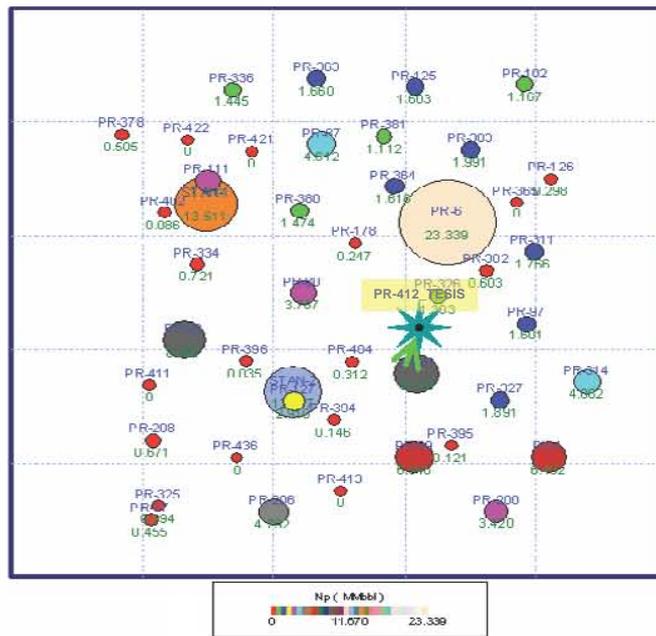


Figura 5.5. Mapa de aceite acumulado del Campo Poza Rica.

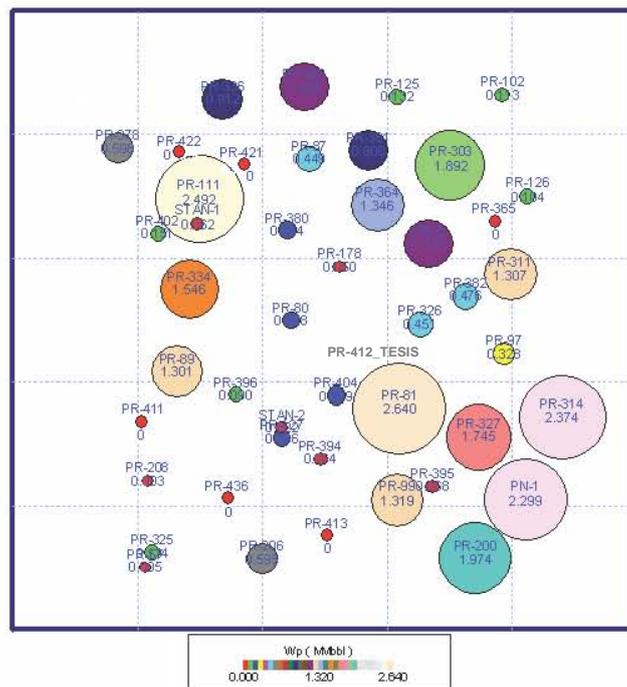


Figura 5.6. Mapa de agua acumulada del Campo Poza Rica.

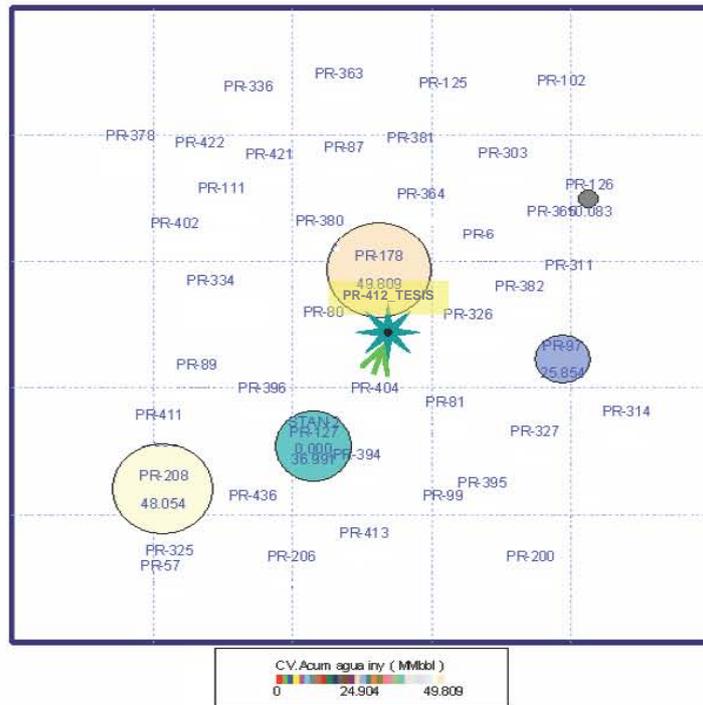


Figura 5.7. Mapa de agua inyectada del Campo Poza Rica.

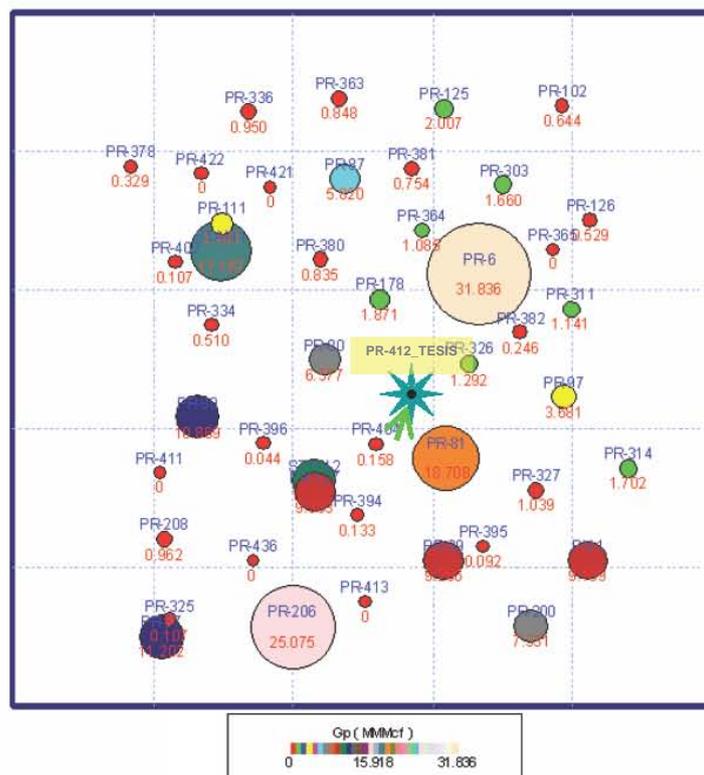


Figura 5.8. Mapa de gas acumulado del Campo Poza Rica.

En vista de que el objetivo de este trabajo es el Cuerpo “D”, en las Figuras 5.9, 5.10 y 5.11, se muestran los mapas de burbujas de este cuerpo, en estos se pueden relacionar las producciones que tuvieron los pozos vecinos con la producción que esperamos mediante un análisis detallado del volumen de aceite acumulado, agua acumulada y gas

acumulado en el cuerpo “D”. Estos mapas representan las producciones de los pozos con los parámetros antes mencionados. Una vez que se realizó el análisis y la interpretación, observamos que los radios de drene no interfieren entre los pozos existentes y la propuesta de la perforación, por lo que consideramos que hay altas probabilidades de que exista un banco de aceite atractivo y rentable, debido a las características y condiciones que se presentan en el área, lo que representa una buena oportunidad para extraer volúmenes adicionales de crudo.

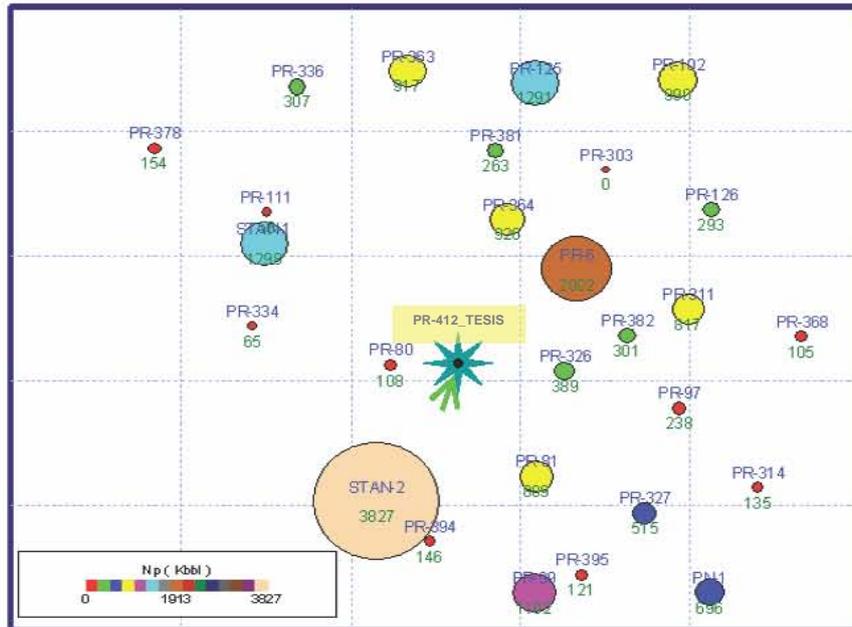


Figura 5.9. Mapa de aceite acumulado en el Cuerpo “D”.

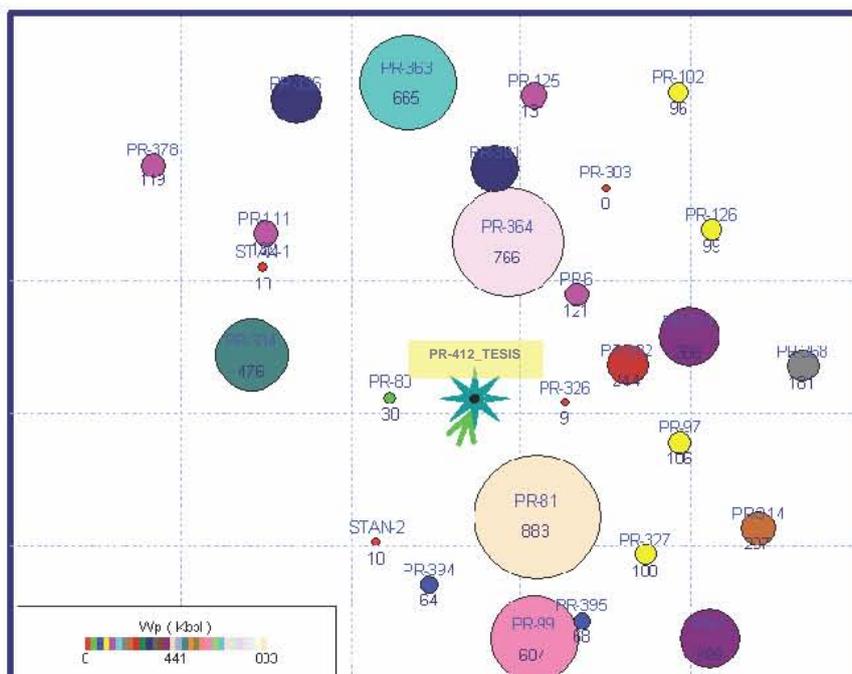


Figura 5.10. Mapa de agua acumulada en el Cuerpo “D”.

Sección Geológica PR-380D-PR-178-LOC. TESIS-PR-81

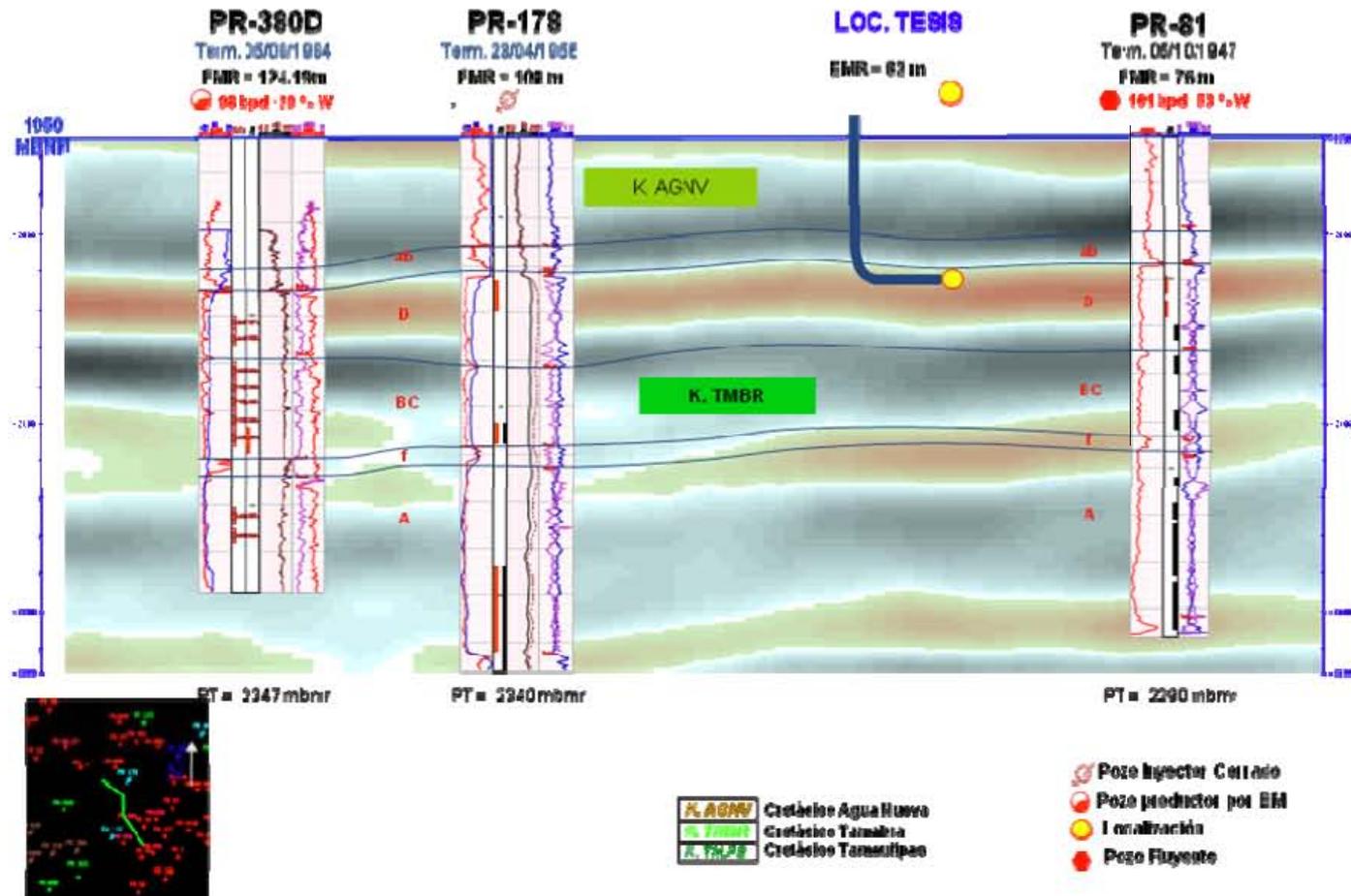


Figura 5.12. Sección geológica A.

Sección Geológica PR80-LOC PR-4:2 TESIS-PR326- -FR97

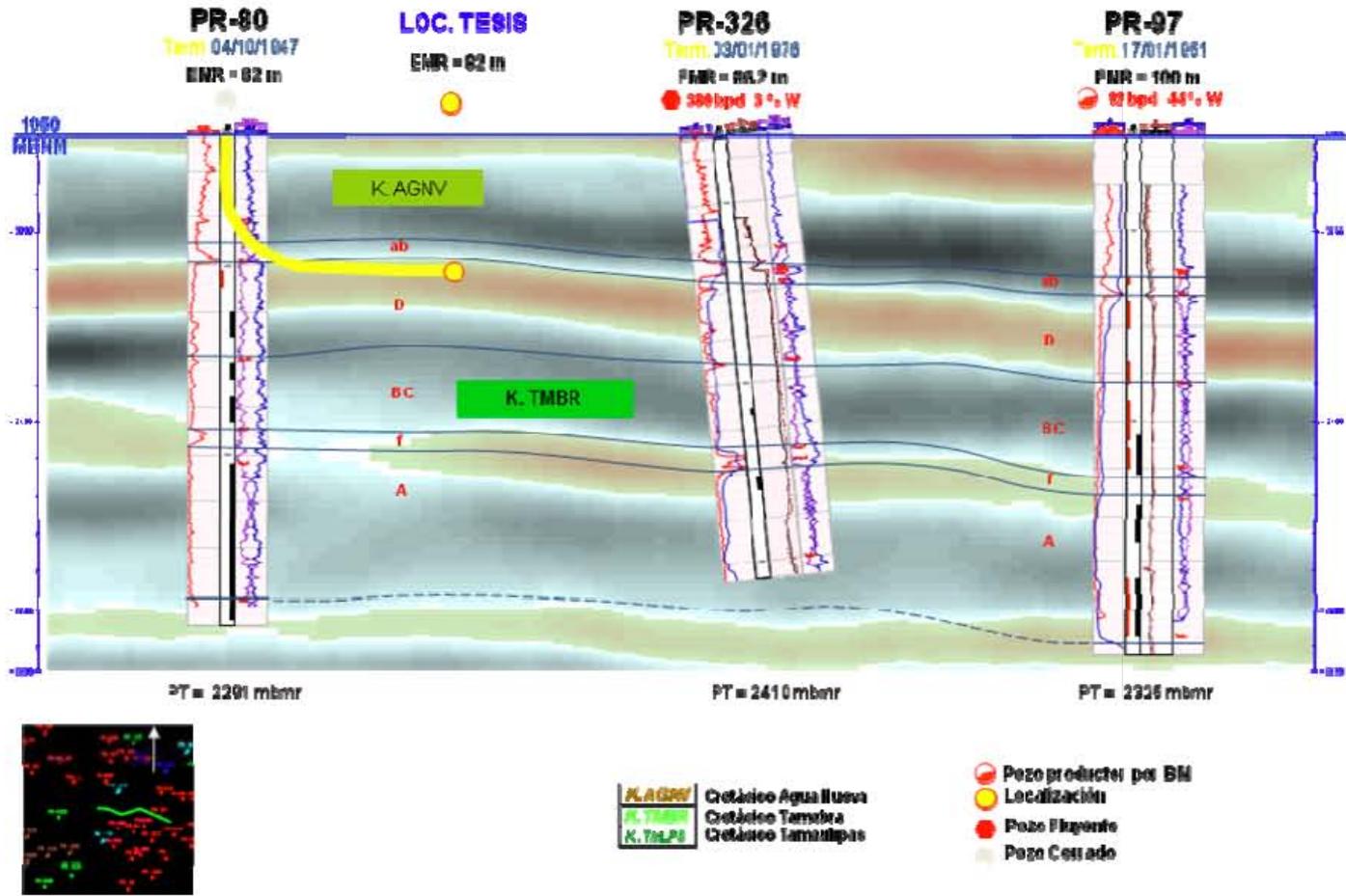


Figura 5.13. Sección geológica B.

Sección Geológica PR-127-LOC. PR-412 TESIS-PR364D - -PR303D

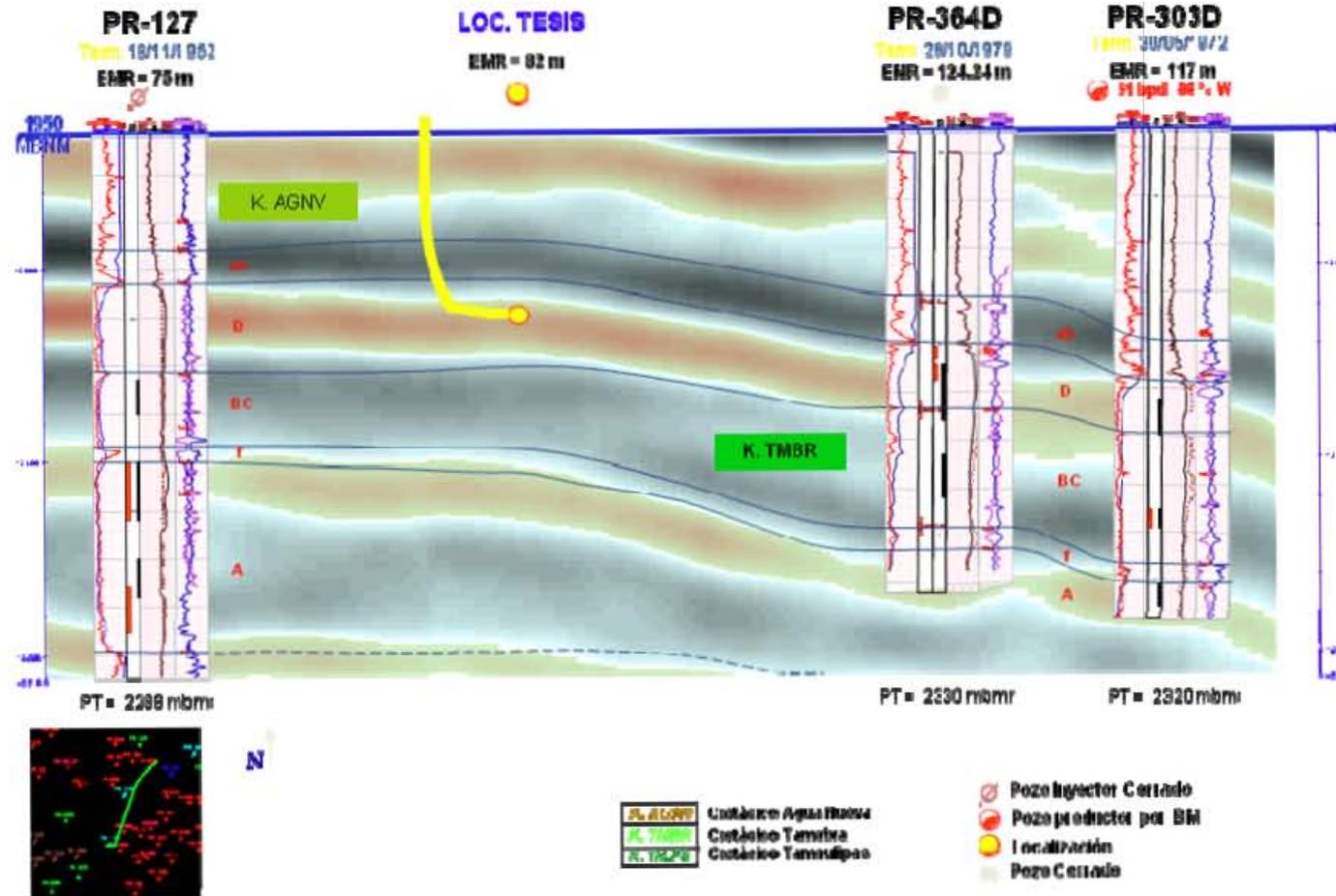


Figura 5.14. Sección geológica C.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

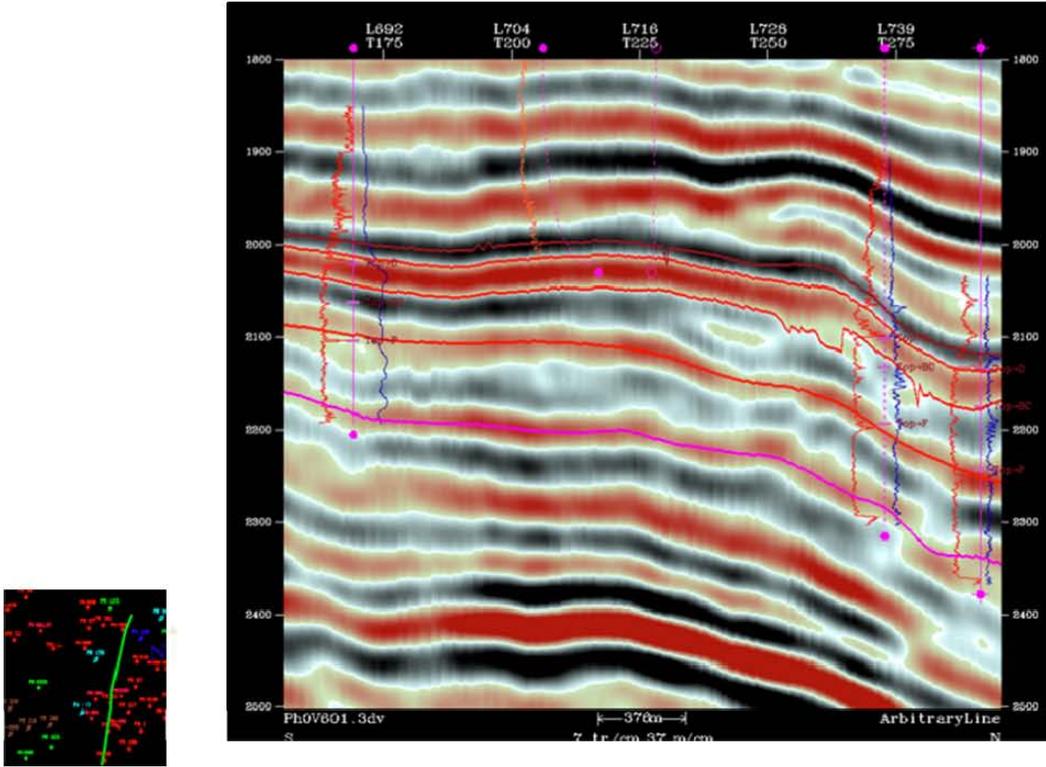


Figura 5.15. Sección sísmica D.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

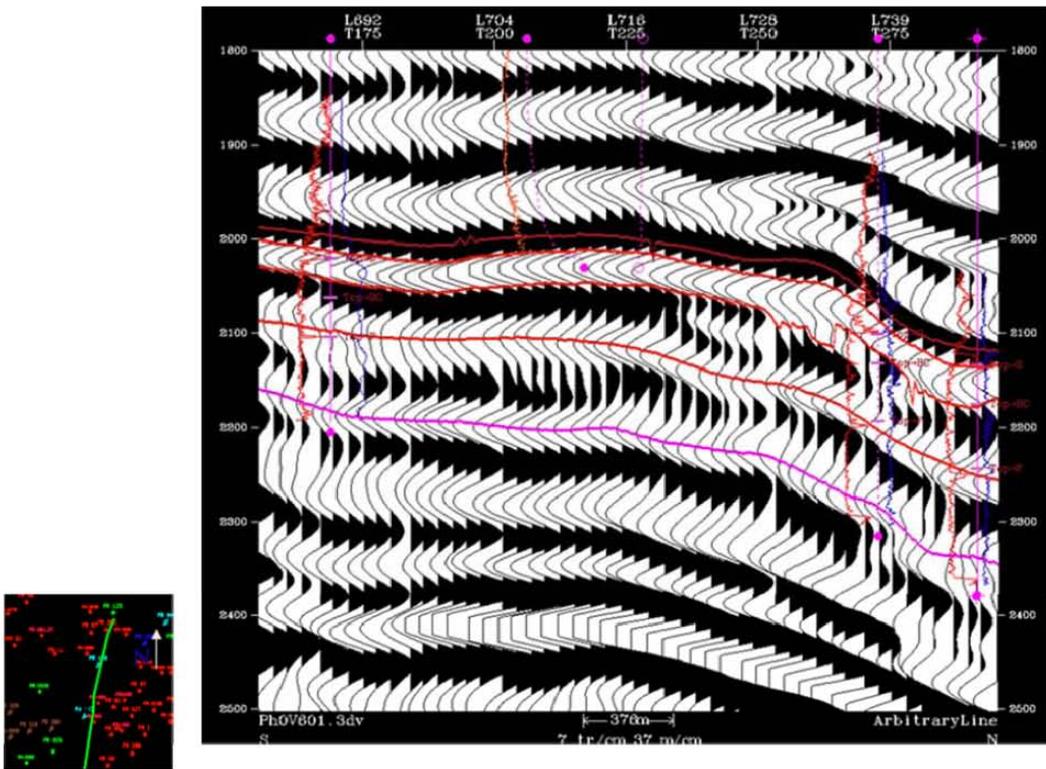


Figura 5.16. Reciprocidad de sección sísmica D.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

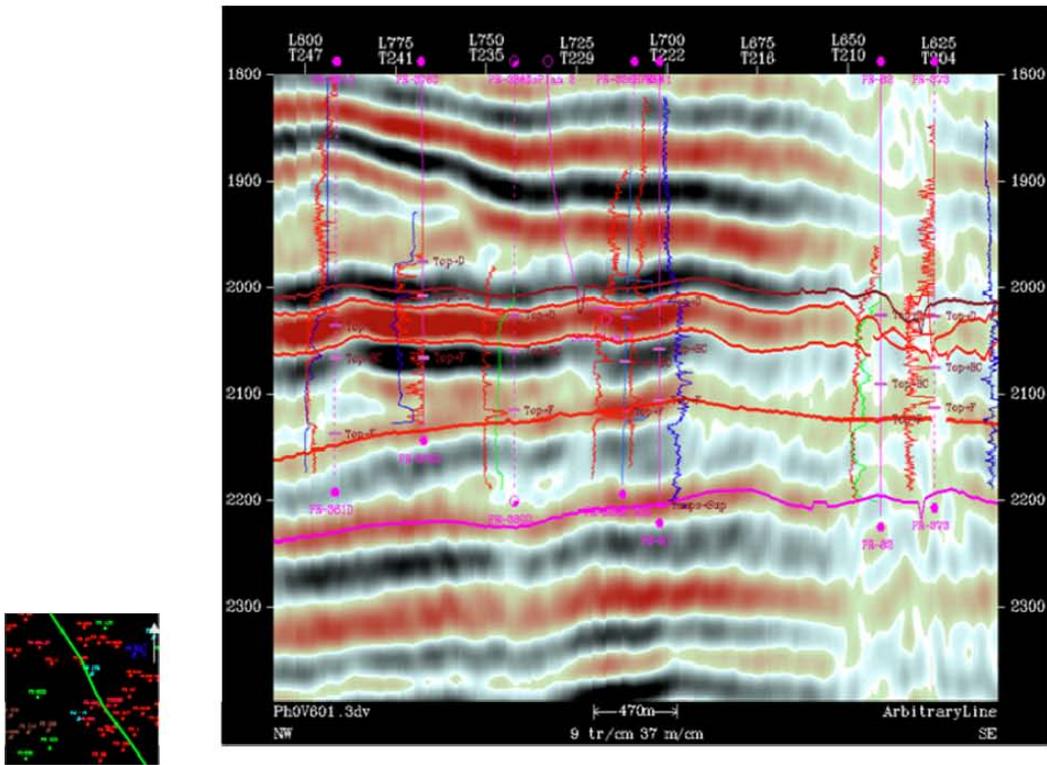


Figura 5.17. Sección sísmica E.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

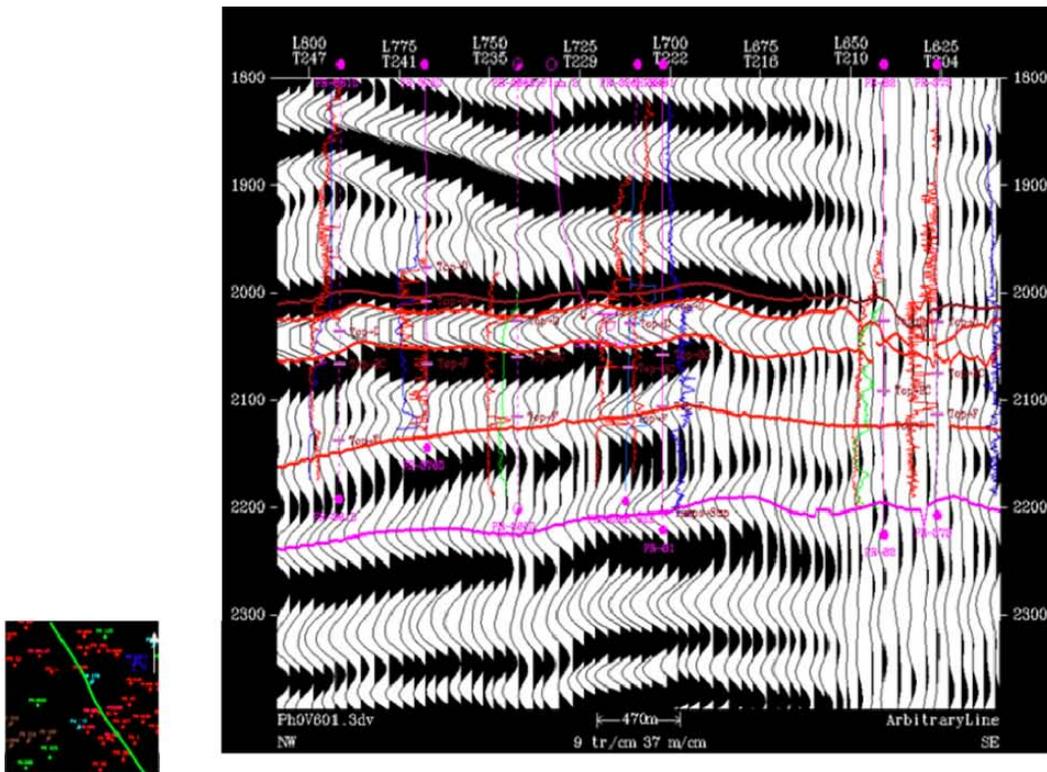


Figura 5.18. Reciprocidad de sección sísmica E.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

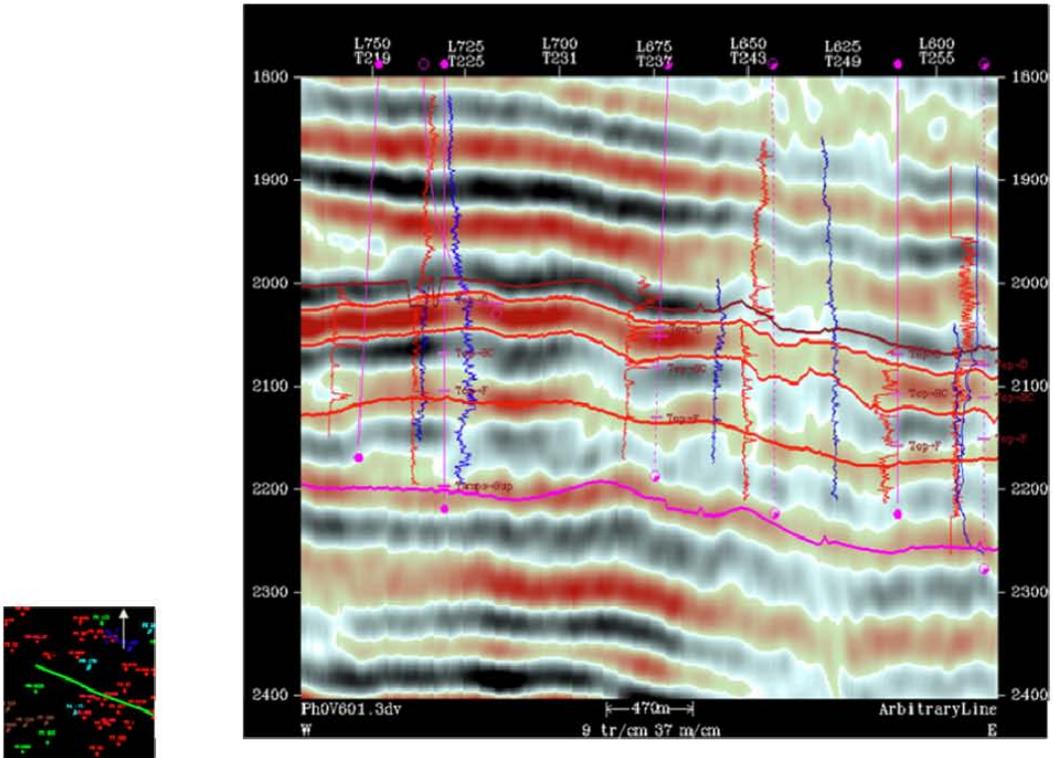


Figura 5.19. Sección sísmica F.

SECCIÓN SÍSMICA LOC. PR-412 TESIS

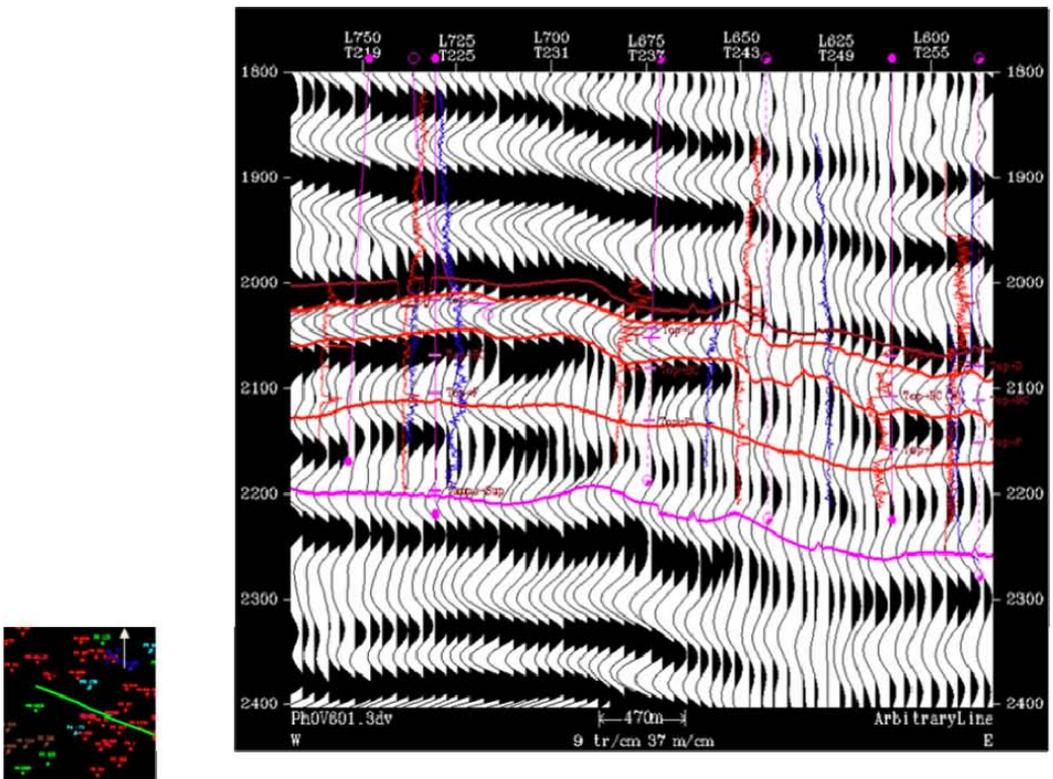


Figura 5.20. Reciprocidad de sección sísmica F.

Utilizando el programa Geoprobe se realizaron visualizaciones en 3D (Figuras 5.21 a 5.28), donde se observa el alto estructural suave, las estructuras cercanas, los pozos vecinos y sus trayectorias, en la cima del cuerpo “D”, la probable trayectoria del pozo a perforar en este trabajo de tesis. Estas visualizaciones fueron orientadas según se observan en los ejes que se encuentran en la parte inferior izquierda, algunas de ellas muestran la sísmica para tener una mejor visión de la estructura a la que se va a llegar.

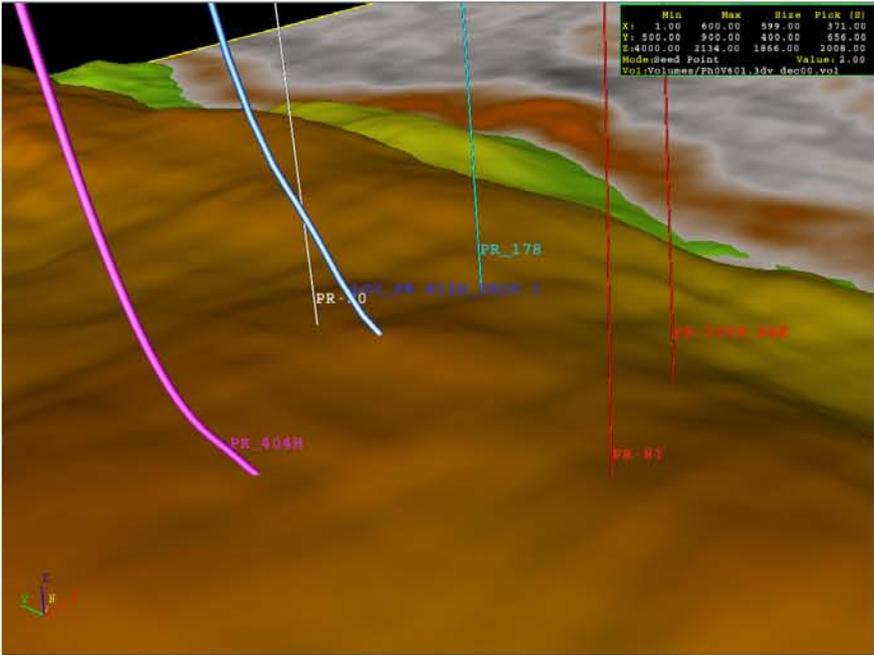


Figura 5.21. Visualización A.

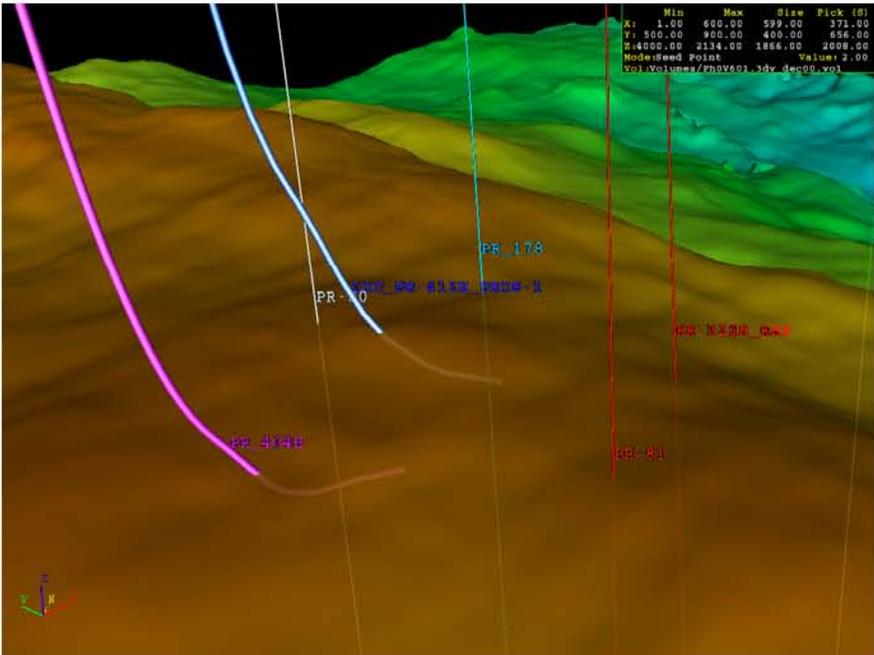


Figura 5.22. Visualización B.

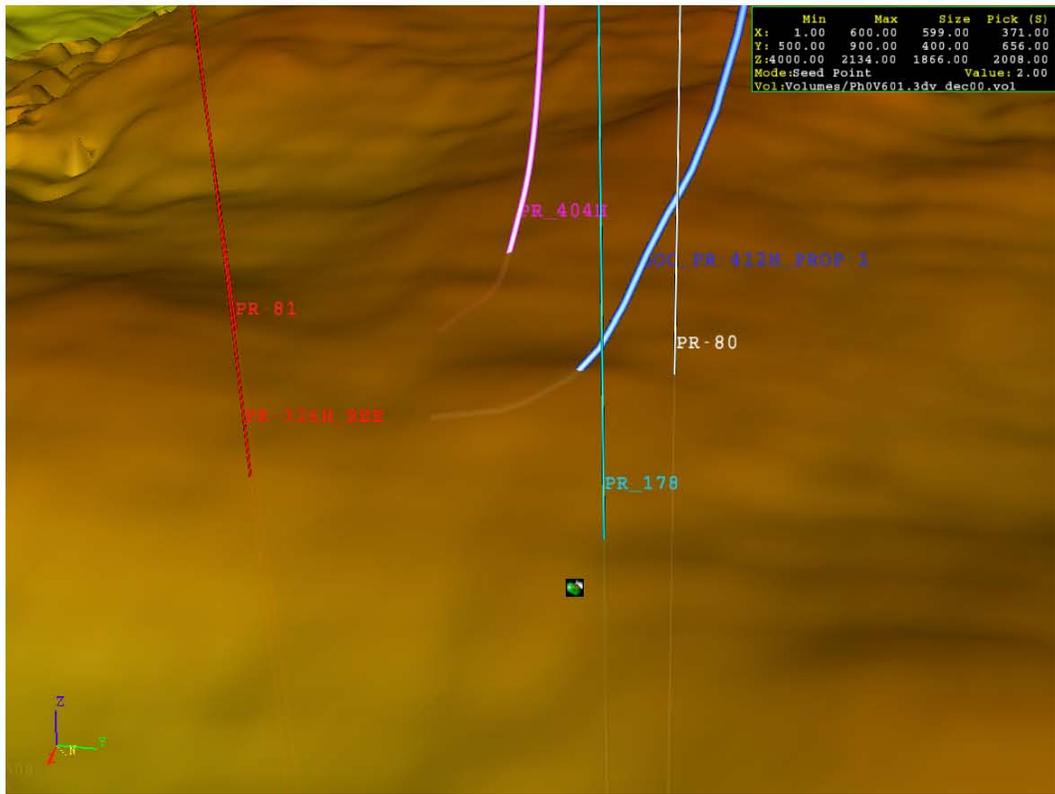


Figura 5.23. Visualización C.

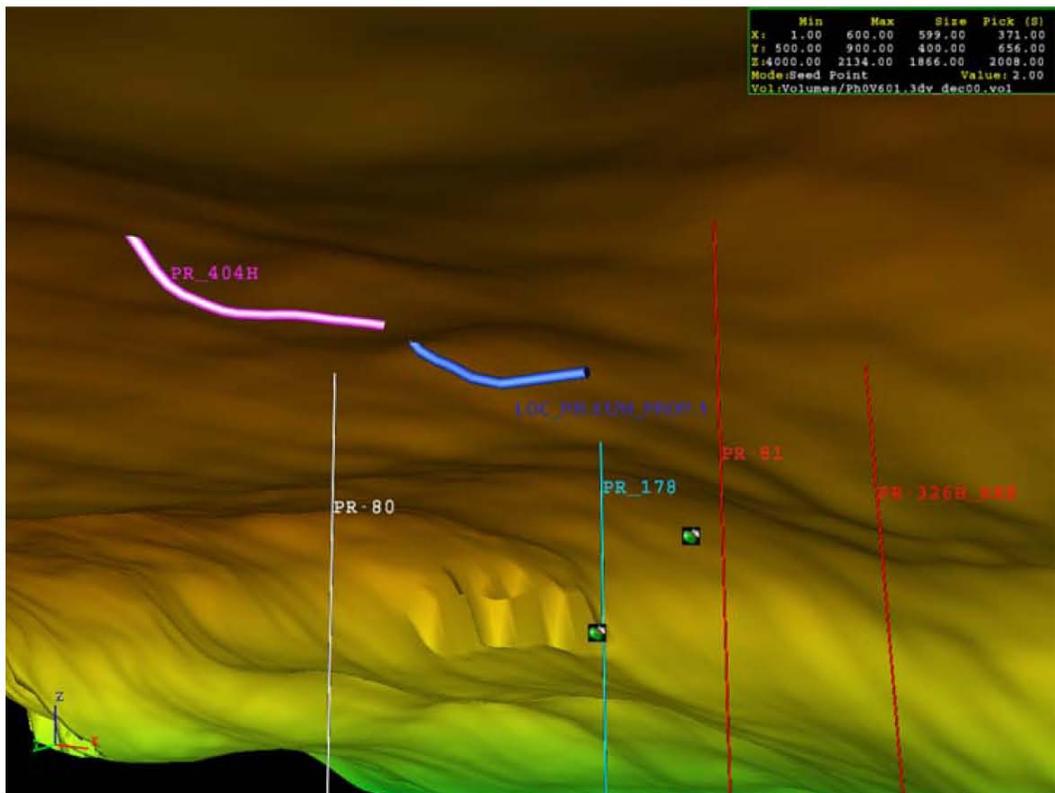


Figura 5.24. Visualización D.

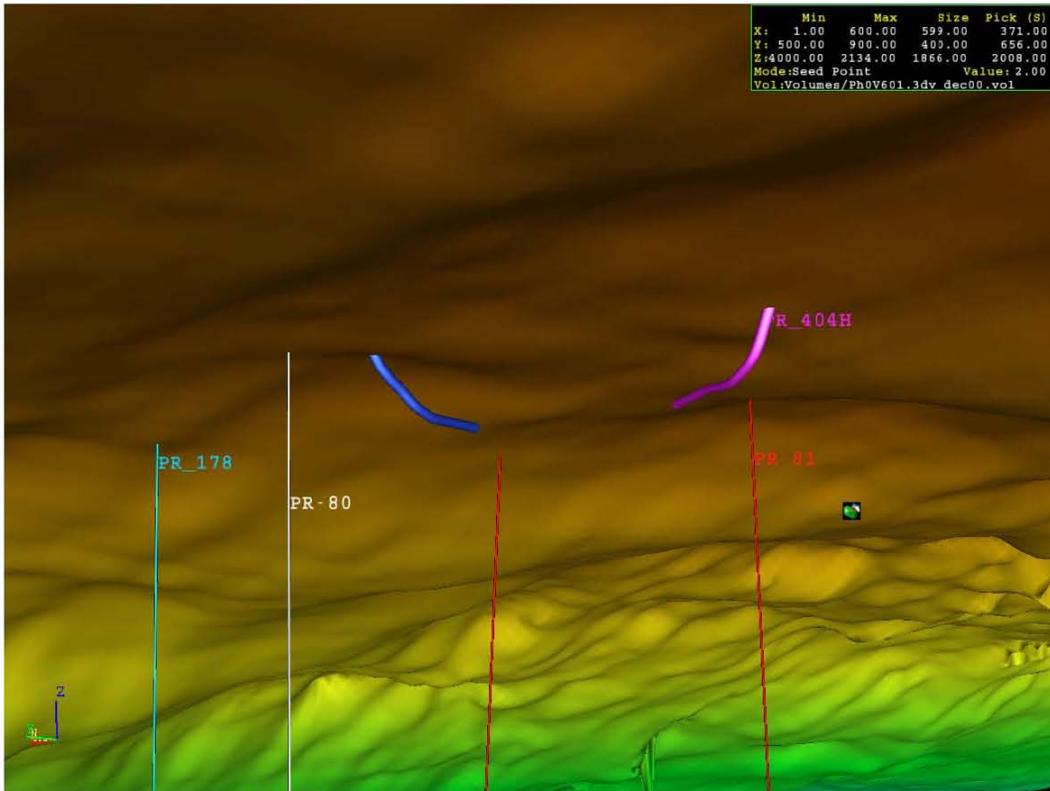


Figura 5.25. Visualización E.

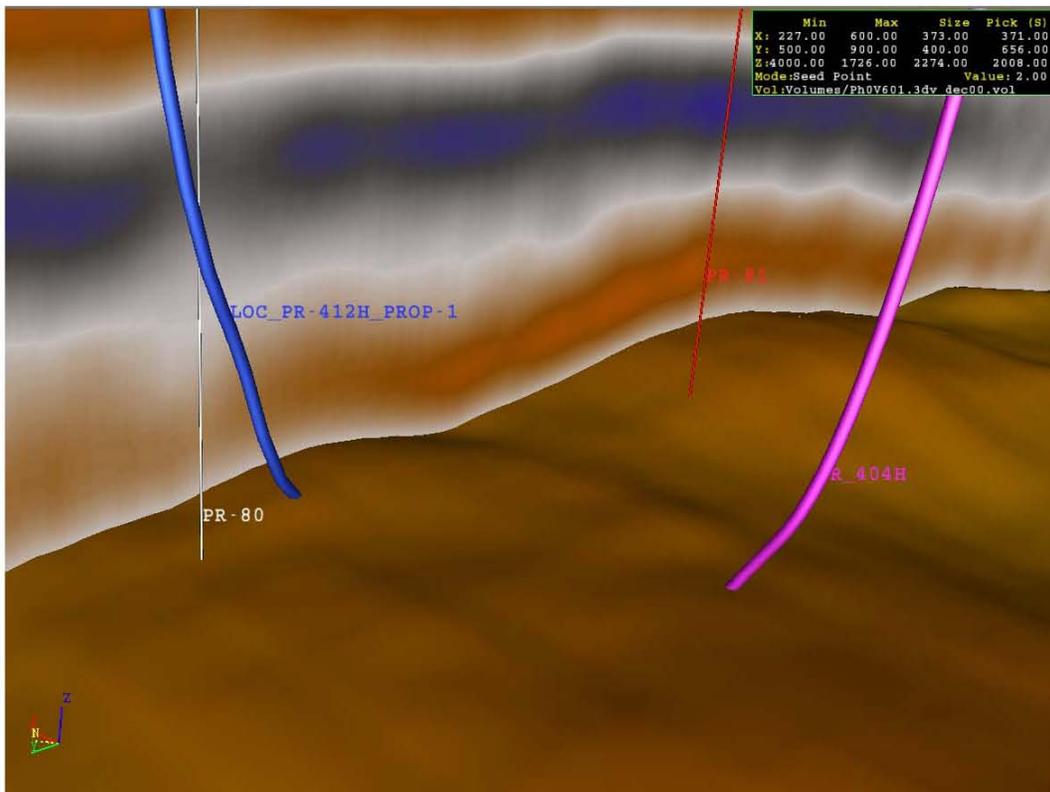


Figura 5.26. Visualización F.

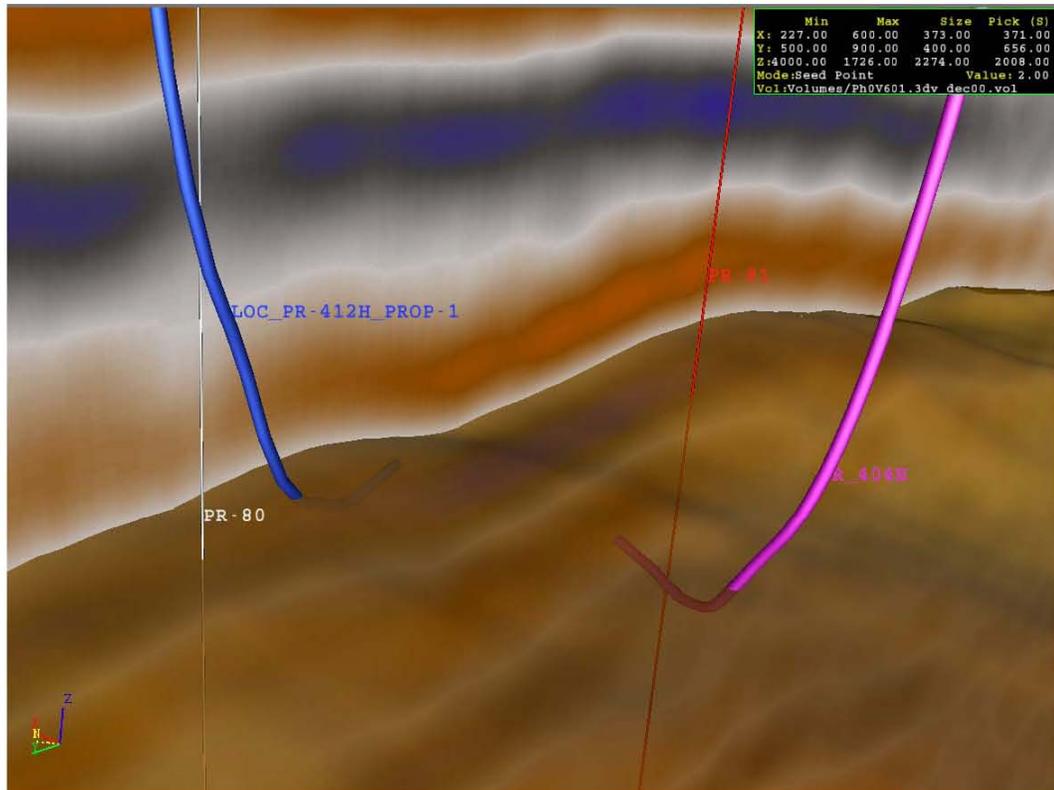


Figura 5.27. Visualización G.

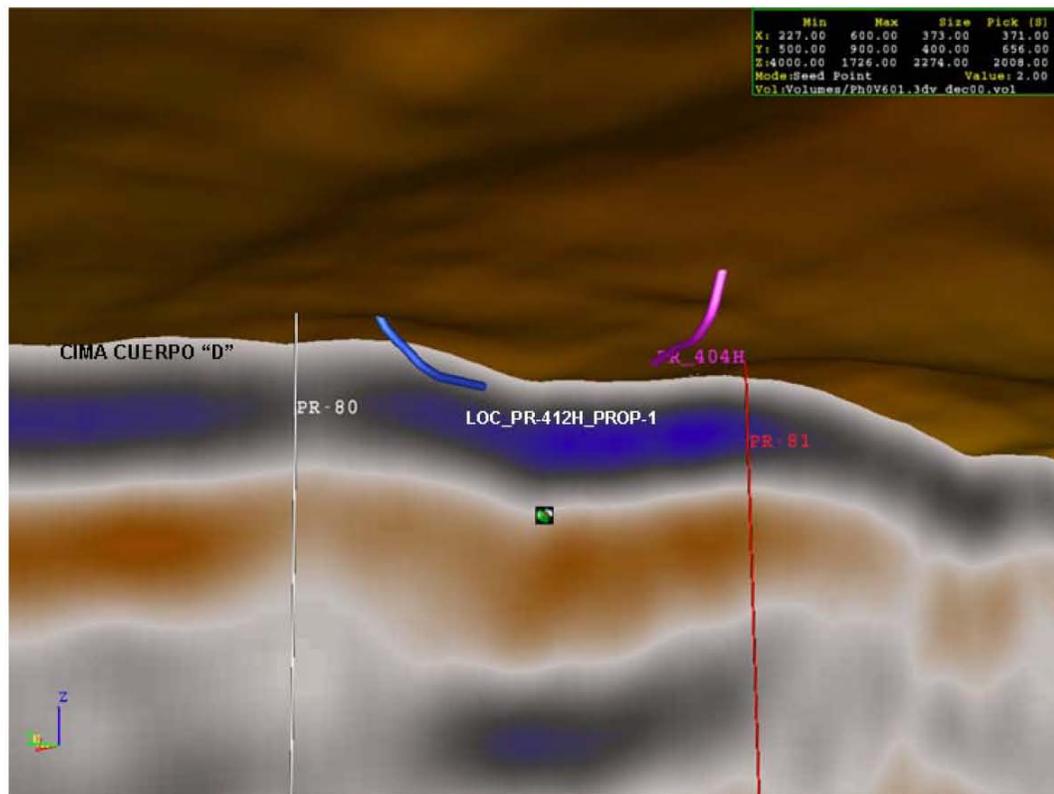


Figura 5.28. Visualización H.

La evaluación se realiza de manera técnica y a partir de su análisis se decide si se realiza una reparación mayor (RMA), reparación menor (RME), perforación de radio corto, perforación horizontal o perforaciones intermedias y, posteriormente se evalúa de forma económica. Este es el sustento con base en el análisis de la información disponible con que se cuenta del área de interés (como registros geofísicos, historia de producción de pozos vecinos, secciones estructurales, sísmicas, evaluaciones petrofísicas, mapas de isopresiones, isosaturaciones, de producción acumulada N_p , volumen de aceite desplazable DOV, salinidad, flujo fraccional, permeabilidades, porosidades, capacidad de flujo y registros de presión de fondo) para determinar si la reserva remanente pendiente de explotar en dicha área es rentable para el proyecto. La evaluación económica se realiza con base a la reserva remanente determinada con base en la evaluación técnica mencionada, estableciéndose con ello la rentabilidad de la intervención, tomando en cuenta una serie de premisas como son: el precio del barril de petróleo, la paridad del peso contra el dólar y otras más, de esa manera podemos determinar los indicadores económicos tales como el valor presente neto VPN, el valor presente de la inversión VPI, y su relación VPN/VPI que nos proporcionan el nivel de rentabilidad y la tasa interna de retorno TIR con todo lo cual se toma la decisión de efectuar o no la intervención.

El análisis post-intervención es un estudio en el cual se comparan los parámetros pronosticados contra los resultados obtenidos tales como las profundidades de las cimas de los cuerpos del yacimiento y de las formaciones, también se comprueba si se llegó a las coordenadas propuestas, y si la porosidad, la permeabilidad, el gasto de agua, la columna geológica y los intervalos productores coinciden con lo pronosticado. Todo lo anterior permite verificar si el objetivo quedó en el lugar programado o, en su caso, establecer cuáles fueron las causas que modificaron las predicciones. Una vez realizadas estas evaluaciones y si se considera conveniente se hacen pruebas de producción y análisis de los fluidos para tener un registro del pozo.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

El desarrollo de esta tesis se enfocó al estudio de yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica, la cual se formó a partir de flujos gravitacionales de sedimentos carbonatados los cuales presentan una alta heterogeneidad tanto vertical como horizontal.

La metodología de trabajo que se utilizó está compuesta por dos grandes ramas (modelo estático y modelo dinámico), las cuales al integrarse permitieron la interacción de las diferentes disciplinas de las geociencias con las de ingeniería de yacimientos, para que por medio del método deductivo se visualicen e identifiquen las áreas con las mejores características de acuerdo a los criterios desarrollados en cada disciplina, es importante recalcar que el uso de una sola de las ramas puede generar resultados erróneos, por lo que es importante la interacción.

Se desarrolló la metodología y con ella se logró identificar un área con una atractiva reserva remanente en la cual se propuso realizar la perforación de un pozo horizontal de radio corto.

De acuerdo al análisis estructural, sedimentológico, estratigráfico y de ingeniería de yacimientos se identificó alto estructural suave (sutil) con cierre en cuatro direcciones en la cima del Cuerpo "D", el cual por la información de los pozos vecinos se considera que aún no ha sido drenada por lo que se propuso la perforación horizontal de radio corto.

Las especificaciones de la localización propuesta son:

- Coordenadas superficiales de la ubicación del pozo:
X = 662,615 m, Y = 2,269,247 m
- Coordenadas de fondo para el cuerpo "D":
X = 662,889 m, Y = 2,269,155 m

Mesa rotaria: 82.0 msnm

Elevación de la mesa rotaria: 82.0 msnm

Desarrollo horizontal: 80 m que va de 2424 m a 2344 m
Desplazamiento desde el origen: 289 m
Profundidad total vertical PTV: 2102 m
Profundidad total desarrollada PTD: 2424 m
Profundidad total bajo nivel del mar TVDSS: 2020 m

El costo estimado del pozo es de \$16,000,000.00; la producción esperada es de 500 a 600 bd con un corte de agua (fw) = 40 al 50%.

Durante la elaboración de este estudio y para desarrollarlo fue necesario aprender los software especializados: Stratworks, Openworks, Seisworks, Z Map y Geoprobe principalmente.

Se conocieron conceptos dinámicos de la caracterización de yacimientos, por lo que se aprendió la importancia de ambas caracterizaciones estática y dinámica.

La integración multidisciplinaria es una nueva herramienta que debe ser explotada y en función de ello puede producir grandes beneficios.

RECOMENDACIONES

Al realizar la perforación del pozo propuesto en este trabajo de tesis, se deben tener las precauciones y los cuidados necesarios en la trayectoria, ya que la finalidad es llegar al alto estructural suave que analizamos y para lograr esto se debe entrar en el ángulo especificado así como en la profundidad.

Para este pozo considero conveniente sea explotado con las técnicas que actualmente usa Petróleos Mexicanos, e ir las modificando de tal manera que sea posible mejorar los procedimientos operativos y continuar con el estudio para abatir los costos ya que de esta manera se pueden optimizar los sistemas artificiales de producción.

Debido a que la mayoría de las reservas del Campo Poza Rica se encuentran debajo de la ciudad, es importante analizar las localizaciones considerando los costos y la rentabilidad de los pozos a perforar, así como el evitar accidentes a la población y prevenir la contaminación al medio ambiente.

Es importante incluir a especialistas de otras áreas, para que con actividades multidisciplinarias se puedan aportar diversas metodologías para la explotación y la recuperación de los yacimientos.

Finalmente, considero que es necesario iniciar un estudio de factibilidad para implementar procesos de recuperación mejorada en el Campo Poza Rica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Avanti Group, 2000. *Reporte Final de Asesoría del Estudio Integral del Campo Poza Rica*. Reporte para Petróleos Mexicanos (inédito).
2. Bureau of Economic Geology, 2004. *Caracterización Integrada del yacimiento Tamabra del Campo Poza Rica en un marco de estratigrafía de secuencias*. Reporte para Petróleos Mexicanos (inédito).
3. Carlos Antepara, 2005. *Productividad y perforación horizontal*, Pemex Exploración y Producción.
4. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1990. *Glosario Inglés – Español de términos petroleros*.
5. Compañía Mexicana de Geofísica, S. A. de C. V., 2003. *Interpretación sísmica e inversión acústica, integración con datos de producción* (inédito).
6. Coordinación de Diseño de Pemex Exploración y Producción, 2000. *Ficha técnica*. Pemex Exploración y Producción (inédito).
7. Coordinación de Diseño de Pemex Exploración y Producción, 2005. *Ficha técnica*. Pemex Exploración y Producción (inédito).
8. Core Lab Inc., 1961. *A reservoir Engineering Investigation of the Tamabra Reservoir Poza Rica Field*. Report to Petróleos Mexicanos (inédito).
9. Domitilo P. D., et. al., 2005. *Hidrología de Superficie y precipitaciones intensas en el estado de Veracruz*, INEGI.
10. Gaelo F. G., et. al., 1974. *Principios de Ingeniería de yacimientos*. Publicación No. 74 BG/161, Instituto Mexicano de Petróleo.
11. Gilberto S. A., 1992. *Hidráulica General Volumen 1 Fundamentos*, Editorial Limusa Noriega.
12. González Maya Lilia Simona, 2005. *Apuntes de terminación de pozos*, Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

13. González, G. R., N. Holguín Q. 2001. *Las rocas generadoras de México*. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., Volumen XLIX, Números 1 – 2, Enero – Diciembre.
14. IC&D Engineering Inc., 1998. *Introducción a la fractura hidráulica de reservorios*. Reporte para Petróleos Mexicanos (inédito).
15. Instituto Mexicano del Petróleo, 2004. *Taller de Interpretación de pruebas de presión contra daño de formación, Sistema Integral de Productividad*. Instituto Mexicano del Petróleo, inédito.
16. Islas Castelán María Rufina, 2006. *Conceptos básicos del comportamiento de Yacimientos*, Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
17. López-Ramos, E., 1990. *Geología de México Tomo II*, Segunda edición, México Distrito Federal.
18. Nájera, R. S., 2003. *Curso de terminación de pozos, Reynosa Tamaulipas*. Pemex Exploración y Producción (inédito).
19. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2000. *Cuencas de México*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
20. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica – Altamira, 2005-1. *Seminario Tecnológico*, Reportes internos de Petróleos Mexicanos, inéditos.
21. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2005-2. *Caracterización dinámica del Campo Poza Rica*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
22. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2006-1. *Dictamen de Proyecto Integral Poza Rica*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
23. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2006-2. *Historia de producción*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
24. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2006-3. *Memoria descriptiva de pozos Pemex Exploración y Producción*. Pemex Exploración y Producción (inédito).

25. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2006-4. *Informed Decision Report de pozos*. Pemex Exploración y Producción (inédito).
26. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2006-5. *Libro Blanco del Proyecto Integral Poza Rica del AIPRA 2000-2006*. Pemex Exploración y Producción (inédito).
27. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2007-1. *Historia de explotación y retos – propuesta para recuperar la reserva remanente del Campo Poza Rica, para la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
28. Pemex Exploración y Producción, Proyecto Integral Poza Rica-Altamira, 2007-2. *Optimización del sistema de inyección de agua en el Campo Poza Rica para Jornadas Técnicas AIPM*. Reporte interno de Petróleos Mexicanos (inédito).
29. Peregrino Chávez Nancy, 2005. *Administración integral de Yacimientos petroleros: enfoque moderno de trabajo en equipo*, Tesis de Licenciatura para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
30. Rodríguez, N. R., 1979. *Apuntes de principios de mecánica de yacimientos*, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
31. Scotia Group, 2005. *Estudio Integral de Yacimientos del Campo Poza Rica, Veracruz. Fase I*. Reporte para Petróleos Mexicanos (inédito).
32. SIP, 2006. *Taller de interpretación de pruebas de presión & daño de formación*.
33. Un Siglo de Perforación en México, 2000. *Terminación y Mantenimiento de Pozos*, Tomo XI, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
34. Un Siglo de Perforación en México, 2002. *Diseño de la Perforación de Pozos*, Tomo VIII, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
35. Un Siglo de Perforación en México, 2002. *Registros Geofísicos*, Tomo VI, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA

1. http://www.ii.unam.mx/C3/publicaciones/inundaciones%2005%20veracruz/06_HIDROLOG%3%8DA.pdf
2. <http://www.sgp.cna.gob.mx/publico/mapoteca/rios/riosmex.htm>