



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Consideraciones geológicas para
proyectos de recuperación mejorada en
los Campos Poza Rica y Agua Fría de la
Región Tampico-Misantla**

TESINA

Que para obtener el título de
INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A

Eugenio Rubio Ortiz

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Este trabajo fue realizado dentro del marco del proyecto UNAM-CNH: “Consultoría de evaluación de opciones técnicas y estrategias de ejecución técnico-económicas para el desarrollo de campos con Recuperación Mejorada-EOR”, que se llevó a cabo del 16 de noviembre al 31 de diciembre de 2016, por la Facultad de Ingeniería para la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Tabla de contenido

RESUMEN	1
ABSTRACT:.....	3
1.- Generalidades:	6
1.1. Introducción.	6
1.2 Objetivos	11
1.3 Metas.....	12
1.4 Antecedentes	12
1.5 Ubicación.....	14
1.6 Método de Trabajo.....	15
II.- Conceptos Teóricos	16
2.1 Tipos de Recuperación	16
2.1.1 Recuperación Primaria:	17
2.1.2 Recuperación Secundaria:	19
2.1.3 Recuperación Mejorada.	22
2.1.4 Recuperación Avanzada:	23
2.2 Principales Técnicas de Recuperación Mejorada.	23
III.- Geología.	29
3.1 Origen y Evolución de Cuenca	29
3.2 Estratigrafía:	37
3.3 Geología Estructural:.....	43
IV. SISTEMA PETROLERO	47
4.1 INTRODUCCIÓN	47
4.2 ROCA GENERADORA:.....	47
4.3 ROCAS ALMACENADORAS DEL CRETÁCICO.....	49
4.3.1 ROCA SELLO:.....	51

4.3.2 TRAMPAS.....	52
4.3.3 MIGRACIÓN	53
4.3.4 SINCRONÍA.....	54
4.3.5 DESARROLLO DEL CAMPO INGENIERO.....	55
4.4ROCA GENERADORA.....	56
4.4.1ROCA ALMACENADORA	56
4.4.2ROCA SELLO:.....	57
4.4.3TRAMPAS.....	58
4.4.4MIGRACIÓN	60
4.4.5SINCRONÍA	61
4.4.6DESARROLLO DEL CAMPO RUBIO	62
V. RECUPERACIÓN MEJORADA.	64
ANTECEDENTES:	64
5.1 CAMPO INGENIERO.....	66
5.1.1 Descripción de las características geológicas.....	67
5.1.2 Aspectos relevantes para la Recuperación Mejorada del Campo Ingeniero.	70
5.1.3 Análisis de la Propuesta.....	77
5.2 CAMPO RUBIO.....	79
5.2.1 Descripción de las características geológicas del Campo Rubio	79
5.2.2 Aspectos relevantes para la Recuperación Mejorada del Campo Rubio	82
5.2.4 Secuencias de Horizontes de Areniscas Inferiores y Superiores del Campo Rubio	84
5.3Análisis de la propuesta.	88
VI CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES.....	91
6.1 CONCLUSIONES	91
6.2 RECOMENDACIONES	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	95

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres Magnolia Ortiz Zamora y Jorge Rubio Suárez por apoyarme en cada momento y cada cosa que realizo, por ir paso a paso conmigo, por todos los valores enseñados y siempre darme su amor incondicional. Son mi modelo a seguir, mis héroes. Los amo infinitamente.

A mis hermanos Aurelio y Jerónimo por ser mis mejores amigos, por apoyarme siempre y estar a mi lado cada que lo he necesitado, son lo mejor. Los quiero mucho.

A Rosi, Jaime, David, Silvia, por todo su apoyo siempre, por su cariño y por sus consejos.

A Dalia y Juan por todo el apoyo recibido siempre y su cariño.

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), por darme la oportunidad de pertenecer a ella desde hace 15 años tanto académicamente como deportivamente, por brindarme tantas alegrías y ser mi segunda casa. Siempre agradecido con ella.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería: Etzy, Mitzy, Alexandra, Andrea, Mariel, Valeria, Thiare, Victor, Cristian, Gerardo, Michh, por todos los buenos momentos vividos en la carrera, donde más que amigos, han sido hermanos y han hecho más ameno cada momento en la Facultad.

A mis hermanos de Water Polo: Eduardo, Ever, Anuar, Sergio, por los buenos momentos vividos en C.U.

A Isidra por cuidarnos más de 20 años y darnos todo su cariño.

Al Ingeniero y amigo, Javier Arellano Gil, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo, por su confianza y por su paciencia en todo este tiempo.

A los sinodales Alberto Arias, José Luis Arcos, Gabriel Salinas, Dalia Ortiz, por sus consejos brindados, por las enseñanzas brindadas en clases.

A mis abuelos Raúl Ortiz Asiain y Jorge Rubio Palacios por su cariño, gracias a ellos seguimos por el camino de la Ingeniería.

RESUMEN.

La Recuperación Mejorada (EOR), se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser extraído por medios convencionales. Internacionalmente se ha aceptado que se dividan en cuatro grandes grupos: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros (microbiana, eléctrico). Los métodos de recuperación mejorada propuestos para los Campos Ingeniero y Rubio de la Provincia Tampico-Misantla son: Inyección de surfactantes, Inyección de aire e Inyección de Químicos, ASP. Estos métodos fueron propuestos debido al modelo geológico y a las condiciones petrofísicas que tienen los mencionados Campos.

El Campo Ingeniero tiene, dentro del sistema petrolero, como roca generadora, la facies arcillo-calcárea del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. Para el Campo Rubio se tiene a la misma roca generadora. La roca almacenadora del Campo Ingeniero está conformada por las brechas calcáreas de la Formación Tamabra del Albiano-Cenomaniano, siendo la roca de mayor interés. La roca sello está formada por calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas del Cretácico Superior. La trampa es de tipo mixto debido a algunas características estructurales donde está controlada por variaciones de permeabilidad y porosidad. La migración es de tipo vertical ascendente, diagonal y en algunas partes horizontal. La sincronía se da con la generación de hidrocarburos en secuencias del Jurásico Tardío, dando de

esta manera el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse en las brechas calcáreas.

Para el Campo Rubio la principal roca almacenadora es la Megasecuencia Media de Chicontepec, debido a que presenta las mejores condiciones petrofísicas para el almacenamiento de hidrocarburos ya que, contiene cuerpos lenticulares de areniscas con gran abundancia de mayor continuidad lateral y de mayor espesor. La roca sello está constituida por la Megasecuencia Superior que cuenta con mayor cantidad de horizontes arcillosos, arcillo-limosas y arcillo-arenosos. Las trampas para el Campo Rubio, son estratigráficas (lóbulos y rellenos de canal) y en menor proporción de tipo mixto debido a la presencia de un sistema de fallas laterales que pusieron en contacto estructural a algunos cuerpos lenticulares de areniscas con cuerpos de lutitas. La migración se dio a través de las fallas laterales y fracturas asociadas, por lo que ocurrió principalmente en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad como son los estratos arenosos de la Formación Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior. La sincronía del Campo Rubio está ligada con la generación de hidrocarburos que procede de secuencias del Jurásico Tardío, dando de esta manera durante el Neógeno, el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse en los horizontes de la Megasecuencia Media de Chicontepec.

Para el Campo Ingeniero se debe utilizar los métodos de Recuperación Mejorada (EOR) siguientes: Inyección de surfactantes, Inyección de aire e Inyección de

Químicos, los cuales ayudarán a tener una mayor extracción de hidrocarburo en esos yacimientos y mejorará la producción.

Para el Campo Rubio se debe utilizar más que implementar una Recuperación Mejorada (EOR), se debe buscar realizar una recuperación primaria por las características petrofísicas de ese campo, debido a la poca continuidad lateral y dispersión de los cuerpos de areniscas.

ABSTRACT:

Enhanced Oil Recovery is defined as the set of methods that employ external sources of energy and / or materials to recover oil that can't be extracted by conventional means. Internationally it has been accepted that they are divided into four large groups: thermal methods, chemical methods, methods of miscible injection of gases and others (microbial, electric). The improved recovery methods proposed for the Ingeniero and Rubio Fields of the Tampico-Misantla Province are: Surfactant Injection, Air Injection and Chemical Injection, ASP. These methods were proposed due to the geological model and the petrophysical conditions that have the mentioned Fields.

The Ingeniero Field has, as a generating rock, the clay-calcareous facies of the Upper Jurassic (Oxfordian-Tithonian) corresponding to the Santiago, Tamán and Pimienta Formations. The Rubio Field has the same generating rock. The storeroom of Campo Ingeniero is formed by the calcareous gaps of the Tamabra Formation of Albian-Cenomanian, being the rock of most interest. The seal rock is formed by clayey limestones and black, laminar shales, with intercalations of carbonaceous shales and bodies of benthic loams of the Upper Cretaceous. The

trap is of mixed type due to some structural features where it is controlled by variations of permeability and porosity. The migration is vertical type ascending, diagonal and in some parts horizontal. Synchrony occurs with the generation of hydrocarbons in Late Jurassic sequences, thus giving the time needed to ripen and then migrate and trap in the calcareous gaps.

For the Rubio Field the main storage rock is the Middle Megasecuence of Chicontepec, because it presents the best petrophysical conditions for the storage of hydrocarbons since it contains lenticular bodies of sandstones with great abundance of greater lateral continuity and of greater thickness. The rock seal is constituted by the Upper Megasecuence that counts on greater amount of argillaceous horizons, clay-loamy and clay-sandy. The traps for the Rubio Field are stratigraphic (lobes and canal fillings) and in a lesser proportion of mixed type due to the presence of a system of lateral faults that put in structural contact to some lenticular bodies of sandstones with bodies of shales. The migration occurred through the lateral faults and associated fractures, so it occurred mainly in ascending vertical direction, with moderate extension towards rocks of greater porosity such as the sandy strata of the Chicontepec Formation or the Aragon Formation of the Lower Eocene. The synchrony of the Rubio Field is linked to the generation of hydrocarbons coming from Late Jurassic sequences, thus giving during the Neogene the necessary time to ripen and then migrate and entrap into the horizons of the Middle Megasecuence of Chicontepec.

For the Ingeniero Field, the following Improved Recovery (EOR) methods should be used: Surfactant Injection, Air Injection and Chemical Injection, which will help to have a greater hydrocarbon extraction in those fields and improve production.

For the Rubio Field to be used more than to implement an Enhanced Recovery (EOR), a primary recovery should be sought for the petrophysical characteristics of that field, due to the little lateral continuity and dispersion of the sandstone bodies.

1.- Generalidades:

1.1. Introducción.

Para México, el petróleo fue un producto que se conocía desde la época prehispánica, pues la exposición natural de hidrocarburos líquidos en la planicie costera del Golfo de México permitió su uso de forma rudimentaria como impermeabilizante o pintura. Es en la época Virreinal, con la Real Ordenanza de minería que se define como un producto del cual se podrían obtenerse recursos económicos; a pesar de que no era un insumo de alta demanda en ese tiempo. Pero fue en la época porfiriana cuando el petróleo surgió como recurso natural al que se le daban diversos usos creando con ellos una nueva mercancía, con dinámicas propias de extracción y mercantilización (Ulloa-Ortiz, 1976). En el Porfiriato, se le dio la oportunidad a un gran número de compañías petroleras extranjeras, con el ideal de traer a México el desarrollo industrial y el progreso que Porfirio Díaz buscaba (Meyer, 1976). Al arrancar los años treinta del siglo pasado, la industria petrolera de México inició una lenta recuperación, luego de la profunda crisis que venía sufriendo desde mediados de la década de los veinte. Con ritmos desiguales y a través de una nueva distribución del poder relativo entre las distintas compañías extranjeras, la producción de crudo detuvo su caída e inició una modesta recuperación. Sin embargo, este hecho, registrado en las estadísticas globales, ocultaba cambios profundos en el perfil de la industria (Olvera, 1988). En efecto, las zonas productoras tradicionales (norte de la Huasteca Veracruzana, la Faja de Oro y extremo sur de Veracruz) proseguían su caída productiva, en tanto que eran puestos en marcha dos campos nuevos que explicaban, por sí solos, el incremento de la producción nacional: Las Choapas (o

el Plan) y Poza Rica, ambos pertenecientes a la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, filial de la trasnacional más poderosa de la época, la Royal Dutch Shell (Olvera, 1988).

Según Olvera, 1988, a partir de 1934, dichos campos le permitieron a esta compañía desplazar a las empresas norteamericanas del papel dominante que tenían al principiar la década, y además, gracias a la expansión de su capacidad de refinación de crudo, pudo controlar también el abastecimiento interno de productos refinados y su exportación. Fue la Huasteca Petroleum Company, filial de la Standard Oil, la empresa que habría de verse desplazada en este proceso. Así, El Águila, que en 1934 controlaba el 46% de la producción nacional; alcanzó en 1936 el 59.2%, mientras que la Huasteca pasó de un 27.2% a un 11.9% en los mismos años.

Cabe subrayar que en este proceso, la importancia del Campo Ingeniero fue absolutamente esencial. En 1934 se produjeron en este campo 590,104 m³ de petróleo, o el 9.72% de la producción nacional, mientras que en 1936 se alcanzaban 2, 182, 231 m³, es decir, el 33.4% del total. Si a este último porcentaje agregamos lo que en la cercana Papantla (campo Tajín) producía la Stanford Co., que eran 400,000 m³, veremos que en esta nueva zona productora se controlaba ya cerca de la mitad de la producción nacional de crudo.

Por esta razón el gobierno federal y la compañía El Águila pusieron un especial interés en Poza Rica, que ya para 1937 fue considerado extraoficialmente, el segundo campo productor más importante del mundo, sólo atrás de Richfield, Texas, y la única verdadera reserva de largo plazo en el país. Según Olvera, 1986, el Campo Ingeniero se descubrió en el año de 1932.

De acuerdo a Olvera, 1988, en Poza Rica confluyeron trabajadores cuyos orígenes sociales eran diversos: se concentraron viejos obreros petroleros experimentados llegados de otros campos, trabajadores con experiencia industrial provenientes de diferentes ramas productivas y otros cuyo origen inmediato era rural. Por consiguiente, se mezclaron culturas distintas en un medio inhóspito, lo que dio lugar a que entre los trabajadores mismos se establecieran relaciones en las que predominó la segmentación de grupos y, en algunos casos, la verticalidad. En efecto, los trabajadores calificados y los de origen urbano no dejaron de ver con desprecio a los de extracción rural, y crearon sus propios círculos amistosos e instituciones extrañas a los obreros recién desempacados del campo, como las logias masónicas, que habrían de tener una gran importancia en el futuro político de Poza Rica (Olvera ,1988).

De acuerdo a De Anda-Romero, 2013, la Cuenca de Chicontepec corresponde con una zona petrolera que ha tenido un gran interés económico durante los últimos 25 años, cubre un área aproximadamente de 11, 300 km², está ubicada geológicamente dentro de la República Mexicana, sobre la planicie costera del

Golfo de México, en parte de los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí.

La cuenca de Chicontepepec presenta afloramientos en la porción occidental y sureste del margen de la Provincia Tampico-Misantla, aunque sus yacimientos se encuentran en la parte central y oriental; geográficamente se sitúa al norte del estado de Veracruz (Santillán-Piña N. y Aguayo-Camargo J.E, 2011).

De acuerdo con Vázquez-Morín, 2008, la presencia de hidrocarburos en la zona de Chicontepepec se conoce desde 1926, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford” encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos pero no se explotó la zona debido a su producción incosteable. En 1935, mediante pruebas de producción efectuadas en Chicontepepec, en el Pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico en la Formación Chicontepepec. A mediados del Siglo XX, entre los años de 1952 y 1970 se perforaron otros Campos como Presidente Alemán y Soledad.

De acuerdo a López-Aguirre, 2008, los estudios más importantes que se han realizado en la Cuenca de Chicontepepec fueron realizados por Reyes en 1974, Busch y Govela en 1975 y 1978, donde describieron a detalle un rasgo erosional en el área cerca de Poza Rica, Veracruz, que en su tiempo se denominó Paleocanal de Chicontepepec. Los estudios en décadas pasadas en la Cuenca de Chicontepepec, eran muy limitados debido a que, no existían registros geofísicos en

la cuenca, no hay un gran número de fósiles índice por lo que no se tuvo un gran estudio geológico de la zona.

De acuerdo a Vázquez-Morín, 2008, en 1998, PEMEX Exploración y Producción (PEP), realizó un estudio geológico- geofísico previo a la certificación de reservas, que en 1999 realizó la compañía “DeGoyler and MacNaughton”; para sustentar los valores de aceite en esa zona.

El año 2013, en México se caracteriza por la puesta en marcha de una serie de reformas en diversos ámbitos, principalmente en materia educativa, financiera, fiscal, de telecomunicaciones, energética y política. Todas implican una serie de costos directos en relación con el apoyo político para el partido en el gobierno, y los beneficios para los sujetos involucrados son difusos y a largo plazo. La opinión pública se centró en discutir los efectos de tales reformas y las circunstancias en las cuales se aprobaron. Algunas de ellas, como la reforma energética, se veía muy lejana no solo porque trastocó cuestiones que en el imaginario de los mexicanos tiene un sentido casi "mítico" (la gestión del sector petrolero en manos del Estado sin la intervención directa del sector privado), sino porque precisamente cualquier reforma en ese sentido implicaba un alto costo para cualquier partido que la promoviera.

De acuerdo a SEGOB, 2013, la Reforma Constitucional en Materia de Energía aprobada por el Congreso y promulgada por el Presidente de la República permitirá dar un paso decidido rumbo a la modernización del sector energético de nuestro país, sin privatizar a las empresas públicas dedicadas a los hidrocarburos y a la electricidad. Al hacerlo, se propone mantener la rectoría del Estado y ratificar que la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo seguirá siendo de la Nación. Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) serán dotados de mayor autonomía y de un nuevo carácter como empresas productivas del Estado, 100% públicas y 100% mexicanas. Esta reforma surge del estudio y valoración de los elementos de las distintas iniciativas presentadas por los partidos políticos representados en el Congreso. Estas propuestas fueron enriquecidas gracias a una amplia discusión en los foros de expertos organizados por el Poder Legislativo, por académicos y por especialistas en la materia.

1.2 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es, proponer un método de recuperación mejorada para los campos Ingeniero y Rubio para su máximo aprovechamiento.

Describir el modelo geológico-estratigráfico-estructural a través de la información disponible, tomando en cuenta las principales secuencias estratigráficas para poder comprender los eventos ocurridos en diferentes períodos de formación de

los yacimientos de Chicontepec y de Ingeniero para tomarlas como base para incrementar la recuperación de hidrocarburos con métodos de recuperación mejorada.

1.3 Metas

La meta de este trabajo es proponer los tipos de recuperación mejorada que podemos aplicar para el máximo aprovechamiento de los yacimientos de la zona de Chicontepec- Veracruz, tanto en las secuencias turbidíticas del Paleoceno-Eoceno como en las Brechas calcáreas del Albiano-Cenomaniano.

1.4 Antecedentes

De acuerdo con Nieto-Serrano, 2013, la presencia de hidrocarburos en la zona de estudio se conoce desde 1926, cuando al perforar pozos con objetivo Cretácico por las compañías “El Águila” y “Stanford”, encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, que en ese tiempo no resultaron atractivas por ser incosteable su explotación. Sin embargo, en mayo de 1935 con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico dentro de las unidades del Grupo Chicontepec. Posteriormente, entre los años 1952 y 1963 al perforarse pozos con objetivo Jurásico, en campos de los distritos Poza Rica y Cerro Azul, se detectó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Cenozoico, sin embargo, debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

En 1976, de acuerdo a la evidencia geológica existente en ese tiempo, se utilizó por primera vez el término “Paleocanal de Chicontepec” y se comienza la perforación intensiva de 300 nuevos pozos, resultando todos ellos productores. En 1978 la compañía “DeGolyer and MacNaughton” validó el volumen original en 106 MMMBPCE y en 1979 se elabora el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se proponen diversos escenarios de desarrollo. La producción máxima de aceite alcanzada fue de 17,000 bpd en la década de los 90, cuando se llevó a cabo un programa de fracturamiento masivo en los campos Agua Fría y Tajín (PEMEX, 2004).

Con los pozos exploratorios Rubio-801 e Rubio-802, con gastos iniciales de 50 y 10 bpd, respectivamente, que confirmaron la continuidad y extensión del yacimiento, se dio origen al desarrollo del campo y para el año 1988 ya se tenían 10 pozos operando en el área. Posteriormente se perforaron y terminaron 257 pozos, bajo el esquema de macroperas, desarrollando parte del área Oeste y Sur del campo. En este periodo, se alcanzó una producción máxima de 9, 562 bpd. A partir del año 2010, se lleva acabo la implementación del Laboratorio de campo de Rubio y la consumación del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), en Activo de Producción, desarrollando intensivamente el resto del campo, terminando 167 pozos, incluyendo 2 pozos horizontales, alcanzando una producción de 44 mmbls (PEMEX,2014).

Santillán-Piña, Noe., 2009 y 2011, realizó un estudio de secuencias estratigráficas de la Formación Chicontepec del Paleoceno Inferior, en afloramientos aislados; interpretando dos subambientes sedimentarios mayores en el modelo de abanico, el medio y el externo, con los siguientes criterios: (a) litoestratigráficos (espesor, geometría y distribución); (b) estructuras sedimentarias primarias internas y externas, y (c) estructuras por deformación intraformacional. Las facies sedimentarias están compuestas por partículas siliciclásticas y calcáreas provenientes de la SMO, al occidente; la paleoisla de Tuxpan, al oriente; el macizo de Teziutlán, al sur.

1.5 Ubicación.

El Campo Ingeniero se ubica en los municipios de Poza Rica, Coatzintla, Tihuatlán y Papantla en el Estado de Veracruz. Se localiza en la planicie costera del Golfo de México, en la provincia geológica de la Provincia Tampico-Misantla.

El campo Rubio es un yacimiento convencional de areniscas constituidas principalmente por litoarenitas y grauvacas; se ubica 12 kilómetros al Oeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz, en el municipio de Venustiano Carranza, Puebla (PEMEX, 2014). Se ubica en la Porción SW de la Cuenca de Chicontepec. En la Figura 1.1 se muestra la Ubicación del Ingeniero y el Campo Rubio, dentro de la Provincia Tampico-Misantla.

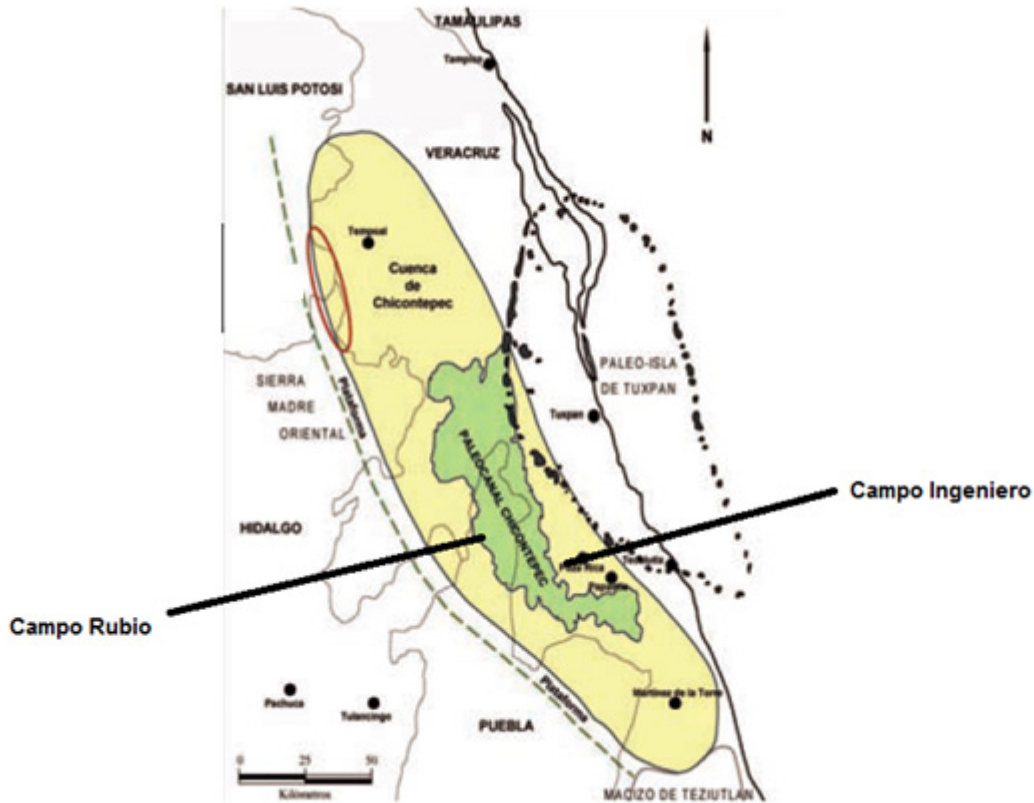


Figura 1.1 Localización de los campos Ingeniero y Rubio, dentro de la Provincia Tampico-Misantla. Modificada de (Santillán-Piña N. y Aguayo-Camargo J.E, 2011).

1.6 Método de Trabajo

Para la realización de este trabajo se estudiaron los Campos Ingeniero y Rubio, de la Provincia Tampico-Misantla con base en:

- Búsqueda de información.
- Análisis de información.
- Síntesis de información.
- Análisis de métodos de recuperación secundaria.
- Elaboración de textos y figuras.
- Propuestas de los métodos más convenientes de recuperación mejorada.

II.- Conceptos Teóricos

Este segmento de trabajo consiste en describir las principales características de los tipos de recuperación para hidrocarburos.

2.1 Tipos de Recuperación

La producción de petróleo involucra dos aspectos fundamentales: el primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación *primaria* y la recuperación *secundaria*. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación *terciaria*, y/o una recuperación *mejorada*.

Según el Departamento de Energía de E.U.A , 2010, el desarrollo y la producción de petróleo crudo en los yacimientos de petróleo de cualquier parte del mundo pueden incluir hasta tres fases distintas: recuperación primaria, secundaria y terciaria (o mejorada).

Durante la recuperación primaria, la presión natural del depósito, la densidad del aceite, junto con técnicas de elevación artificial (tales como bombas) que llevan el aceite a la superficie. Se logra producir alrededor del 10 por ciento del aceite

original del yacimiento que es lo que se produce típicamente durante la recuperación primaria. Las técnicas de recuperación secundaria prolongan la vida productiva de un campo generalmente inyectando agua o gas para desplazar el petróleo y conducirlo a un pozo de producción, lo que resulta en la recuperación de 20 a 40 por ciento del aceite original en su lugar (Departamento de Energía EUA, 2010). En la Figura 2.1 se muestran los tres tipos de recuperación de hidrocarburos con sus principales características.

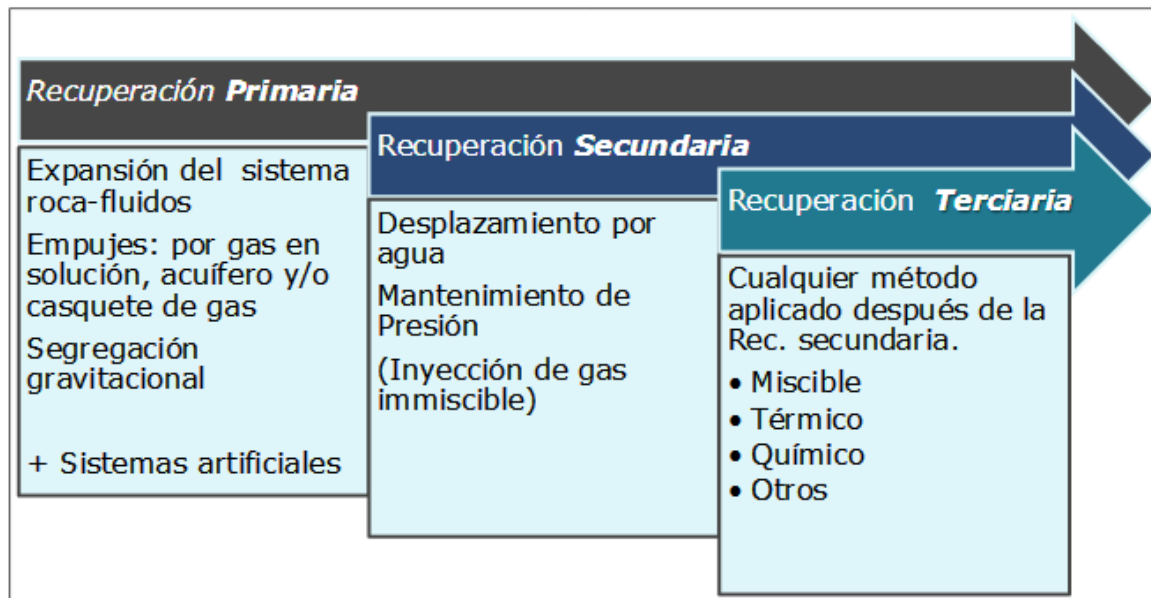


Figura 2.1 Esquema que muestra los tipos de recuperación tradicionales, tomado de (Rangel-Germán, 2015).

2.1.1 Recuperación Primaria:

La recuperación primaria es el resultado de la energía propia del yacimiento a través de los mecanismos de empuje (Rangel-Germán, 2015).

Según Schlumberger, 2017, es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de

drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, de la misma forma lo hace la presión diferencial. Para reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial para aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial, tales como una bomba de varilla, una bomba eléctrica sumergible o una instalación de levantamiento artificial por gas. La producción utilizando el levantamiento artificial se considera como recuperación primaria. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de hidrocarburos líquidos. La recuperación primaria también se denomina producción primaria. En la Figura 2.2 se muestra el proceso que se utiliza para la extracción de hidrocarburos, a través de la Recuperación Primaria de hidrocarburos.

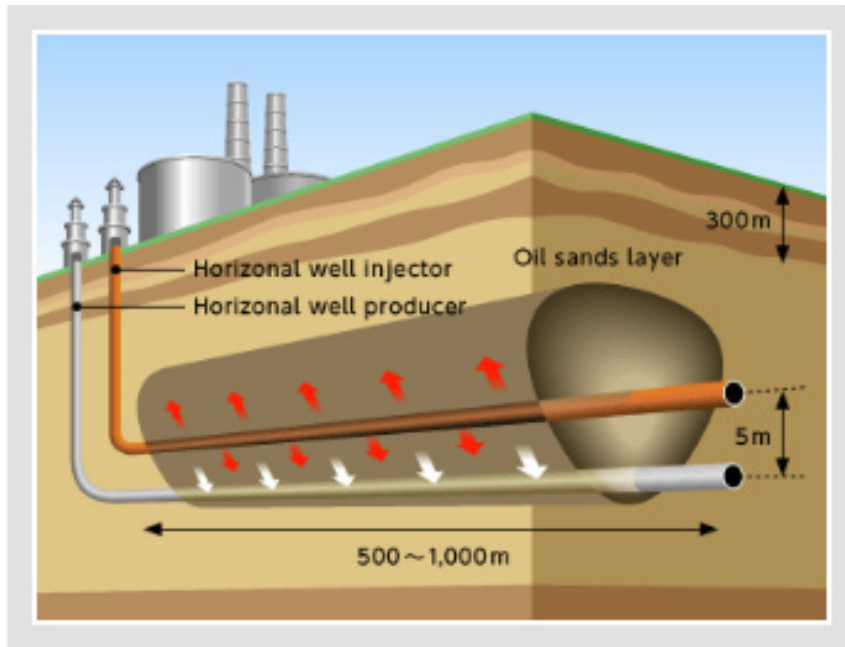


Figura 2.2 Esquema de recuperación primaria, donde observamos el material usado para la extracción de hidrocarburo, a través de las tuberías en horizontal donde las presiones juegan un papel muy importante, (tomada de www.petrotecnologias.wordpress.com, 2017).

2.1.2 Recuperación Secundaria:

De acuerdo a Rangel, 2015, la recuperación secundaria se utiliza para adicionar energía a los yacimientos (para mantener su presión), típicamente a través del método de inyección de agua y en algunos casos de inyección de gas.

Según Schlumberger, 2017, es la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento.

Durante la etapa de recuperación primaria, puede comenzar un programa de mantenimiento de la presión, lo que corresponde a una forma de recuperación secundaria. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción de hidrocarburos deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar. En la Figura 2.3 se muestra el proceso para la extracción de hidrocarburos a través de la Recuperación Secundaria, por medio de inyección de agua.

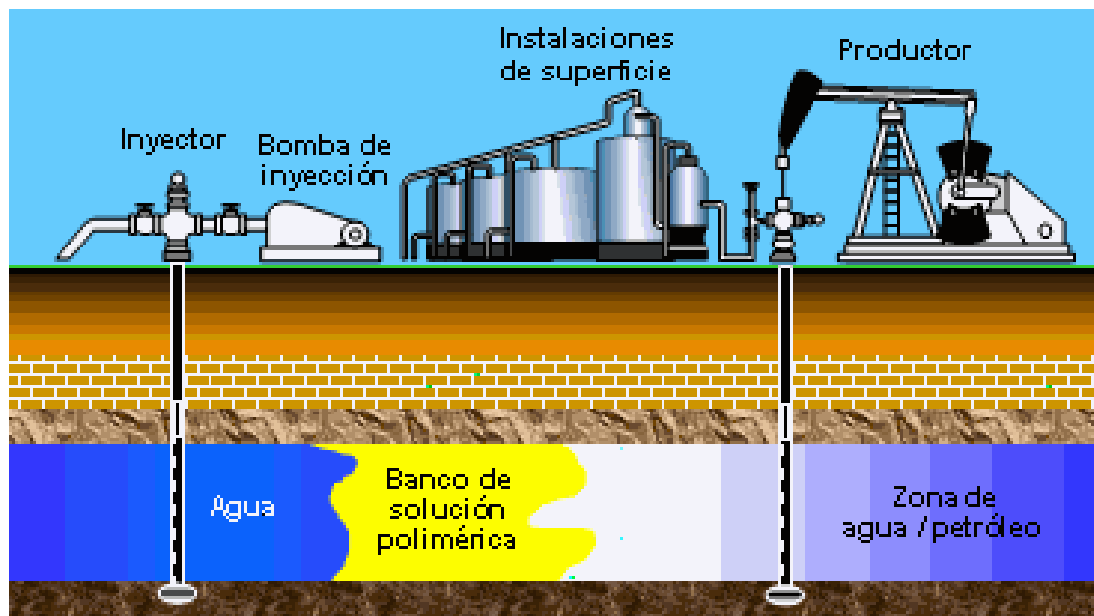


Figura 2.3 Muestra la recuperación secundaria mediante inyección de agua al yacimiento para obtener más cantidad de hidrocarburo (tomada de Blogspot.com, 2017).

De acuerdo a Cruz Hernández, J. et al., 2005, la inyección de agua es la técnica más utilizada a nivel mundial para mejorar la recuperación de hidrocarburos .Esta preferencia se explica por las siguientes razones:

1. La fácil disponibilidad de agua.
2. La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
3. La facilidad con la que el agua se mueve a través de la zona almacenadora de hidrocarburos.
4. La eficiencia del agua como fluido desplazante del aceite.

Según Cruz Hernández, J et al., 2005, en general se reconoce que la primera inyección de agua fue accidental y ocurrió en 1865, en el área de la Cd. de Pithole, Pennsylvania. Se llegó a la conclusión de que el agua, al abrirse paso desde arenas poco profundas, se movía a través de las arenas productoras y era un factor que incrementaba la recuperación de aceite. Muchas de las primeras inyecciones de agua ocurrieron accidentalmente debido a escurrimientos de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, que penetraban en los pozos perforados.

En el método más antiguo de inyección de agua primero se inyectaba en un solo pozo, y a medida que aumentaba la zona invadida y que en los pozos adyacentes se producía agua, éstos se usaban como pozos de inyección para ampliar el área invadida, este método se conocía como “invasión en círculo”. Como modificación

de esta técnica, la Forest Oil Corp. en 1924, convirtió simultáneamente una serie de pozos a la inyección de agua, formando un empuje lineal. La primera inyección con este patrón se realizó en el campo Bradford en 1924 (Cruz Hernández, J. et al., 2005).

2.1.3 Recuperación Mejorada.

La recuperación terciaria, tradicionalmente utilizado como sinónimo de la recuperación mejorada (EOR), incluye cualquier método utilizado después de la recuperación secundaria (Rangel, 2015).

La Recuperación Mejorada o Enhanced Oil Recovery (EOR), por sus siglas en inglés) se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). Internacionalmente se ha aceptado que se dividan en cuatro grandes grupos: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros (como microbiana, eléctricos, otros) (Rangel, 2015). La Figura 2.4 muestra el proceso para la extracción de hidrocarburos, a través de, la Recuperación Mejorada, por medio de métodos térmicos, inyección de métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros.

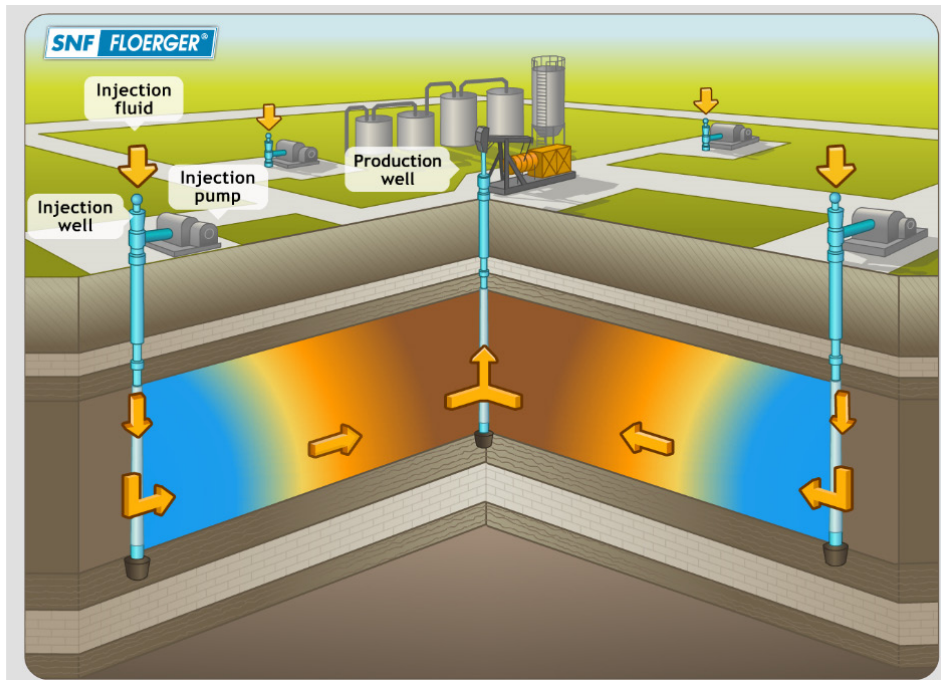


Figura 2.4 Esquema de recuperación mejorada a través de inyección de fluidos, en pozos que permiten mayor volumen de producción de hidrocarburos. (tomada de www.petrotecnologías.files.wordpress.com, 2017).

2.1.4 Recuperación Avanzada:

La Recuperación Avanzada o *Improved Oil Recovery* (IOR), por sus siglas en inglés fue un concepto definido posteriormente al de EOR. En algunos países, IOR y EOR se utilizan como sinónimos; en otros, el EOR es un subconjunto del IOR. El IOR en sentido estricto también abarca un amplio rango de actividades como implementación de técnicas mejoradas de caracterización de yacimientos, administración de yacimientos, y perforación de pozos de relleno (Rangel, 2015).

2.2 Principales Técnicas de Recuperación Mejorada.

De acuerdo al Departamento de Energía de EUA, 2010, con gran parte del petróleo fácil de producir recuperado de los yacimientos petrolíferos del mundo, los productores han intentado varias técnicas terciarias o de recuperación

mejorada de petróleo (EOR), que ofrecen perspectivas de producir en última instancia entre el 30 y el 60 por ciento o más del Aceite original del yacimiento en su lugar. Se ha encontrado que tres categorías principales de EOR tienen éxito comercial en diferentes grados:

- a) Recuperación térmica, que implica la introducción de calor, como la inyección de vapor para disminuir la viscosidad del aceite viscoso pesado y mejorar su capacidad para fluir a través de las rocas del yacimiento. Las técnicas térmicas representan más del 40 por ciento de la producción estadounidense de EOR, principalmente en California. En la Figura 2.5 se muestra el proceso de Recuperación Mejorada a través de procesos térmicos.

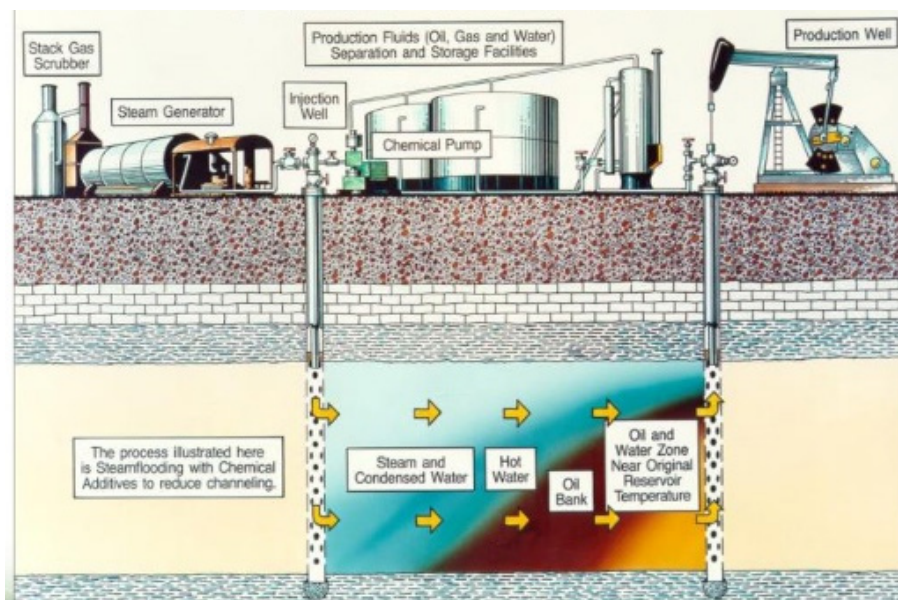


Figura 2.5 Esquema de la inyección de vapor caliente en color rojo, el cual disminuye la viscosidad del fluido para un transporte hacia el pozo más rápido y eficiente de los hidrocarburos.

Tomada de (<https://es.slideshare.net/consejoingenieriaquimica/production-process-and-operations-enhanced-oil-recovery-technologies>).

b) Inyección de gas.

Utiliza gases como el gas natural, el nitrógeno o el dióxido de carbono (CO_2) que se expanden en un depósito para empujar aceite adicional a un pozo de producción; también se pueden utilizar otros gases que se disuelven en el aceite para disminuir su viscosidad y mejorar su flujo. La inyección de gas representa casi el 60 por ciento de la producción de EOR en los Estados Unidos. En la Figura 2.6 se muestra el proceso de Recuperación Mejorada de hidrocarburos a través del método de inyección de gas.

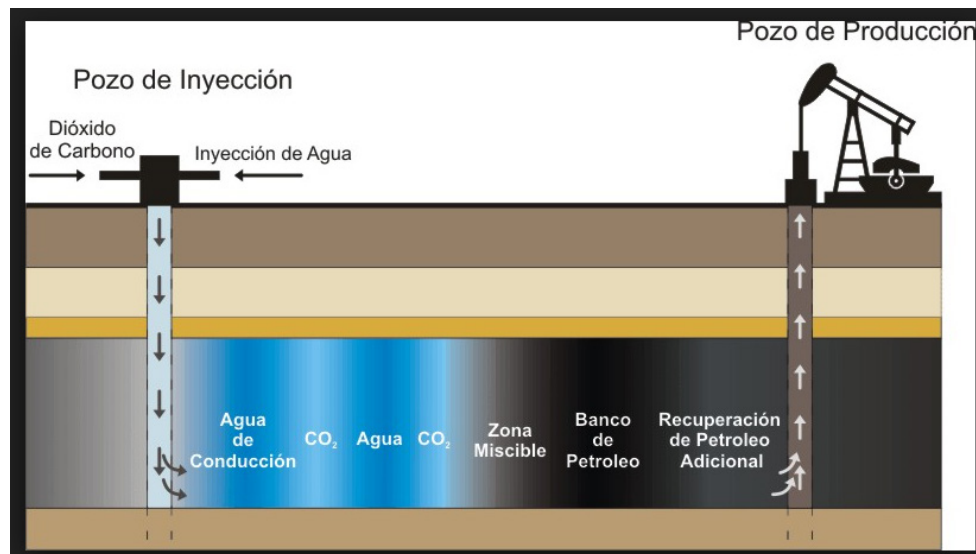


Figura 2.6 Esquema que muestra la inyección de gas al yacimiento para una recuperación secundaria eficaz, a través del pozo de inyección, donde, el gas hace menos viscoso el fluido y hace que fluya más fácil (tomada de <https://empleospetroleros.org/2012/10/12/recuperacion-terciaria-o-mejorada-de-petroleo/>, 2017).

c) Inyección Química.

Puede implicar el uso de moléculas de cadena larga llamadas polímeros que sirven para aumentar la efectividad de las inundaciones de agua o el uso de tensioactivos de tipo detergente para ayudar a reducir la tensión superficial que a menudo impide que las gotas de aceite se muevan a través de un depósito. Las técnicas químicas representan aproximadamente el uno por ciento de la producción estadounidense de EOR. Cada una de estas técnicas se ha visto obstaculizada por su coste relativamente elevado y, en algunos casos, son impredecibles en cuanto a su eficacia (Departamento de energía EUA, 2010). En la Figura 2.7 se muestra el proceso de Recuperación Mejorada a través del método de inyección química.

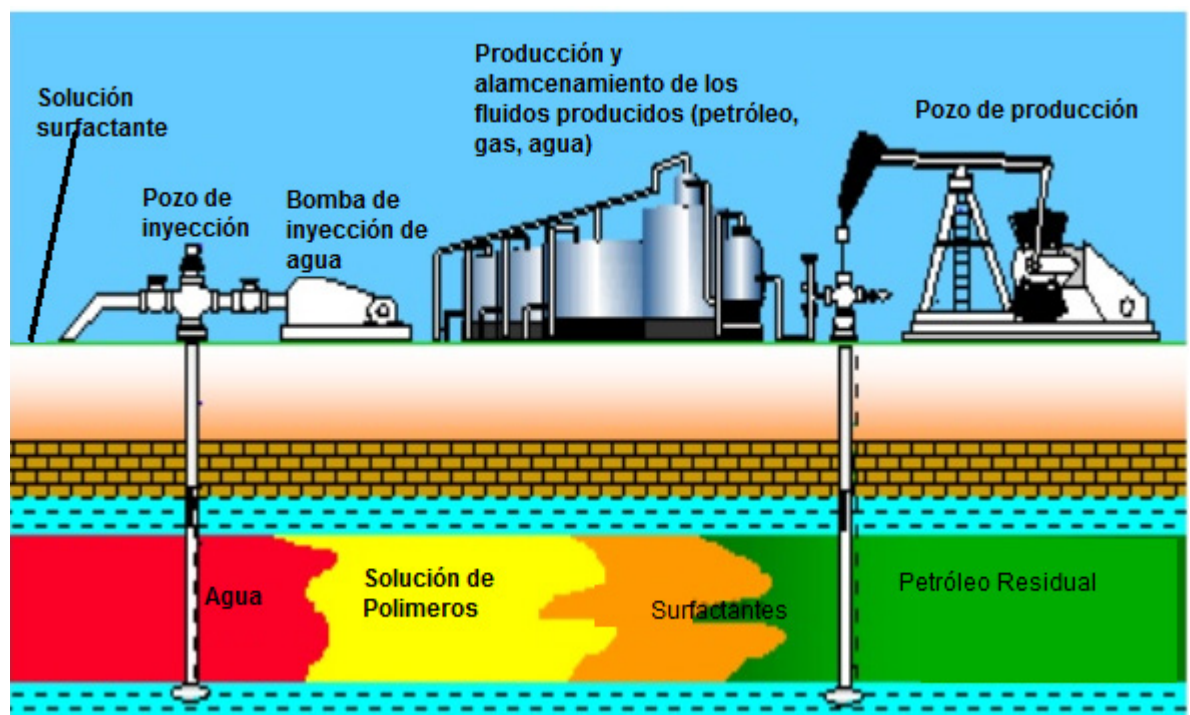


Figura 2.7 Esquema que muestra la inyección de químicos (Polímeros) que rompen la tensión superficial y hace que el hidrocarburo se mueva de sitio, (tomada de <http://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.mx/>, 2017).

d) Uso de CO₂ de nueva generación.

Según el Departamento de Energía de EUA, el programa DOE's R&D se está moviendo hacia nuevas áreas, investigando nuevas técnicas que podrían mejorar significativamente el desempeño económico y ampliar la aplicación de la inyección de CO₂ a un grupo más amplio de depósitos; ampliando la técnica de la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas y Nuevo México Oriental, en cuencas mucho más cercanas a las principales fuentes de CO₂ producido por actividad industrial. La nueva generación de CO₂-EOR tiene el potencial de producir más de 60.000 millones de barriles de petróleo, utilizando nuevas técnicas, incluyendo la inyección de volúmenes mucho más grandes de CO₂, un innovador diseño de inundaciones para suministrar CO₂ a las áreas no exploradas de un depósito y un mejor control de la movilidad del CO₂ inyectado. El CO₂ que se utiliza es de origen antrópico, es decir, el que se produce en las plantas industriales.

De acuerdo al Departamento de Energía de EUA, en septiembre de 2010, el DOE, seleccionó competitivamente siete proyectos de investigación EOR de CO₂ de nueva generación, de los cuales, cuatro proyectos están desarrollando técnicas para el control de la movilidad del CO₂ inyectado. Las nuevas espumas y geles tienen el potencial de evitar que el CO₂ altamente móvil se canalice a través de áreas de alta permeabilidad de un depósito, dejando zonas no barridas e improductivas del depósito. Los cuatro proyectos son:

1.- Mejora del control de la movilidad en la recuperación mejorada de CO₂ con SPI Gels (Impact Technologies, LLC).

2.- Espumas de CO₂ estabilizadas con nanopartículas de ingeniería para mejorar el barrido volumétrico de los procesos EOR de CO₂ (U. Texas - Austin).

3.- Nuevos conceptos de espuma de CO₂ y esquemas de inyección para mejorar la eficiencia del barrido de CO₂ en las formaciones de hidrocarburos arenosos y carbonatos (U. Texas - Austin).

4.- Espuma de CO₂ estabilizada con nanopartículas para la aplicación de CO₂-EOR (Instituto de Minería y Tecnología de Nuevo México), la selección de un sistema de recuperación de hidrocarburos y su equipo asociado se basa en los objetivos de remediación específicos, restricciones de diseño y condiciones de sitio. Los sistemas de recuperación de hidrocarburos son seleccionados para satisfacer objetivos de remediación que involucran el control de la migración de hidrocarburos de petróleo, máxima recuperación de producto libre y recolección simultánea de producto libre y de vapores. Las restricciones de diseño que definen la selección de sistemas de recuperación pueden ser específicas al sitio.

III.- Geología.

3.1 Origen y Evolución de Cuenca

De acuerdo a Loza-Espejel, 2014, la Provincia Tampico-Misantla ha tenido una serie de etapas tectónicas, entre las cuales se tiene que a finales del Triásico (Rhaetiano), se formaron cuencas relacionadas al proceso de rifting del Golfo de México. Durante el Jurásico Temprano y Medio, tuvo lugar una etapa de rift que originó la apertura del Golfo de México. A finales del Jurásico y principios del Cretácico se presentó una etapa de deriva, formando corteza oceánica al centro del Paleo Golfo de México.

De acuerdo a PEMEX, 2013, existió una etapa de margen pasivo a partir del Jurásico Tardío que se relaciona con el establecimiento y desarrollo del Golfo de México. Este margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Albiano-Cenomaniano.

De acuerdo a Loza-Espejel, 2014, a partir del Cretácico Superior (~70-80 Ma) comenzó un periodo de esfuerzos compresionales, conocido como la Orogenia Laramide, originando la formación del cinturón de pliegues y cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental, compuesto de rocas Mesozoicas; así como la subsidencia por flexión de la corteza al oriente del cinturón, formando la antefosa (foredeep) de la Cuenca Foreland de Chicontepec, funcionando como contrafuerte la Plataforma de Tuxpan; esto durante el Paleoceno-Eoceno.

De acuerdo a Loza-Espejel, 2014, existieron eventos erosivos posteriores a la formación de la cuenca, producto de corrientes submarinas, generando numerosos canales y bordes de erosión que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos alternados entre sí en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos con sedimentos procedentes de rocas de la base del Paleoceno, Cretácico y Jurásico, siendo sedimentos turbidíticos, definidos como Grupo Chicontepec, el cual está dividido en tres Megasecuencias litoestratigráficas: Inferior, Medio, Superior.

Durante el Eoceno, el relleno de la cuenca continuó, siendo la Sierra Madre Oriental, la principal fuente de aportación con depósitos de lutitas, areniscas, conglomerados y bentonita. La plataforma de Tuxpan fue sepultada, dando lugar a una amplia plataforma clástica.

De acuerdo a PEMEX, 2014, La columna estratigráfica del campo Poza Rica, incluye secuencias de terrígenos continentales del Triásico-Jurásico Medio, secuencias marinas arcillosas y calcáreo arcillosas del Jurásico Superior, carbonatos limpios del Cretácico Inferior e inicios del Cretácico Superior (Berriasiano-Aptiano), brechas calcáreas del Albiano-Cenomaniano, secuencias calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior y en el Cenozoico predominan secuencias terrígenas de diferentes ambientes sedimentarios desde aguas profundas del Paleoceno-Eoceno (Chicontepec), hasta secuencias transicionales del Plioceno-Cuaternario.

De acuerdo a PEMEX, 2014, el campo Agua Fría se encuentra en la Provincia Tampico-Misantla sobre la que se desarrolló la Cuenca de Chicontepec. La columna estratigráfica regional incluye secuencias de terrígenos continentales del Triásico-Jurásico Medio, secuencias marinas arcillosas y calcáreo arcillosas del Jurásico Superior, carbonatos del Cretácico Inferior e inicios del Cretácico Superior (Berriasiano-Aptiano), brechas calcáreas del Albiano-Cenomaniano, secuencias calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior y en el Cenozoico predominan secuencias terrígenas de diferentes ambientes sedimentarios, desde aguas profundas del Paleoceno-Eoceno (turbiditas), hasta secuencias transicionales del Plioceno-Cuaternario. La Cuenca de Chicontepec corresponde con una cuenca foreland de retro-arco, que presenta una interacción simple con el cinturón de pliegues y cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental (SMO), desarrollándose al frente del orógeno una antefosa (“foredeep”) entre la mencionada sierra y la plataforma de Tuxpan, la que funcionó como contrafuerte, dando como resultado una cuenca estrecha y alargada donde se acumularon tres megasecuencias estratigráficas progradacionales mayores, que se formaron por sistemas turbídicos sin-orogénicos. La Cuenca de Chicontepec esta sobrepuesta discordantemente a una cuenca más antigua de tipo rift.

De acuerdo a Nieto-Serrano, 2013, la columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla, donde se encuentra la Cuenca de Tampico, la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y la Cuenca de Chicontepec, está compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son Cenozoicas y las restantes 18 son Mesozoicas, reportándose en los depocentros espesores de hasta 7 km para esta

cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico. El basamento del Pérmico – Triásico está constituido por rocas metamórficas (esquistos y gneisses), una formación geológica, una del Triásico (Formación Huizachal), y siete del Jurásico Inferior y Medio (formaciones Huayacocotla, Cahuascal, Tenexcate, Huehuetepic, Tepéxic, Santiago y San Pedro). En el Cretácico tenemos a las Formaciones Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, San Felipe, Agua Nueva, Méndez. Las unidades más antiguas que están en contacto con el Grupo Chicontepec, son las formaciones San Andrés y Tamán. En la figura 3.1, se observa la columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla.

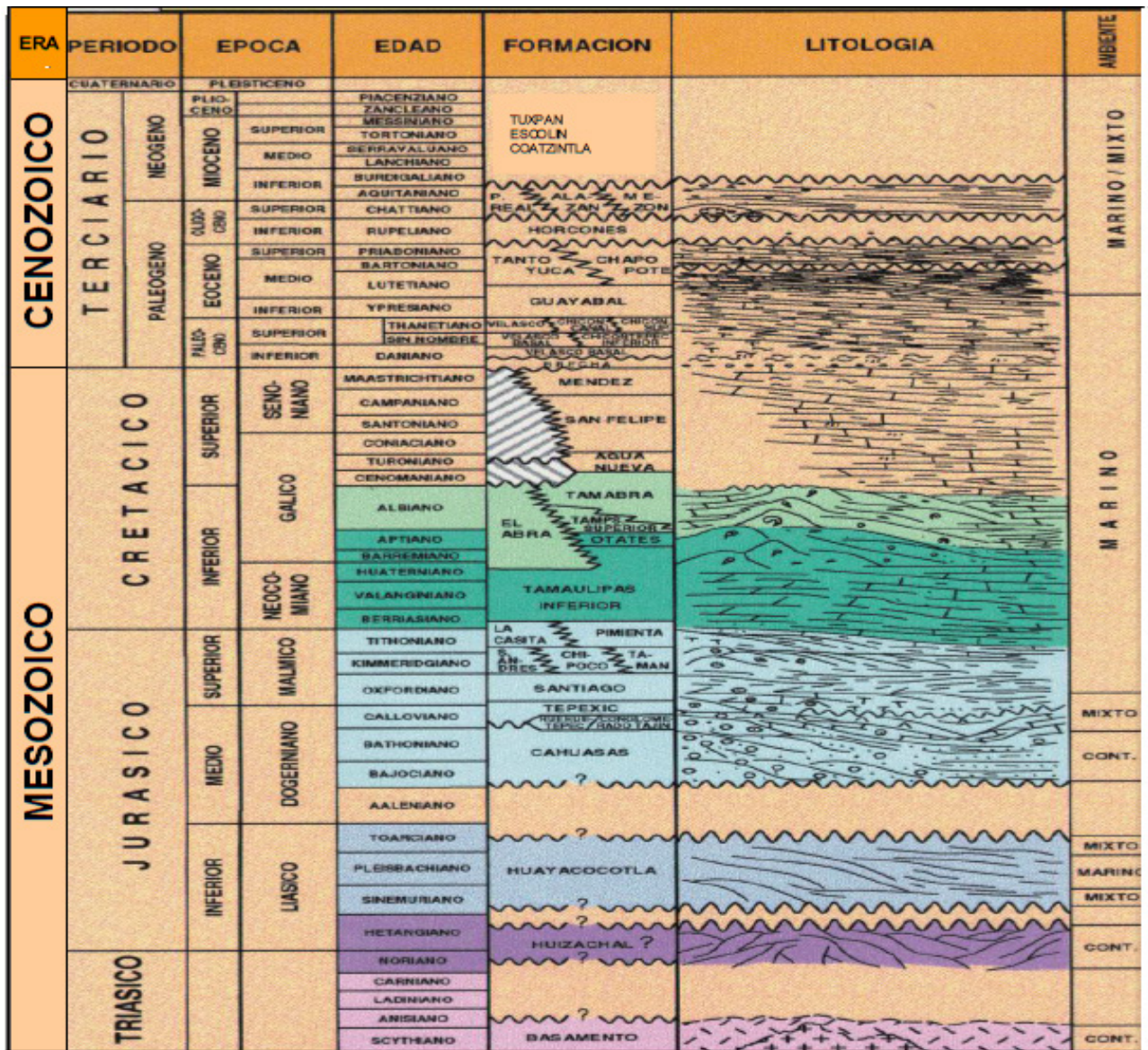


Figura 3.1 Columna estratigráfica de la región Tampico-Misantla (tomada de Tesis de licenciatura, Vázquez Morin, 2008).

De acuerdo a PEMEX, 2013, durante el Calloviano ocurrió una transgresión marina más extensa, donde estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la Formación Tepexic que está constituido por packstone y grainstone de oolitas que gradúan verticalmente a sedimentos calcáreo-arcillosos de aguas profundas de la Formación Santiago, que corresponde a una de las secuencias generadoras de hidrocarburos en la cuenca.

Según PEMEX, 2013, durante el Kimmeridgiano, aunque la paleotopografía existente era más suave, continua el depósito de sedimentos de aguas profundas en los depocentros y en los altos de basamento se desarrollaron plataformas con depósitos de cuerpos formados por grainstone oolíticos, bioclastos, con fragmentos de algas y corales de la Formación San Andrés en los bordes, que cambian lateralmente hacia el interior a facies lagunares constituidos por calizas de bioclastos, miliólidos y pellets principalmente. El depósito de la Formación San Andrés se llevó a cabo en un ambiente de alta energía posiblemente sobre una plataforma tipo rampa, formando una franja de bancos oolíticos en las partes estructurales más altas que cambian lateralmente a facies arcillosas de mar abierto en los depocentros de la cuenca donde se depositan los sedimentos de las Formaciones Chipoco y Tamán de ambientes de rampa media a externa respectivamente.

De acuerdo a PEMEX, 2013, a principios del Tithoniano culmina el depósito de calizas carbonosas de ambiente de cuenca profunda de la Formación Tamán, que cambia gradualmente a una secuencia de calizas de estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica, radiolarios calcificados y/o silicificados, estomiosféridos y sacocómidos, de ambiente de depósito pelágico definido principalmente por especies de amonitas, pertenecientes a la Formación Pimienta, estos depósitos cambian transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan a sedimentos bioclásticos someros y siliciclásticos costeros de la Formación La

Casita la cual consiste de una unidad basal de limolitas, areniscas y conglomerados calcáreos.

De acuerdo a PEMEX, 2013, sobre esta secuencia se encuentra el miembro calcarenítico de la Formación Tamaulipas Inferior constituido por capas de packstone-grainstone oolíticos, bioclásticos e intraclásticos y calizas pelágicas del Berriasiano-Valanginiano. Estas rocas son sobreyacidas por un sistema transgresivo que deposita calizas arcillosas del miembro bentonítico de la Formación Tamaulipas Inferior, que a su vez pasan gradualmente a calizas pelágicas menos arcillosas del miembro de calizas crema como parte de un sistema de nivel alto. Una nueva transgresión deposita calizas arcillosas del “Horizonte Otates” sobre la Tamaulipas Inferior al final del Aptiano.

De acuerdo a PEMEX, 2013, a finales del Cenomaniano y principios del Turoniano un pulso transgresivo ahoga gran parte de la Plataforma de Tuxpan y permitió el depósito de calizas arcilloso-carbonosas y lutitas calcáreas de la Formación Agua Nueva. En la mayor parte de la cuenca prevaleció el depósito de calizas bentoníticas y lutitas de ambiente de cuenca, correspondientes a las Formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

De acuerdo a PEMEX, 2013, durante el Paleoceno se tuvo un cambio muy fuerte en la sedimentación de rocas calcáreas de aguas profundas a sedimentos terrígenos, como consecuencia de la deformación y plegamiento del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, lo que provocó la depositación de una secuencia tectonoestratigráfica típica de antifosa donde se depositan gruesas secuencias constituidas por areniscas y lutitas de tipo turbidítico que se acuñaban

hacia el oriente contra la Plataforma de Tuxpan, que hasta el Eoceno Medio estuvo actuando como una barrera paleotopográfica. Dicha tectonosecuencia está conformada por las unidades litoestratigráficas: Velasco, Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior.

Según PEMEX, 2014, la Unidad Estratigráfica ubicada en la Megasecuencia Media de Chicontepec; se caracteriza por contener facies sedimentarias canalizadas e inter-lobulares arenosas y areno-limosas que por su forma geométrica, distribución y composición textural, son los depósitos que ofrecen mejores atractivos como almacenadores de hidrocarburos; su depósito ocurrió en aguas profundas sobre una superficie más uniforme y su espesor promedio en el campo es de 202 m.

De acuerdo a PEMEX, 2014, la columna estratigráfica del campo Agua Fría, incluye secuencias de terrígenos continentales del Triásico-Jurásico Medio, secuencias marinas arcillosas y calcáreo arcillosas del Jurásico Superior, carbonatos limpios del Cretácico Inferior e inicios del Cretácico Superior (Berriasiano- Aptiano), brechas calcáreas del Albiano-Cenomaniano, secuencias calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior y en el Cenozoico predominan secuencias terrígenas de diferentes ambientes sedimentarios desde aguas profundas del Paleoceno-Eoceno (Chicontepec), hasta secuencias transicionales del Plioceno-Cuaternario.

3.2 Estratigrafía:

De acuerdo a PEMEX, 2000, la columna estratigráfica completa de la Provincia Tampico-Misantla donde se encuentran la Cuenca de Chicontepec, La Faja de Oro y La Cuenca de Tampico, tiene las siguientes Unidades estratigráficas:

Basamento Cristalino

El basamento está formado por rocas ígneas plutónicas: granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros, principalmente; en menor proporción se tienen rocas metamórficas compuestas de esquistos y gneises; sobre este basamento cristalino existen, en algunas localidades, conglomerados basales.

Triásico

Formación Huizachal

De acuerdo a Guzmán-Arellano, 2012, esta formación fue descrita originalmente por Seemes (1921), posteriormente por Imlay et al., en 1948 y definida por Carrillo-Bravo en 1961. Seemes describió una secuencia de lutitas, lutitas arenosas, areniscas y conglomerados de color rojo, verde y gris verdoso, siendo común la presencia de estratificación cruzada, canales de corte y relleno y laminación cruzada. López-Infanzón (1986), reportó intercalaciones de tobas riolíticas, riolitas y andesitas. El espesor de la formación es variable, ya que en algunos lugares es de más de 2000 m, promediando 1000 m. La localidad tipo se encuentra en el Valle del Huizachal, aproximadamente 20 km al suroeste de Ciudad Victoria, Tamaulipas.

Formación Tepéxic

Fue definida como formación por Bonet y Carrillo en 1961. Su localidad tipo se encuentra en el Río Necaxa, entre el campamento Tepéxic y el Puente Acazapa (Nava y Alegría, 2001).

Generalmente consiste de packstone y grainstone café a gris oscuro, de oolitas y fragmentos de cuarzo, así como bioclastos y granos carbonatados de algas y de gasterópodos; se le han encontrado amonitas. La Formación está constituida por capas de 20 a 60 cm de espesor. También incluye intercalaciones de calizas arcillosas y calizas arenosas con fragmentos de cuarzo, estratos coquinoides con pelecípodos en una matriz espática y calcarenitas grises en estratos masivos con líticos redondeados; contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris. Los estratos de lutitas tienen espesores de 3 a 6 cm (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamán (Oxfordiano-Kimmeridgiano)

La localidad tipo se encuentra, de acuerdo a Erben en 1956, en los afloramientos cercanos a la población de Tamán en las cercanías de Tamazunchale, San Luis Potosí (Nava y Alegría, 2001).

Se define como una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con calizas arcillosas de color gris oscuro, en estratos con espesores de 40 a 50 cm.

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) en las paleodepresiones; sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso hasta desaparecer. Su macrofauna ha permitido establecer su edad, la que corresponde al Oxfordiano-Kimmeridgiano. Se correlaciona con la formación San Andrés al sur de la Cuenca y se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Andrés (Oxfordiano-Kimmeridgiano).

Fue definida por Cantú en 1971. Se reporta en el sur de la Cuenca de Chicontepec y es considerada como la última formación junto con la Formación Tamán que fue erosionada por el complejo de paleocanales del Grupo Chicontepec (Mayol, 2005). De acuerdo a Campa (1970), la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas. La divide en dos partes, el miembro superior está formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita. El miembro inferior está constituido en más del 60% de calcarenitas oolíticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita; además presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Nava y Alegría, 2001).

Formación Agua Nueva

Se caracteriza por una secuencia calcáreo–arcillosa y se divide en dos miembros:

a) Miembro Inferior, compuesto por calizas arcillosas con laminaciones de lutita e impresiones de *Inoceramus labiatus* y b) Miembro Superior, caracterizado por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor de 127 m. Aflora en el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del Centro de México y al sur de la Península de Tamaulipas; a nivel subsuelo se reporta en las cuencas de Burgos y la Provincia Tampico-Misantla. El espesor promedio es de 240 m. Subyace transicionalmente a la Formación San Felipe y es concordante en su contacto inferior con la Formación Tamaulipas Superior. Su edad es Turoniano, aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano. Tiene las tres posibilidades: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica; roca almacenadora, debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento y roca sello por sus horizontes arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Felipe

Definida por Jeffreys (1910), su localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe, en San Luis Potosí. Se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde. Su distribución es muy amplia: se le reporta al sur de la Península de Tamaulipas, en la Provincia Tampico-Misantla, en las Cuencas de Burgos, Veracruz y del Sureste; al este de la Sierra Madre Oriental y en la Cuenca Mesozoica del Centro de México. Su

espesor va de 50 hasta 330 m. Sobreyace en forma concordante a la Formación Agua Nueva y discordantemente a la Formación Tamaulipas Superior; subyace concordantemente a la Formación Méndez. Es considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Méndez

Su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal que en la cima son de color rosado y se conocen como “Méndez Rojo”. Este elemento tiene intercalaciones de margas grises y areniscas. Aparece en el núcleo de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental y constituye una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluye calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 hasta 1000 m, aproximadamente. Sobreyace concordantemente a la Formación San Felipe, es discordante con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior; se presenta en contacto tectónico con rocas del Jurásico Superior al noroeste de las Truchas, Veracruz. Subyace concordantemente a la Formación Velasco Basal del Paleoceno (Nava y Alegría, 2001).

Formación Velasco.

Cushman y Trager (1925), designaron con este nombre a las lutitas color gris verdoso a rojizo bentoníticas, que sobreyacen a la Formación Méndez. La localidad Tipo se encuentra en la Estación Velasco, S. L. P., sobre la vía del

ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Está constituida por lutitas café rojizo y gris verdoso, ligeramente arenosas, calcáreas, en partes bentoníticas, en capas de 20 a 40 cm de espesor a masivas. Tiene un espesor promedio de 100 m. Tanto su contacto inferior como el superior con las Formaciones Méndez y Chicontepec, respectivamente, son concordantes.

Megasecuencias de Chicontepec .

Megasecuencia Inferior.

De Acuerdo a López-Beltrán 2013, predominan depósitos de tipo arcillo-arenosos, emplazados discordantemente sobre una topografía suave. El contacto superior corresponde con la superficie de la discontinuidad A de la Megasecuencia Media. Los cuerpos poseen una geometría tabular estratificada continua y laminada, aunque algunos de los cuerpos areno-arcillosos pueden presentar forma lenticular. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido al predominio de la facies limo-arcillosa, la cual se encuentra interestratificada con estratos discretos areno-limosos. Sus unidades de grano fino, son de baja porosidad.

Megasecuencia Media.

De acuerdo a López-Beltrán, 2013, presenta estructuras de tipo lobular asociadas a corrientes turbidíticas más someras y tiene una menor tendencia al paralelismo de sus capas. Es la unidad litoestratigráficamente intermedia del Grupo Chicontepec, definido por Dumble en 1918, al este de Chicontepec, Veracruz. Está constituida por una serie de capas de 20 a 40 cm de areniscas calcáreas de grano fino a medio, gris claro, que intemperizan en café amarillento, alternando con

horizontes de 10 a 20 cm de lutitas café. Sobreyace concordantemente a la Megasecuencia Inferior, y subyace normalmente a la Megasecuencia Superior (Pemex ,2008).

Megasecuencia Superior.

Corresponde a la unidad superior del grupo Chicontepec, también definido por Dumble en 1918. Se presenta como capas de arenisca calcárea de grano medio a grueso, gris verde, que intemperizada cambia a color café amarillento, en capas de 40 a 80 cm. Es frecuente observar calcos de bioturbación y huellas de oleaje. Alternando con las areniscas se encuentran horizontes de lutitas arenosas, color gris, intemperizadas en amarillo. Subyace concordantemente a la Formación Guayabal del Eoceno Medio y sobreyace concordantemente a la Formación Chicontepec Medio, del Paleoceno Superior (PEMEX, 2008)

3.3 Geología Estructural:

De acuerdo a PEMEX, 2014, el campo Ingeniero se encuentra en un alto basamento, formando un anticlinal doblemente buzante, con flancos de echados suaves (menores a 20°), cuyo eje presenta una orientación NW 60° SE (Figura 3.2). El campo se encuentra limitado al este-noreste por dos fallas normales, al norte por un sistema de fallas normales de rumbo SW-NE, con echados en dirección SE. En su parte central se encuentra afectado por un sistema complejo de fallas laterales que originaron abundantes fracturas verticales con dirección NE-SW. Las fallas dividen al campo en cuatro grandes bloques distribuidos de la

manera siguiente: El Bloque I ocupa la parte norte del campo, el Bloque II se encuentran en el centro oriente, el Bloque IV se ubica en el sector central del campo y el Bloque III se encuentra en el sur del campo. Sin embargo, es importante señalar que también se tienen otros bloques de menores dimensiones, también con interés económico.

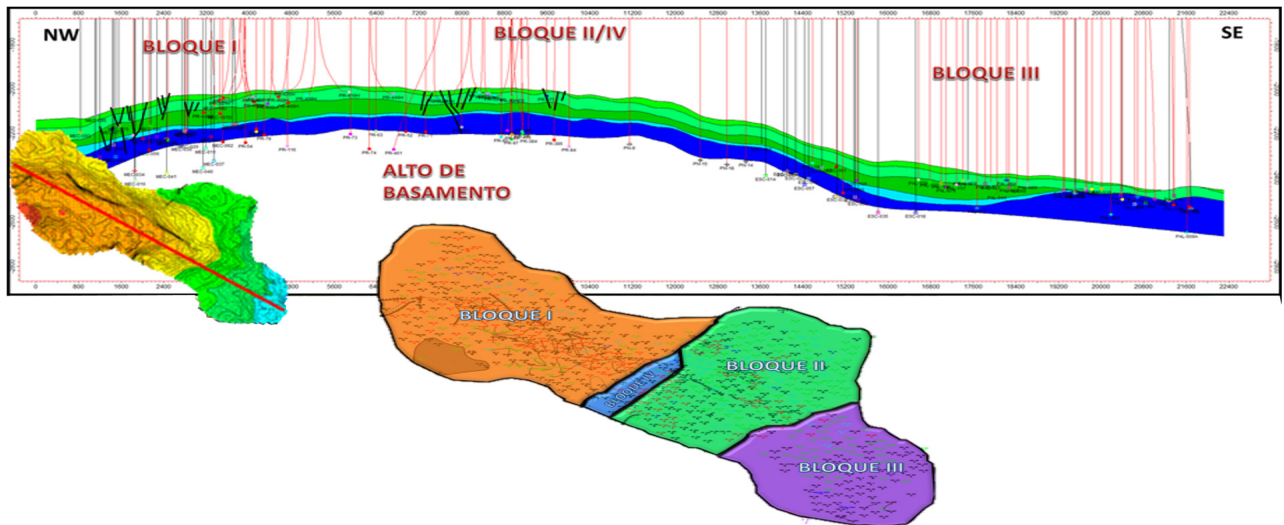


Figura 3.2 Estructura tipo anticlinal limitado al este-noroeste y norte por fallas normales y buzamiento al sureste. Tomada de PEMEX (2014).

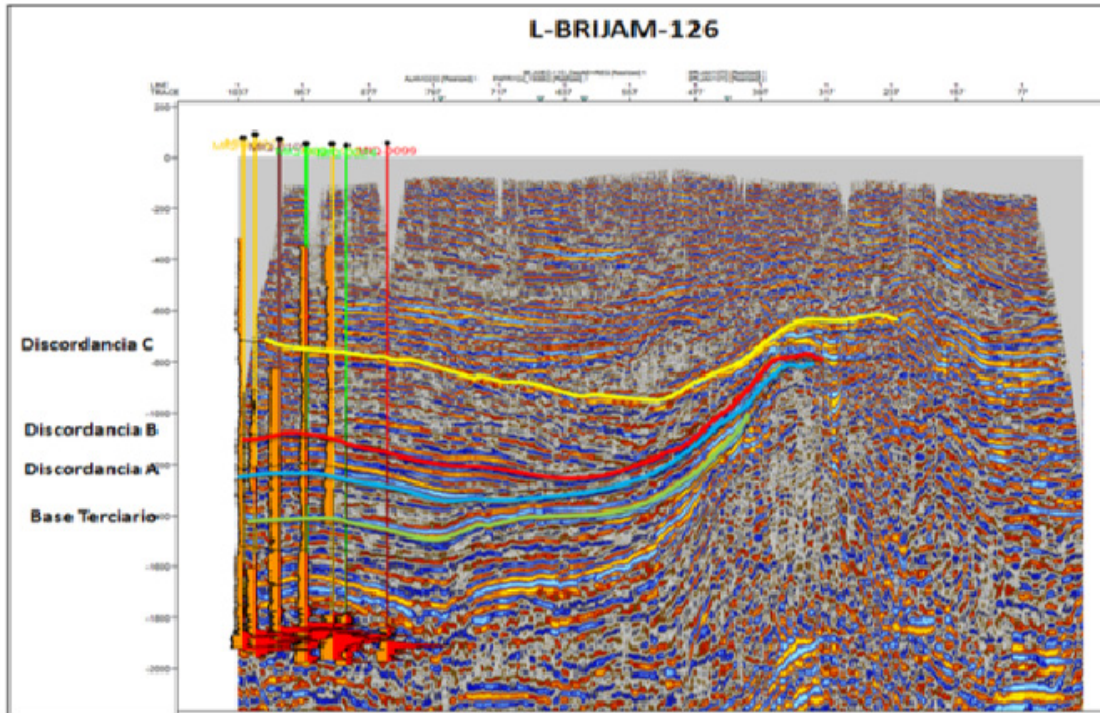


Figura 3.3 Sección sísmica del Campo Ingeniero (tomada de Arellano, 2017).

De acuerdo a PEMEX, 2014, en el Campo Rubio, donde se tienen cuerpos lenticulares de turbiditas y rellenos de canal con zonas de desborde y lóbulos separados algunas veces por fallas laterales, se tiene La Unidad Estratigráfica ubicada entre las discordancias A y B (Megasecuencia Media) la cual contiene la mayor abundancia de cuerpos arenosos lenticulares, los que se presentan con una distribución aleatoria (Figura 3.4); se caracterizan por contener facies sedimentarias canalizadas e inter-lobulares arenosas y areno-limosas que por su forma geométrica, distribución y composición textural, son los depósitos que ofrecen mejores atractivos como almacenadores de hidrocarburos; su depósito ocurrió en aguas profundas sobre una superficie más uniforme y su espesor promedio en el campo es de 202 m.

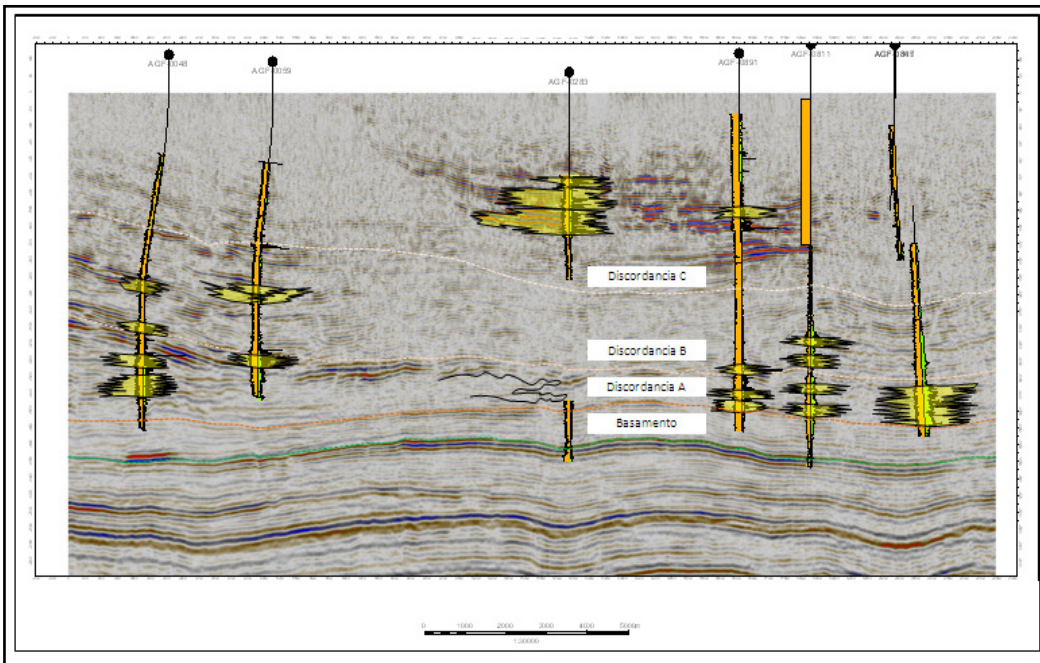


Figura 3.4 Sección sísmica que muestra la geometría y la distribución errática de cuerpos arenosos almacenadores de hidrocarburos del campo Rubio (Tomada de López-Beltrán, 2013)

La Cuenca de Chicontepepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades clásticas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino) relleno del paleo-elemento que se formó durante la orogenia laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan.

IV. SISTEMA PETROLERO

4.1 INTRODUCCIÓN

Los estudios geoquímicos realizados en el área han identificado que los hidrocarburos provienen de las calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la formación Pimienta y en menor grado, de las formaciones Santiago y Tamán. Todas ellas del Jurásico Superior. A continuación se describen las principales características de las rocas generadoras de los Campos Ingeniero y Rubio de la Provincia Tampico-Misantla.

4.2 ROCA GENERADORA:

De acuerdo a Mayol, 2005, la roca generadora en el campo de Ingeniero, está conformada por facies de rocas arcillo- calcáreas del Jurásico Superior.

De acuerdo a Nieto, O., 2013, la generación de hidrocarburos para el campo Ingeniero proviene de las facies arcillo-calcáreas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, cuyo espesor varía entre 200 y 700 m, se caracterizan por contener materia orgánica marina del tipo algáceo, en donde la ventana de generación de aceite fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno. En la Figura 4.1, se observan las principales Formaciones de la roca generadora de los Campos Ingeniero y Rubio.

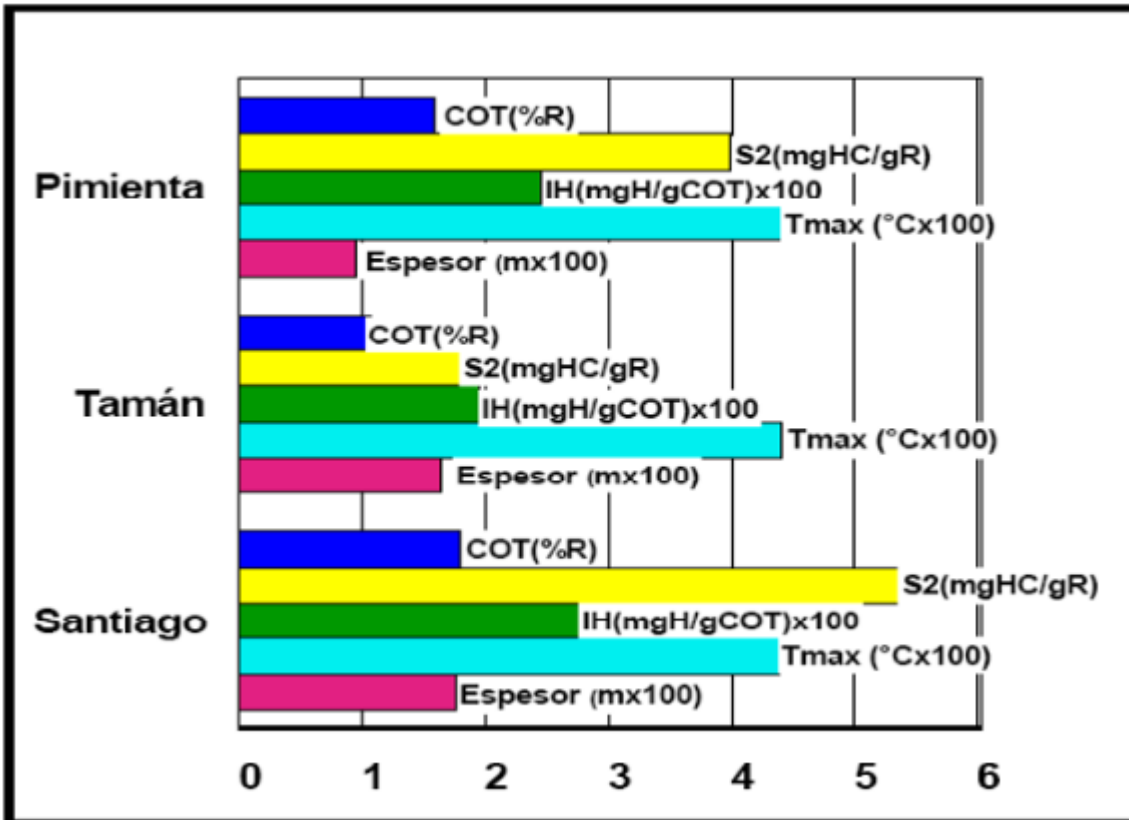


Figura 4.1 Se muestran las Formaciones de roca generadora del Campo Ingeniero (tomada de López-Beltrán, 2013).

Considerando que el Campo Ingeniero y Rubio sólo tienen en común la roca generadora, los demás componentes del sistema petrolero se describen por separado a continuación.

CAMPO INGENIERO

4.3 ROCAS ALMACENADORAS DEL CRETÁCICO.

De acuerdo a Guzmán-Arellano, 2012, las rocas almacenadoras en la Paleo Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) son la Formación el Abra y la Formación Tamabra. La primera es productora en sus facies arrecifales (Taninul), a la que se le reconocen espesores de hasta 2,000 m y corresponde a un crecimiento de series superpuestas de biostromas de rudistas en el borde de la plataforma. Las dos unidades almacenadoras, la Formación El Abra y la Formación Tamabra, tienen una distribución amplia dentro de la Provincia Tampico-Misantla, como se muestra en la figura 4.2



Figura 4.2 donde se observa la Localización de los Campos Ingeniero y Rubio, del Play Tamabra, en la Provincia Tampico-Misantla (Modificada de Guzmán-Arellano, 2012).

En la plataforma calcárea, las facies de laguna interna de la Formación El Abra, litológicamente corresponden con calizas mudstone y wackestone, mientras que las facies (Taninul), consisten en crecimientos orgánicos de bancos de corales, algas, rudistas, etc. Las brechas calcáreas de la Formación Tamabra se componen de fragmentos angulares de calizas arrecifales con fragmentos de conchas de pelecípodos, gasterópodos, braquiópodos, algas calcáreas y equinodermos. Por sus características litológicas tanto la Formación el Abra, como Tamabra se consideran como óptimas rocas almacenadoras por su excelente porosidad primaria y su buena permeabilidad.

De acuerdo con Nieto-Serrano, 2013, la Formación Tamabra se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica (Campo Ingeniero y en Misantla, Veracruz. Es un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es decir, son rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas); se constituye de rocas derivadas del borde de plataforma, por lo que, contiene clastos de calizas de ambiente arrecifal, moluscos, rudistas, corales, etc.

De acuerdo con Nava y Alegría, 2001, la unidad consiste de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide, en el Campo Ingeniero, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos, en las partes distales.

De acuerdo a Nava y Alegría, 2001, el espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica. En otras localidades se reportan que van de 300 a 1 500 m. Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición estratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*.

Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies proximales, medias y distales de abanicos submarinos que se formaron como turbiditas calcáreas. Las rocas carbonatadas, brechoides y bioclásticas son las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

4.3.1 ROCA SELLO:

Las rocas sello son los horizontes de calizas arcillosas y lutitas negras, laminares, con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas; incluyen horizontes de caliza arcillosa con abundantes fósiles, en estratos delgados y con nódulos y bandas de pedernal negro del Cretácico Superior Turoniano correspondientes con la Formación Agua Nueva, que tiene una distribución regional que constituye un excelente sello (PEMEX, 1999).

De acuerdo a Nava y Alegría, 2001, la unidad estratigráfica consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal con intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base, laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris

claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar, se considera muy buena roca sello por sus horizontes arcillosos y por las calizas mudstone y wackestone.

4.3.2 TRAMPAS

De acuerdo a Hernández-Figueroa, 2004, la trampa geológica donde hay un pliegue y un cambio de facies que predomina en el Campo Ingeniero es de tipo mixto y presenta combinación debido a algunas características estructurales y está controlada por variaciones de permeabilidad y porosidad, estas originadas por un cambio de facies litológico.

Existe también una separación de bloques por un sistema de fallas, como se observa en la imagen 4.3 la sección estructural y la sección sísmica del Campo Ingeniero.

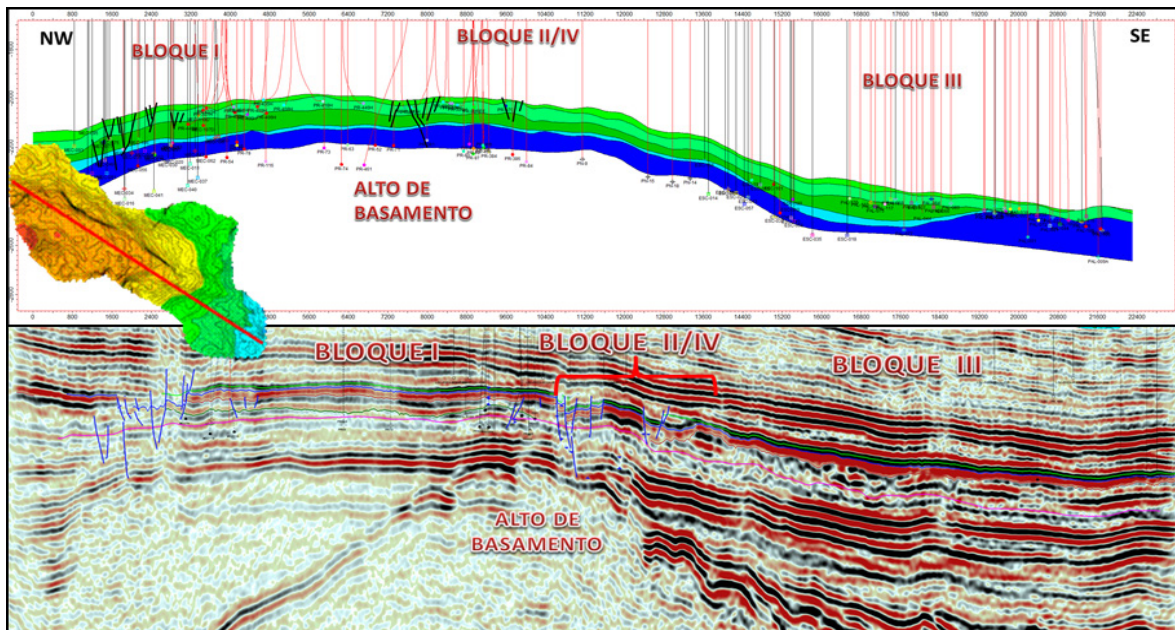


Figura 4.3 donde se muestra la sección sísmica del Campo Ingeniero (Tomada de PEMEX, 2014).

4.3.3 MIGRACIÓN

Para el Campo Ingeniero la migración en estos campos es de tipo vertical ascendente, diagonal y en algunas partes horizontal. La migración fue favorecida por las fallas y el fracturamiento que pudo ser causado cuando ocurrió el plegamiento y el basculamiento causados por los movimientos relacionados con la Orogenia Laramide, la cual ocasionó un basculamiento regional que inició en el Cenozoico Medio y terminó al inicio del Mioceno. La Plataforma fue sepultada profundamente con una inclinación mayor hacia el sureste, con una columna estratigráfica post-arrecife de espesores variables de 500 m en el norte y hasta 2500 m en el sur. La migración del aceite hacia la Formación Tamabra puede estar relacionada al basculamiento de la plataforma de Tuxpan por lo que pudo darse de sureste a noroeste durante el Oligoceno y el Mioceno. Es posible que los cambios de profundidad propiciaran la percolación de aguas meteóricas, causando

intensa karstificación que originó notable porosidad secundaria formativa de abundantes vóculos en las brechas calcáreas, lo que favoreció la migración horizontal; adicionalmente, se produjo fracturamiento que, junto con la presión litostática de los sedimentos del Cenozoico, propiciaron las vías de migración secundaria (Nava y Alegría, 2001).

De acuerdo a Nava y Alegría, 2001, en el Oligoceno-Mioceno se suspendió la generación de hidrocarburos y en ese tiempo existe una remigración de los hidrocarburos a través de fallas y fracturas. Los procesos postorogénicos también afectaron las acumulaciones de hidrocarburos debido al rompimiento y a la erosión de la roca sello ya que se formaron fallas lo cual creó una remigración y así, la dispersión de hidrocarburos.

4.3.4 SINCRONÍA

La sincronía en el campo de Ingeniero, ocurrió de forma adecuada, ya que, donde la generación de hidrocarburos procede de secuencias del Jurásico Tardío, dando de esta manera el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse en las secuencias del Cenozoico (López-Aguirre, 2008). En la Figura 4.4 se muestra un diagrama de sincronía donde ocurrió a partir del Cretácico Inferior hasta el Cenozoico para la roca sello.

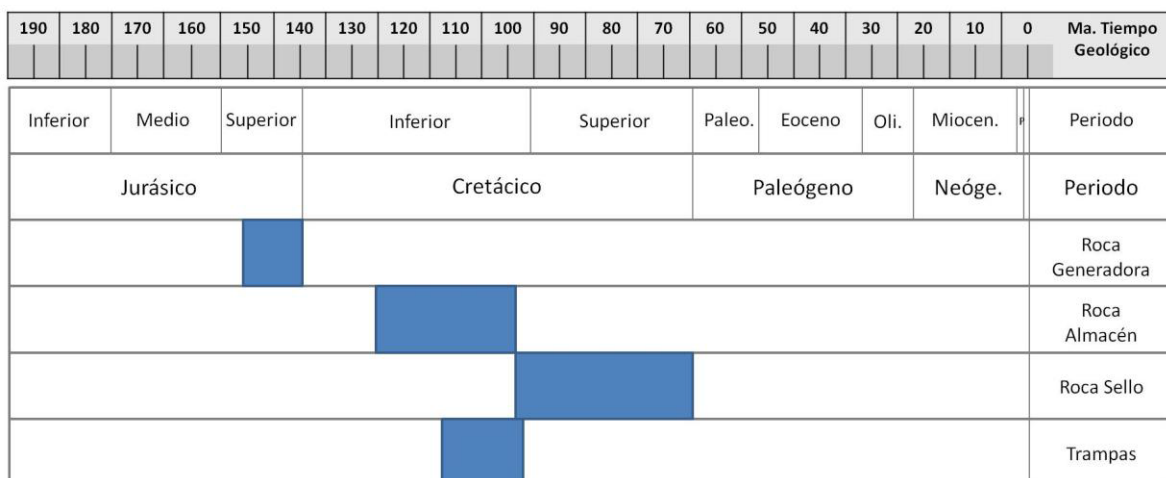


Figura 4.4 Para el Campo Ingeniero se da la sincronía en el Cretácico inferior hasta el Cenozoico (Tomada de Guzmán-Arellano, 2012).

4.3.5 DESARROLLO DEL CAMPO INGENIERO.

La historia de producción del campo Ingeniero se divide en 5 etapas:

1. 1932 – 1950: Explotación primaria: Producción por expansión roca – fluido y gas disuelto.
2. 1951 – 1961: Implementación de inyección agua y gas: La inyección de agua fue dispersa y la inyección de gas fue en el casquete entre 1951 y 1960. Se obtuvo el pico de producción de 144,036 bpd en marzo 1952.
3. 1962 – 1974: Inicio de la inyección frontal: Primer repunte de la producción debido a la inyección en 1966 alcanzando en 1968, 65,000 bpd. Inició del repunte de la presión hasta alcanzar mantenimiento.
4. 1975 – 1980: Desarrollo intermedio: perforación de pozos intermedios. Se mantiene una producción hasta 1977, de 58,000 bpd.
5. 1981 – presente: Disminución de la inyección de agua: Aumenta considerablemente la producción de agua y se tiene un nuevo pico de producción en 1983.

CAMPO RUBIO

4.4ROCA GENERADORA

De acuerdo a López-Beltrán, 2013; para este sistema, las rocas generadoras son las mismas que en toda la provincia de Tampico-Misantla, es decir, tiene la misma roca generadora que el Campo Ingeniero. Se considera adicionalmente a la Megasecuencia Inferior de las turbiditas de Chicontepec y a la Formación Agua Nueva, como unidades almacenadoras adicionales. La primera tiene horizontes de lutitas con abundante materia orgánica con kerógeno tipo III y la Formación Agua Nueva está constituida por caliza mudstone en alternancia con caliza wackestone, calizas arcillosas y lutitas con abundante materia orgánica, con kerógeno tipo II y III.

4.4.1ROCA ALMACENADORA

De acuerdo a López, 2008, las rocas almacenadoras son areniscas lenticulares que ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca. Son principalmente litoarenitas del Eoceno Inferior de la Megasecuencia Media con turbiditas de Chicontepec, originadas por sistemas de depósitos lúdicos de abanicos submarinos; por lo que se tienen rellenos de canal, lóbulos y zonas de desborde como los principales horizontes almacenadores pertenecientes al Paleoceno Superior y Eoceno Inferior.

Según López, 2008, las Megasecuencias de las Turbiditas de Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad, relacionadas con el ambiente de depósito y la distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados, los que tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor

potencial almacenador son de la Megasecuencia media, los que tienen geometrías de barras de desembocadura, canales distributarios y lóbulos con espesores de entre 12 y 18 m; las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos.

De acuerdo a López-Beltrán, 2013, la principal roca almacenadora en el Campo Rubio es la Megasecuencia Media de Chicontepec, debido a que presenta las mejores condiciones petrofísicas para el almacenamiento de hidrocarburos ya que, contiene cuerpos lenticulares de areniscas con gran abundancia y mayor continuidad. Tiene porosidad del 10%, la permeabilidad es de 5 md; dependiendo del cuerpo varía de menos de 1 md hasta 9 md, los espesores son de 30 m aproximadamente (PEMEX, 2014).

4.4.2ROCA SELLO:

En el Campo Rubio, la roca sello está constituida por lutitas de la Megasecuencia Media y Superior de Chicontepec que corresponden a sus facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas que se presentan interestratificadas con areniscas de grano fino. Otra secuencia sello corresponde a las rocas arcillosas de la Formación Guayabal; que incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, e intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su espesor varía de 60 a 1 200 m, incrementándose de norte a sur (Nava y Alegría, 2001).

4.4.3 TRAMPAS

De acuerdo con López-Beltrán, 2013, las trampas que se encuentran en el Campo Rubio están formadas por una cantidad de cuerpos arenosos lenticulares que constituyen numerosas trampas por variación de la permeabilidad de dimensiones reducidas, donde la distribución está en función del sistema de depósito, por lo que es variable de un lado a otro dentro de la cuenca, tanto vertical como lateralmente.

Según López-Beltrán, 2013, prevalecen las trampas de tipo estratigráfico complejas, donde la geometría fue influenciada por la ocurrencia del paleorelieve de grandes paleoestructuras en el subsuelo, otras fueron controladas por el depósito debido a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión en la zona. En la figura 4.5, se muestra la geometría y la distribución errática de cuerpos arenosos almacenadores de hidrocarburos del campo Rubio.

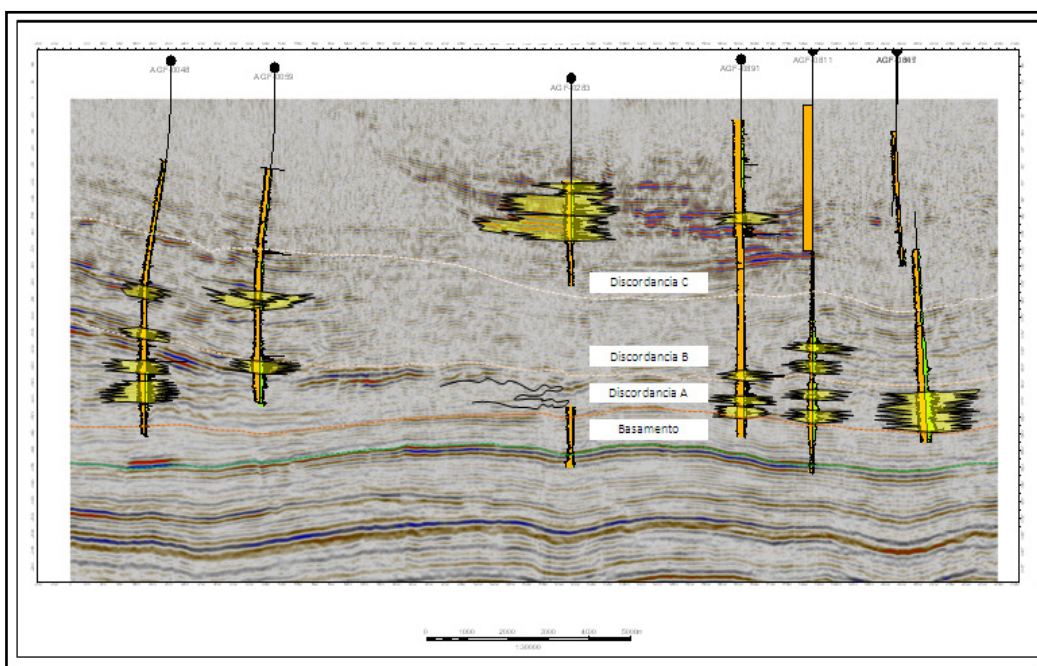


Figura 4.5 Sección sísmica de los cuerpos arenosos almacenadores de hidrocarburos del campo Rubio (Tomada de López-Beltrán, 2013).

En las Figuras 4.6a y 4.6b se muestra una sección sísmica con RMS donde se observa la distribución de la Megasecuencia Media del campo Rubio, que resulta ser la más atractiva como roca almacenadora.

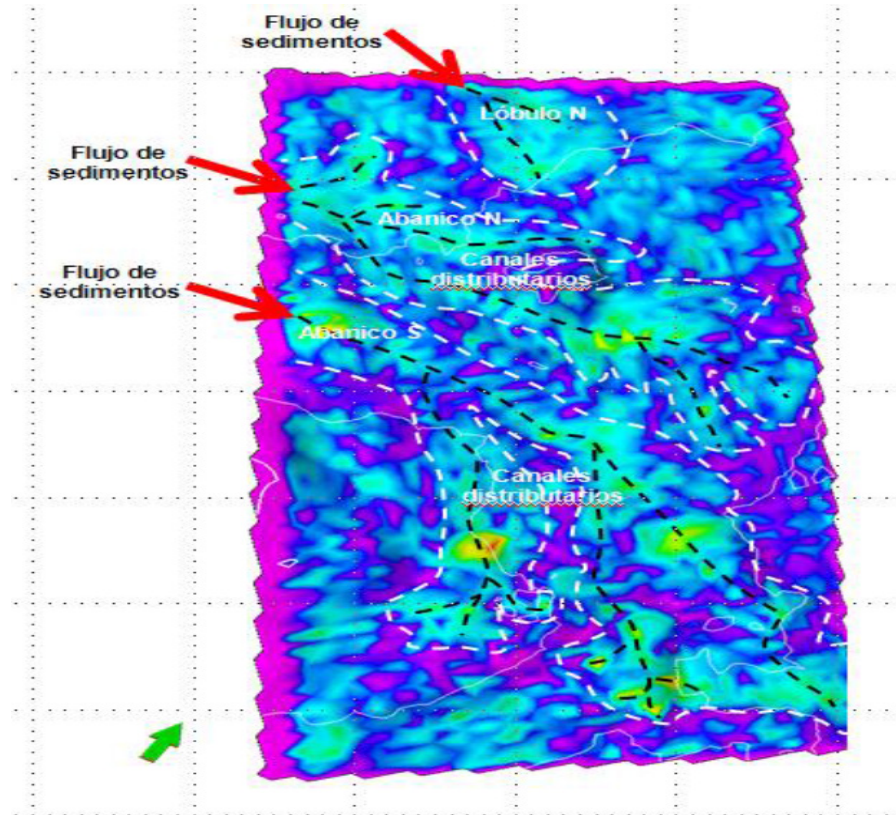


Figura 4.6a que muestra una sección sísmica con RMS del horizonte más atractivo de roca almacenadora del campo Rubio (Tomada de López-Beltrán, 2013).

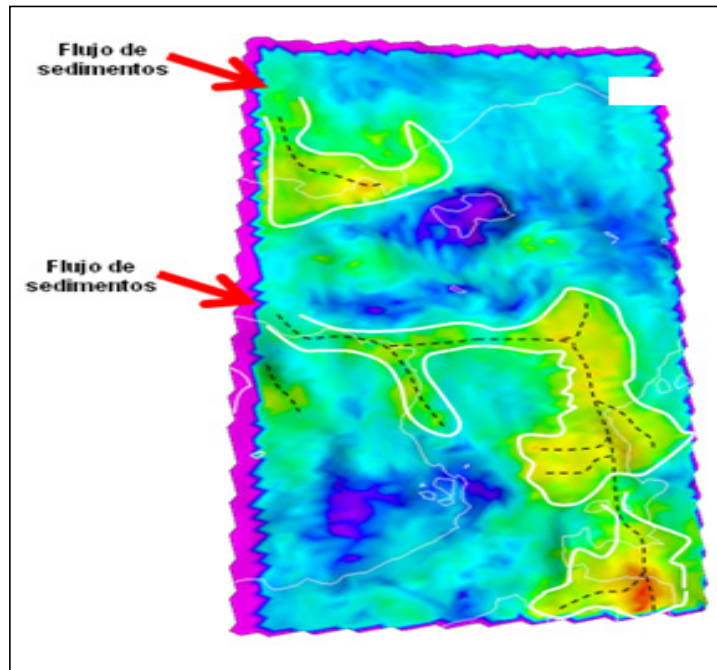


Figura 4.6b que muestra una sección sísmica con RMS del horizonte más atractivo de roca almacenadora del campo Rubio (Tomada de López-Beltrán, 2013).

De acuerdo a López-Beltrán, 2013, en la cuenca de Chicontepec existe la presencia de un sistema de fallas laterales que afectaron a la columna estratigráfica en el Mesozoico y Cenozoico; estas fallas desplazan horizontalmente a las unidades del Grupo Chicontepec, poniendo en contacto estructural a algunos cuerpos lenticulares de areniscas con cuerpos de lutitas, asignando en estos casos trampas mixtas.

4.4.4MIGRACIÓN

Para el Campo Rubio, la migración se dio principalmente a través de las fallas laterales y fracturas asociadas en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas de mayor porosidad como son los estratos arenosos de la Formación Chicontepec o de la Formación Aragón del

Eoceno Inferior. En la figura 4.7, se muestran las rutas de migración de forma vertical ascendente en el Campo Rubio.

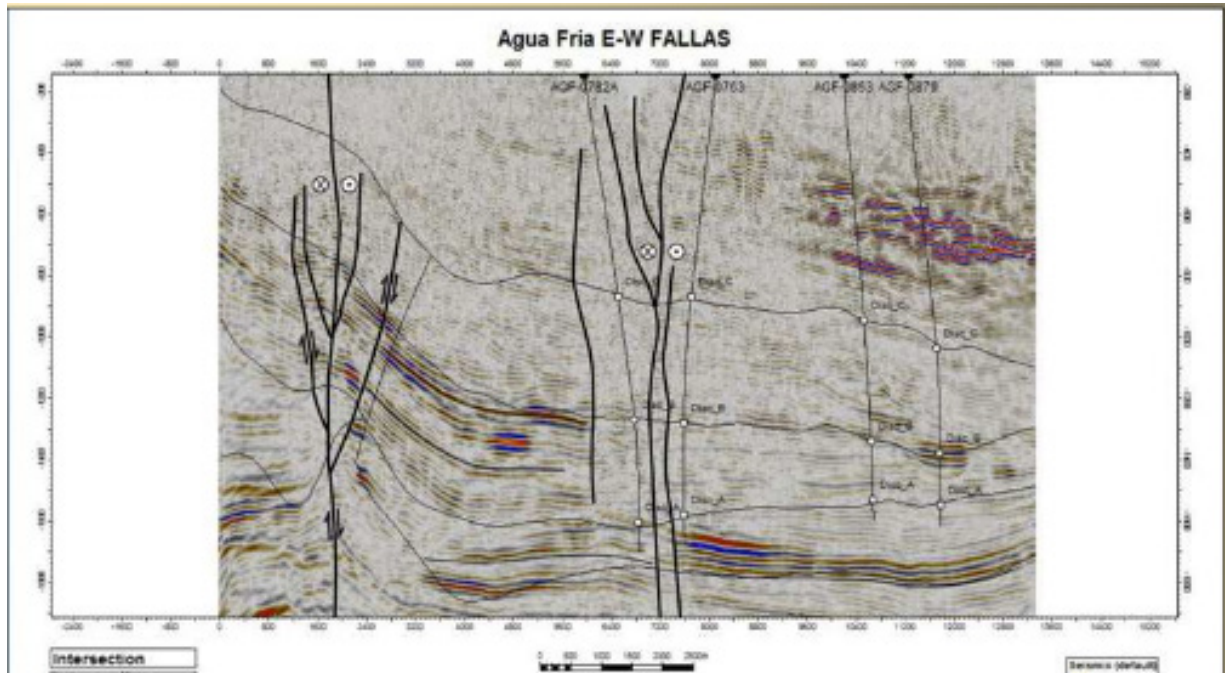


Figura 4.7 sección sísmica con rutas de migración ascendente en el Campo Rubio (Tomada de Arellano, 2017).

Los horizontes arcillosos de la Formación Chicontepec Inferior y Medio, con gran contenido de materia orgánica, con kerógeno tipo III, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica, por lo que en las zonas de mayor sepultamiento se interpreta que entraron en la ventana de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática (Nava y Alegría, 2001).

4.4.5 SINCROÑÍA

Considerando la existencia de todos los elementos del sistema petrolero se considera que si ocurrió la sincronía en el campo Rubio, donde la generación de hidrocarburos procede de secuencias del Jurásico Tardío, dando de esta manera

el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse en las secuencias del Paleógeno (López-Aguirre, 2008). Los componentes de la sincronía se indican en la figura 4.10, que se muestra a continuación.

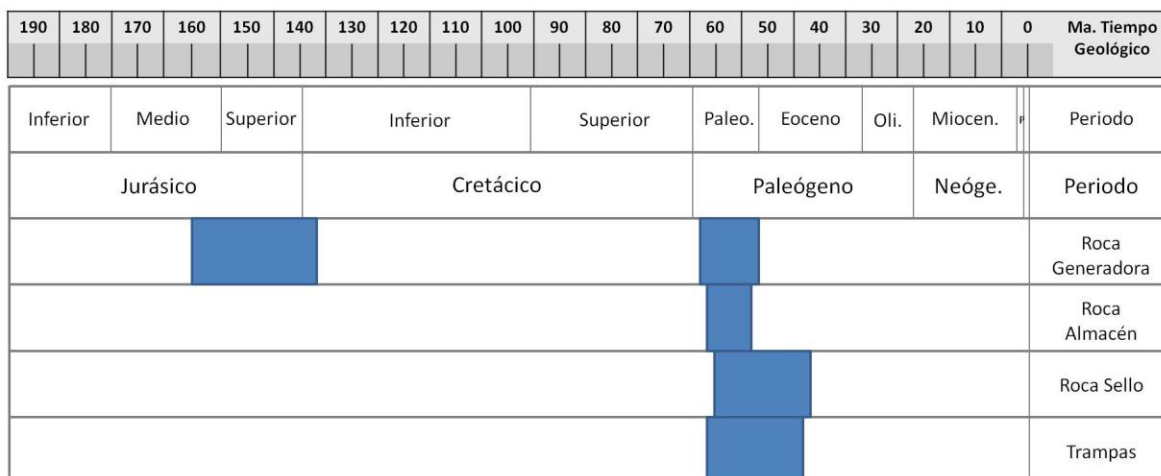


Figura 4.8 Para el Campo Rubio se da la Sincronía en el Cenozoico. (Tomada de Guzmán-Arellano, 2012)

4.4.6 DESARROLLO DEL CAMPO RUBIO.

De acuerdo al grupo de especialistas, la historia de producción del campo Rubio se dividió en 6 etapas:

1. 1952 – 1978: Se confirma el potencial con los pozos Antares 1 y Esfena 1
2. 1987 – 1988: Se terminaron los pozos exploratorios Rubio-801 y Rubio-802, con gastos iniciales de 50 y 10 bpd, respectivamente, que confirmaron la continuidad y extensión de los yacimientos, al mismo tiempo dieron origen al desarrollo del campo así mismo se terminaron otros 3 pozos: Rubio-802D, Rubio-805 y Rubio-807. De tal forma, para el año 1988, se tenían 10 pozos operando en el área.

3. 1999-2000: Inicia la prueba piloto de inyección de agua en el pozo Rubio 847 vertical, sus observadores-productores fueron Rubio 827, 829, 849 y 867 desviados y ubicados en la misma macropera 847
4. 2008- a la fecha: Inyección de agua en los pozos Rubio 801H1 horizontal, 841, 846 verticales y 822, 864 desviados.
5. 2003 – 2009: Se perforaron y terminaron 257 pozos, bajo el esquema de macroperas, y desarrollando parte del área Oeste y Sur del campo. En este periodo, se alcanzó una producción máxima de 9, 562 bpd.
6. 2010 –2013: Se lleva acabo la implementación del Laboratorio de campo de Rubio y la consumación del Proyecto ATG en Activo de Producción, desarrollando intensivamente el resto del campo, terminando 167 pozos, incluyendo 2 pozos horizontales, alcanzando una producción de 44 millones de barriles (mmbbls).

V. RECUPERACIÓN MEJORADA.

ANTECEDENTES:

De acuerdo a PEMEX, 2012, en el contexto internacional, la recuperación mejorada se aplica con sustento técnico desde los años 60 del siglo pasado, habiendo adquirido un mayor impulso cuando a principios de este siglo ocurrió el alza en los precios del petróleo.

La implementación de procesos de Recuperación Mejorada es estratégica para cualquier empresa operadora como PEMEX, ya que podrían lograrse incrementos potenciales del factor de recuperación del 3 al 8%, por lo que para el caso de México, se podría lograr un incremento del volumen de reservas que se estima del orden de 16 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce) en los próximos 25 años (PEMEX, 2012).

Existen retos en el contexto nacional e internacional en la aplicación de procesos de recuperación mejorada a yacimientos naturalmente fracturados, considerando que aproximadamente el 90% de aceite de México proviene de este tipo de yacimientos (PEMEX, 2012).

Debido al tipo de roca y al fracturamiento que se tiene en el Campo Poza Rica, en el Estado de Veracruz, se buscó realizar una prueba piloto donde se Inyectaron productos químicos al yacimiento como álcalis, surfactantes y polímeros con la finalidad de alterar las propiedades del sistema roca fluido y mejorar el flujo del

aceite hacia los pozos productores. A continuación, en la figura 5.1, se muestra una cronología de los estudios e implementación de Recuperación Mejorada en yacimientos de México (PEMEX,2012).

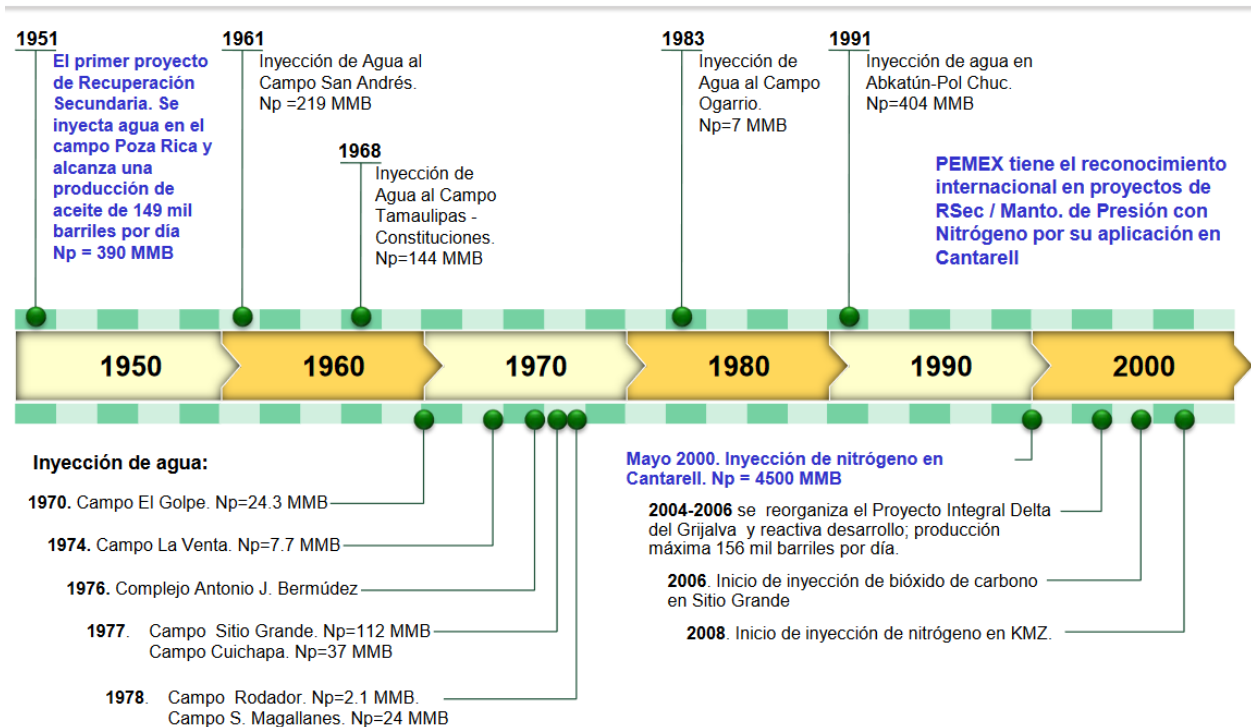


Figura 5.1 Cronología de la Recuperación Secundaria en México (tomada de PEMEX, 2012).

Para realizar una correcta evaluación del tipo de recuperación más adecuada para un yacimiento en particular, se deben tomar en cuenta todas las características, tanto del yacimiento como del hidrocarburo a extraer, dentro de los que destacan las siguientes:

- El relieve estructural.
- El espesor total.

- El fallamiento y existencia de bloques e intercomunicación.
- La composición mineralógica de la roca: tipos y distribución.
- La distribución de la porosidad primaria y secundaria.
- La permeabilidad de fracturas y matriz.
- La posición del contacto original agua-aceite y su evolución a lo largo de la explotación.
- La naturaleza de los fluidos del yacimiento.
- La interacción roca-fluido, preferencia de la roca con un determinado fluido para determinar tipo de mojabilidad.
- La ubicación del aceite remanente y su accesibilidad.
- Comunicación hidráulica de los campos adyacentes.
- Las características petrofísicas de las rocas almacenadoras.
- El modelo geológico del yacimiento.
- La característica estática y dinámica del yacimiento.

5.1 CAMPO INGENIERO

El campo Ingeniero se ubica en los municipios de Poza Rica, Coatzintla, Tihuatlán y Papantla en el estado de Veracruz, dentro de la provincia geológica de Tampico-Misantla. Está conformado por siete sub-campos que son: Poza Rica, Manuel Ávila Camacho, Mecatepec, Petronac, Escolin, Talaxca y Presidente Alemán. Está dividido en cuatro bloques por fallas estructurales y en cuatro unidades de flujo verticales separadas por lutitas. El campo es productor de aceite ligero de 32 °API, principalmente en calizas fracturadas; de la Formación Tamabra del Albiano-

Cenomaniano, aunque también se tienen horizontes productores de aceite en areniscas del Paleoceno-Eoceno. Las secuencias carbonatadas del Albiano-Cenomaniano tienen un espesor neto de 146 m, una porosidad entre 9 y 19 % y permeabilidad entre 2 y 25 md. Cuenta con una extensión superficial de 97.8 km². Inició su explotación en 1932, obteniéndose la mayor producción en 1952 con 144,036 bpd (PEMEX, 2014).

5.1.1 Descripción de las características geológicas.

De acuerdo a PEMEX, 2014, el campo Ingenieros se encuentra en un alto basamento, formando un anticlinal doblemente buzante, con flancos de echados suaves (menores a 20°), cuyo eje presenta una orientación NW 60° SE. El campo se encuentra limitado al este-noreste por dos fallas normales, al norte por un sistema de fallas normales de rumbo SW-NE, con echados en dirección SE. En su parte central se encuentra afectado por un sistema complejo de fallas laterales que originaron abundantes fracturas verticales con dirección NE-SW (Figura 5.2). Las fallas dividen al campo en cuatro grandes bloques distribuidos de la manera siguiente: El Bloque I ocupa la parte norte del campo, el Bloque II se encuentran en el centro oriente, el Bloque IV se ubica en el sector central del campo y el Bloque III se encuentra en el sur del campo. Sin embargo, es importante señalar que también se tienen otros bloques de menores dimensiones, también con interés económico, que representan compartimientos de interés económico, ya que al explotarlos tendrían producción con rendimiento económico favorable. En la Figura 5.3 se muestra una sección sísmica del Campo Ingeniero, donde se

observan las brechas almacenadoras de mayor interés de la Formación Tamabra, donde a continuación se describen.

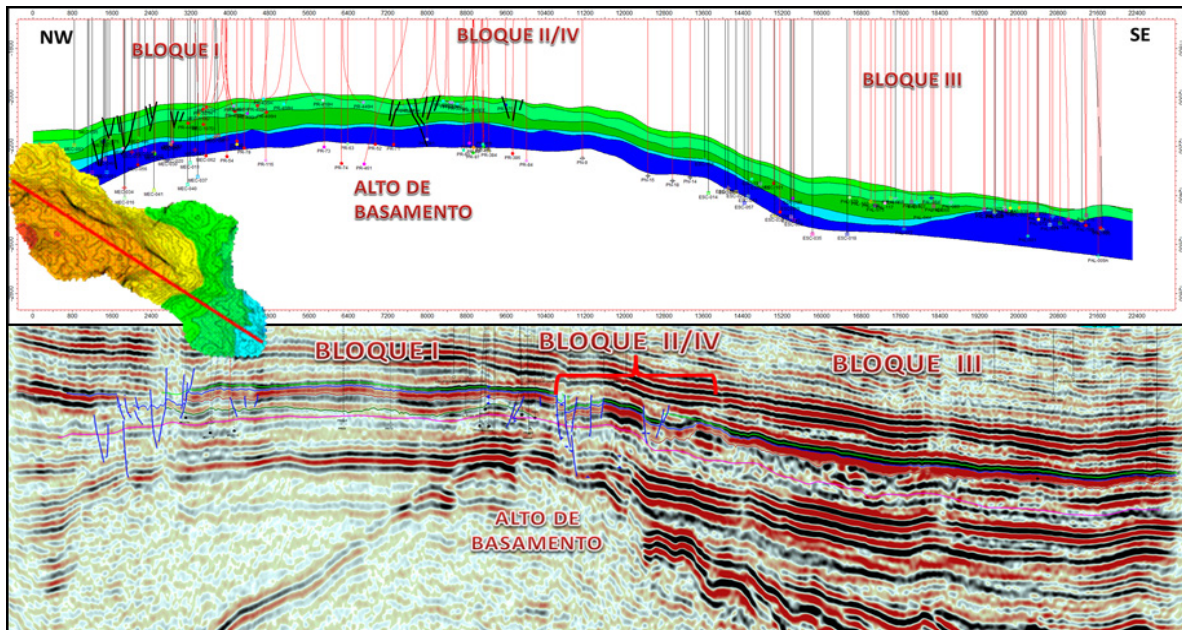


Figura 5.2 sección sísmica del Campo Ingeniero con sus bloques almacenadores (tomada de PEMEX, 2014).

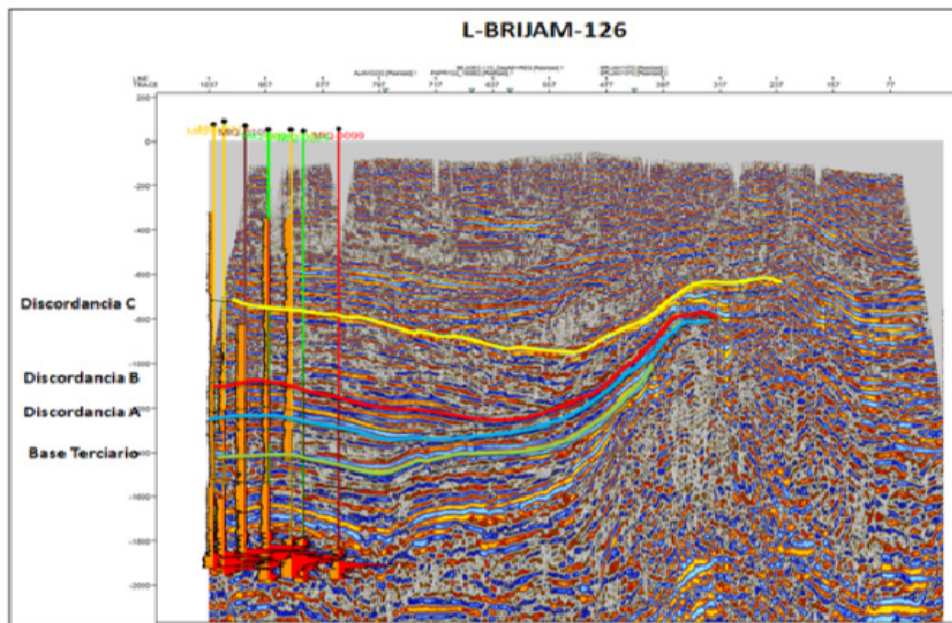


Figura 5.3 Margen occidental de la cuenca de la Plataforma de Tuxpan, donde se muestra la ubicación de las brechas calcáreas de la Formación Tamabra (Tomada de Arellano, 2017).

De acuerdo a Guzmán-Arellano, 2012, las rocas almacenadoras asociadas a la Paleo Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) son la Formación el Abra y la Formación Tamabra. La primera es productora en sus facies arrecifales (Taninul), a la que se le reconocen espesores de hasta 2,000 m y corresponde a un crecimiento de series superpuestas de biostromas de rudistas en el borde de la plataforma. Las dos unidades almacenadoras, la Formación El Abra y la Formación Tamabra, tienen una distribución amplia dentro de la Provincia Tampico-Misantla.

De acuerdo al Servicio Geológico Mexicano, 2017, la Formación Tamabra está compuesta por brechas con fragmentos de calizas grainstone, calizas wackestone con fragmentos de bioclastos, caliza wackestone de rudistas, caliza wackestone con microfósiles pelágicos y clastos de caliza grainstone. Es una secuencia calcárea, constituida por horizontes de brecha de intraclastos contenidos en una matriz calcáreo-arcillosa, que se presentan esporádicamente en forma de lentes, y por capas delgadas de calizas laminadas de color gris oscuro intercaladas con lutitas calcáreas. Las facies distales se componen de microbrechas calcáreas con nódulos de pedernal y brechas con fragmentos de fauna arrecifal contenidas en una matriz calcáreo-arcillosa, donde también, en la parte superior de la Formación Tamabra se tienen bancos delgados de brechas calcáreas con matriz margosa-lutítica (SGM, 2017).

De acuerdo al Servicio Geológico Mexicano, 2017, en la Formación Tamabra se tienen espesores máximos de 1000 m, los que disminuyen hacia el sur, donde son de aproximadamente de 100 m en las facies distales.

De acuerdo al Servicio Geológico Mexicano, 2017, en la Formación Tamabra se presenta el mismo tipo de rudistas que en la Formación el Abra, sólo que retrabajados, donde también hay presencia de clastos con foraminíferos planctónicos y amonitas.

En el campo Ingeniero se ha identificado siete tipos de roca con características distintivas, de los que cinco se distinguen como roca almacén y dos como roca sello. Las propiedades del yacimiento Tamabra son de 9 – 19 % de porosidad, 2 – 25 md de permeabilidad, saturación de agua de 15 – 18 %. Tiene un espesor neto promedio de 146 m.

5.1.2 Aspectos relevantes para la Recuperación Mejorada del Campo Ingeniero.

Al campo Ingeniero se le implementó un proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua, el cual inició en 1951 con una prueba piloto en la parte inferior del campo y con 28 pozos dispersos. Además, se inyectó gas en el casquete, de 1951 a 1962. En 1962 se rediseña la inyección de agua a tipo frontal y se perforan pozos intermedios, logrando mejor los resultados ya que aumentó la producción. Se ha inyectado hasta 2014 aproximadamente 3,001 mmbls de agua. El factor de recuperación es de 18 % (865 mmbls) a 1990 en su límite económico sin inyectar fluidos y con la inyección hubo un incremento del 11.5 % (556 mmbls) para dar en condiciones actuales un factor del orden del 29.5 % (1421mmbls).

Con respecto de la ubicación y el mecanismo responsable de movilizar aceite remanente y mejorar los resultados mediante procesos de recuperación mejorada, se encontró que las opciones más viables son la inyección de gases inmiscibles y miscibles, así como la inyección de químicos.

a) Inyección de Surfactantes.

De acuerdo a PEMEX, 2014, dentro del análisis de factibilidad para incrementar la producción de aceite, se tiene documentada la inyección de surfactantes como proceso de recuperación mejorada, lo que se determinó en los estudios de laboratorio realizados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP); los cuales indican que el aceite entrampado en la roca puede ser movilizado mediante imbibición espontánea. En este sentido la formulación del surfactante empleado es esencial, pues existen factores críticos para cada yacimiento, como la naturaleza de la roca, la viscosidad, densidad del aceite, y la salinidad del agua de formación (PEMEX Exploración y Producción, 2014). Con la finalidad de garantizar la implementación exitosa de este tipo de métodos, es necesario llevar a cabo mayor número de estudios y pruebas que incluyan la implementación de pruebas piloto.

De acuerdo a Morales, 2011, los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interface líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración crítica micelar, la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión.

De acuerdo a la carga que poseen los surfactantes, estos se clasifican en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. Para la recuperación mejorada del petróleo los surfactantes que se emplean son los aniónicos dentro de los que destacan los sulfonatos, los cuales en base a su fórmula de agente tensioactivo permite optimizar el proceso de recuperación adicional de aceite (Morales, 2011).

La inyección de surfactantes como se ha mencionado anteriormente, tiene el propósito de reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Generalmente, esta técnica se aplica luego de procesos de recuperación por inyección de agua. Sin embargo, se puede obtener recuperaciones de aceite adicionales en yacimientos donde ya hubo inyección de vapor. El fundamento de la tecnología de esta metodología se basa en la aplicación de un tapón de tensioactivos, los cuales tiende a disminuir la tensión interfacial agua-crudo que oscila entre 20-30 cm^2 . Esto se logra, gracias a la creación de una microemulsión donde se busca establecer miscibilidad entre ambos fluidos dentro del medio acuoso, generando un banco de petróleo, es decir, una fase continua del crudo atrapado en los intersticios de la roca. Después se inyecta una píldora de polímeros, la cual incrementa la viscosidad del agua e impide que su movilidad sea mayor a la del crudo. Esto ocasiona un aumento de la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad, así como mayor empuje al banco de petróleo, lo que se traduce en un incremento en la eficiencia de barrido dentro del yacimiento. Por otra parte, el sistema de coalescencia producido por la aplicación de surfactantes reduce la saturación

de petróleo residual, incrementando la recuperación del hidrocarburo (Morales, 2011).

También se puede mencionar que en muchas de las operaciones de este tipo de tecnología se aplica un preflush o salmuera, antes de inyectar los tensioactivos, con el propósito de equilibrar las concentraciones salinas de ambos fluidos y aumentar la absorción del surfactante dentro del horizonte donde se encuentra el petróleo (Morales, 2011).

Para el empleo de este tipo de tecnología es necesario tener en cuenta una serie de parámetros que garanticen el rendimiento del proceso, puesto que, en el caso de una inadecuada inyección de surfactantes podría ocasionar grandes pérdidas económicas. En este sentido, el yacimiento debe presentar una profundidad menor a 2700 m, esto debido a los cambios de presión y temperatura que afectan la absorción del tensioactivo. Tanto el espesor, la porosidad y la transmisibilidad del yacimiento se consideran parámetros no críticos (Morales, 2011).

De acuerdo a Morales, 2011, la heterogeneidad del yacimiento hace que el rango de permeabilidad sea mayor a 10 md, asimismo, la saturación residual de petróleo debe ser mayor al 35%, con el objeto de aumentar la eficiencia de recuperación de aceite a partir de la implementación de este mecanismo. El tipo de formación donde preferiblemente se inyecta este proceso en areniscas, puesto que un alto contenido de arcillas reduce la eficiencia de barrido, se

debe de considerar que en el Campo Ingeniero se tienen brechas calcáreas que tienen comportamiento de rocas clásticas.

De acuerdo a Morales, 2011, la temperatura es un factor primordial al momento de emplear esta recuperación mejorada, ya que los surfactantes son moléculas químicas que tienden a degradarse y perder su capacidad de absorción con el aumento de la temperatura. La salinidad del medio acuoso para que se logre la compatibilidad del fluido inyectado en el reservorio debe ser menor a 50000 ppm.

Aunado a lo anterior, cuando se enmarcar las características que deben poseer los fluidos en el yacimiento para la aplicación de la metodología de recuperación mejorada por medio de la aplicación de tensioactivos, se tiene que la gravedad del crudo debe ser mayor a 20° API, la viscosidad del crudo menor a 35 cp, puesto que hidrocarburos con cadenas de compuestos más ligeras tiende a disminuir con mayor facilidad su tensión interfacial (Morales, 2011).

b) Inyección de aire- Combustión in-situ.

De acuerdo a Murillo, 2010, cuando se inyecta aire en un yacimiento de aceite, se producen dos fenómenos simultáneos: el desplazamiento de petróleo y la oxidación del aceite. De acuerdo a la eficiencia del desplazamiento y la intensidad de la oxidación, existen los siguientes cuatro tipos principales de procesos se pueden producir:

1. Inyección de aire inmiscible (IAF) con oxidación intensiva.

2. Inyección de aire inmiscible (IAF) sin oxidación intensiva.
3. Inyección de aire miscible (MAF) con oxidación intensiva.
4. Inyección de aire miscible (MAF) sin oxidación intensiva.

Los dos últimos procesos se conocen comúnmente como la inyección de aire de alta presión.

De acuerdo a la intensidad de la oxidación, ya sea de la oxidación a baja temperatura (LTO) o la oxidación a alta temperatura (HTO), las reacciones pueden dominar el desarrollo del proceso. En realidad, cuando HTO tiene lugar en la inyección de aire inmiscible, se obtiene el clásico proceso de combustión in situ, mientras que si se lleva a cabo LTO el proceso se llama LTO-IAF (LTO combinado con la inyección de aire inmiscible). En realidad, el LTO-IAF a veces se ha logrado sin querer, obtenido al aplicar ISC, bien cuando la operación de encendido no alcanzaba éxito, o la operación de encendido se realizaba correctamente, pero el frente de ISC no se lograba mantener, debido a las características del yacimiento. Por consiguiente, este proceso ha sido aplicado sólo para aceites relativamente viscosos (Murillo, 2010).

De acuerdo a Murillo, 2010, la inyección horizontal de gas inmiscible puede aumentar la recuperación de petróleo en última instancia hasta un 5% -6%.

Para que un proyecto de inyección de aire sea exitoso, debe de cumplir las siguientes condiciones:

- a) La utilización de oxígeno en la inyección de aire debe ser prácticamente del 100%

- b) La ignición espontánea debe lograrse fácilmente.

Con el fin de cumplir la primera condición, adicionalmente, las siguientes dos condiciones deben ser satisfechas:

- a) La zona de aceite debe ser lo más homogénea posible.
- b) Se debe contar con el combustible suficiente para mantener la combustión, o una temperatura muy alta del yacimiento que lleva a una utilización del 100%.

De acuerdo a Murillo, 2010, la Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO-MAF) puede ser aplicado en yacimientos profundos y homogéneos con temperaturas mayores a 80 °C (176°F). Otra condición es que exista el contenido de coque suficiente o que la matriz de la roca contenga suficiente material orgánico para sostener la gran ola de temperatura.

De acuerdo a Murillo, 2010, en comparación con otros gases, el aire representa una mejor opción para la inyección, ya que también reacciona con el aceite para formar gases de combustión in situ (85 % N₂ y 15% CO₂). La compresión utilizando aire es generalmente más barata que la inyección de nitrógeno o también, debido a la transferencia de masa entre el aceite, gas y aire a condiciones de yacimiento, los componentes ligeros de los hidrocarburos son eliminados del aceite. Estos componentes aparecen como NGL en el flujo de gas que se produce. En general, los yacimientos más profundos y más calientes son mejores candidatos. Se debe de tomar en cuenta que una presión más alta

aumenta la capacidad de mezclado y temperaturas más altas mejoran la utilización de oxígeno.

5.1.3 Análisis de la Propuesta.

Con base en los análisis realizados el grupo de especialistas recomienda las siguientes tecnologías en el Campo Ingeniero, a través de los siguientes métodos::

- c) Inyección de Químicos, ASP, Con esta tecnología se pretende disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite para recuperar el aceite remanente en las zonas ya barridas, ya que existe la viabilidad técnica para la inyección de químicos, que podrían incrementar el factor de recuperación. Cabe resaltar que la infraestructura disponible para la inyección de agua en el campo Poza Rica facilita en gran medida la implementación de la metodología y favorecería que este proceso se realice a escala de campo

El proceso de recuperación mejorada por inyección de productos químicos combinados (ASP), busca disminuir las fuerzas capilares mediante la disminución de la tensión interfacial agua-aceite, y el mejoramiento de los perfiles de inyección mediante la modificación de la viscosidad del agua de inyección, logrando con esto relaciones de movilidad favorables (Sánchez-Medina, 2010).

Para la modificación de la tensión interfacial agua-aceite, es común el uso de surfactantes y álcali; para modificar la viscosidad del agua de inyección los

polímeros son los productos químicos utilizados. Por separado estos productos químicos pueden mejorar las recuperaciones de hidrocarburos, sin embargo, el uso combinado de estos genera una sinergia que mejora por mucho los resultados individuales (Sánchez-Medina, 2010).

El término polímero se deriva de las palabras griegas “polys” que significa muchos y “meros” que significa partes o unidades; así, un polímero es un producto químico constituido por macromoléculas en forma de cadenas formadas por moléculas simples, llamadas monómeros. Para que un compuesto químico funcione como monómero deberá tener al menos dos sitios reactivos, en los cuales otro monómero pueda unirse y formar el polímero. La característica principal es su gran peso molecular que puede oscilar entre los miles y millones de gramos y es proporcional al grado de polimerización; es decir, del número de monómeros presentes en el polímero (Sánchez-Medina, 2010).

De acuerdo a Sánchez-Medina, 2010, los polímeros que solo contienen monómeros de una sola composición química se conocen como “homopolímeros”, mientras que los polímeros que contienen monómeros de dos o más tipos químicos diferentes se conocen como “copolímeros”.

Generalmente la inyección de polímeros se lleva a cabo en yacimientos donde previamente se ha inyectado agua como un método de recuperación secundaria; este flujo de agua previo permite conocer la presencia de heterogeneidades. La inyectividad y presencia de arcillas o sales reactivas y algunos otros parámetros

son de gran utilidad al momento de inyectar una solución polimérica, así como abrir canales de flujo y de esta manera lograr una mayor recuperación de aceite del yacimiento (Sánchez-Medina, 2010).

5.2 CAMPO RUBIO:

5.2.1 Descripción de las características geológicas del Campo Rubio

De acuerdo con PEMEX, 2014, el campo Rubio tiene un conjunto de yacimientos convencionales productores en cuerpos lenticulares de areniscas, constituidas principalmente por granos de calcita y cuarzo. El Campo se ubica 12 km al Oeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz, en el municipio de Venustiano Carranza, Puebla. Fue descubierto con el pozo Antares-1 en 1952. Es productor de aceite pesado de 21° API en las Megasecuencias Turbidíticas del Paleoceno-Eoceno Inferior. Los espesores máximos de las areniscas productoras son de 50 m, con una porosidad del orden de 10 % y una saturación de agua de aproximadamente 46 %. El Campo tiene un área aproximada de 111.7 km². Inició su desarrollo en el año 1988 con 10 pozos operando en ese tiempo.

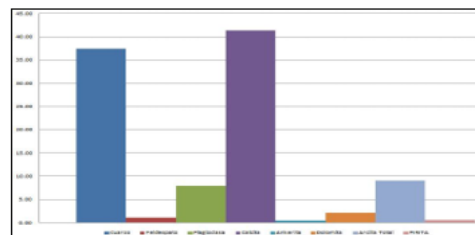
La principal roca almacenadora del campo son los horizontes de areniscas con facies de canal y lóbulos dentro de los abanicos de la Megasecuencia Media de las Turbiditas de Chicontepec, pues son las que presentan gran cantidad de cuerpos arenosos con espesores entre 10 y 18 m aunque se tienen algunos con mayores espesores, donde predominan las arenitas y grauwacas líticas de grano fino a medio; los líticos más abundantes son los fragmentos de caliza (40-45 %) y de cuarzo (30-37 %). Presenta alta variabilidad vertical de permeabilidad y

porosidad, lo que se explica por el ambiente en que ocurrió el depósito, a la distancia del transporte. Además de que las areniscas tienen alto contenido de matriz o cementante. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de lóbulos y canales distributarios, llegando a presentar espesores de 40 a 50 m. Es importante señalar que debido a las fallas laterales, se tienen fracturas verticales abiertas que mejoran localmente las características petrofísicas de la roca almacenadora (PEMEX, 2014). En la Figura 5.7 se muestra la composición mineralógica de las areniscas de mayor interés almacenador del Campo Rubio.

Subsistema Almacenador

AF-76		AF-76	
MINERALES	MEDIA	ARCILLA TOTAL	MEDIA
Cuarzo	37.43	Ilita +Mica	3.2
Feldespato	1.05	Caolinita	1.4
Plagioclasa	7.93	Clorita	1.6
Calcita	41.38	TOTAL	6.2
Ankerita	0.45		
Dolomita	2.14		
Arcilla Total	9.01		
PIRITA	0.61		
TOTAL	100.00		

Porcentajes de minerales en el pozo AF-76.



Mineralogía en AF-76.



Tipos de arcilla en el pozo AF-76.

Figura 5.7 Mineralogía de la roca almacenadora del Campo Rubio (Tomado de Tesis De Anda, 2013).

El origen de la cuenca se debe a procesos tectónicos ocurridos a partir del Cretácico Superior, debido a la interacción de las placas Farallón y

norteamericana se originaron esfuerzos compresivos de dirección SW-NE que propiciaron un evento tectónico denominado “Orogenia Laramide”, con la formación del orógeno de la Sierra Madre Oriental (SMO) y al frente ocurrió la flexura de la litosfera, que permitió el desarrollo de la Cuenca de Chicontepec (Cuenca Foreland), la que fue rellenada por múltiples flujos turbidíticos. Posteriormente en el Mioceno-Plioceno, la zona estuvo sujeta a esfuerzos de cizalla en un sistema transtensivo que originaron fallas laterales con estructuras en flor negativa, con un importante desarrollo de fracturas verticales o subverticales. En la Figura 5.8 se muestra la sección sísmica del Campo Rubio con la distribución de los cuerpos arenosos, potencialmente almacenadores. En la Figura 5.9 se muestra la geometría de los cuerpos arenosos en planta obtenidos de atributos sísmicos RMS del Campo Rubio que permite conocer la distribución espacial de los horizontes almacenadores (PEMEX, 2014).

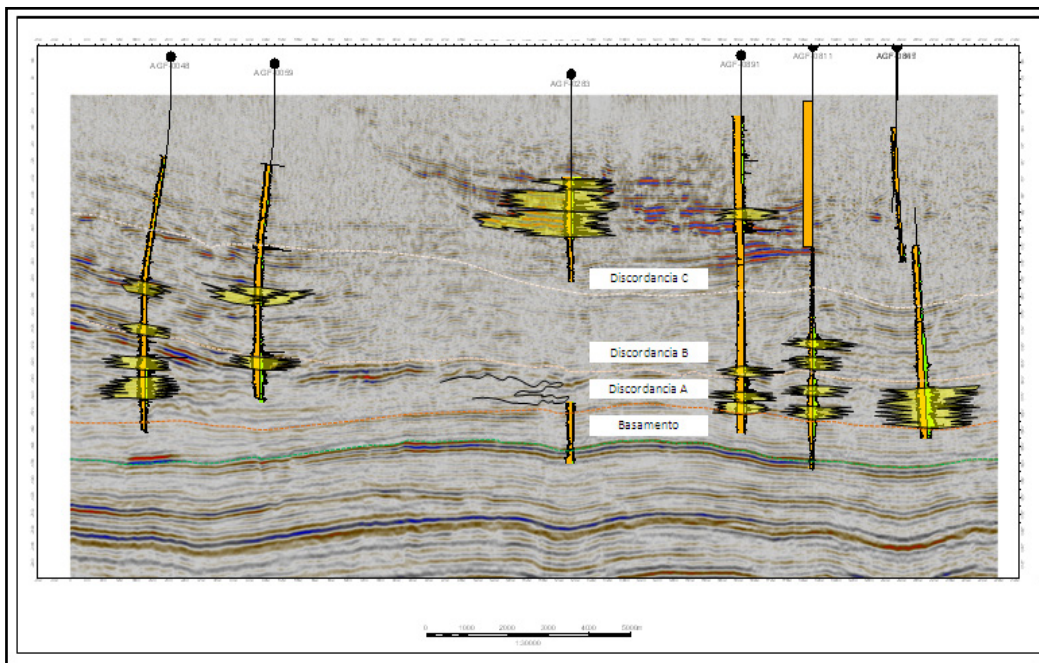


Figura 5.8 sección sísmica del Campo Rubio (tomada de López-Beltrán, 2013).

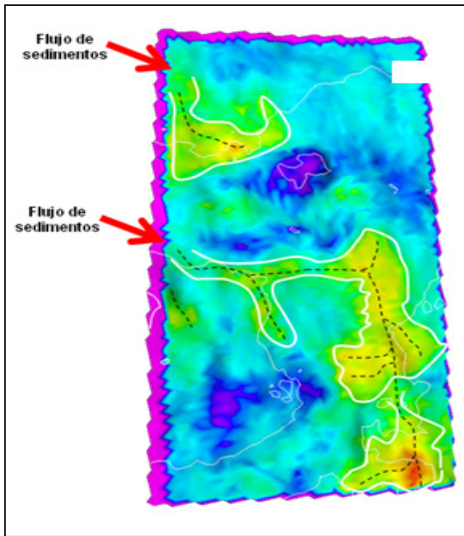


Figura 5.9 Mapa de anomalías de amplitud alta (RMS) donde se muestra la distribución de la Megasecuencia Media del campo Agua Fría, que resulta ser la más atractiva como roca almacenadora (Tomada de Arellano, 2017).

5.2.2 Aspectos relevantes para la Recuperación Mejorada del Campo Rubio

PEMEX ha implementado en algunos yacimientos del campo la inyección de agua y una prueba piloto de inyección de CO₂ de forma Huff&Puff. Las conclusiones de la inyección de agua no han sido del todo satisfactorias, ya que han mostrado una muy baja eficiencia de desplazamiento ya que no hay una buena continuidad lateral de las areniscas almacenadoras. Las conclusiones de la inyección de CO₂, reafirman la nula continuidad hidráulica de las arenas; además de que se identificó que el arrastre de gas es el principal mecanismo de desplazamiento de aceite (PEMEX, 2014).

De acuerdo a PEMEX, 2014, la aplicación de un método de recuperación mejorada, no puede generalizarse con buenos resultados a los múltiples yacimientos del campo, ya que tienen poca continuidad lateral y están dispersos; además de que presentan cambios de facies de forma lateral y vertical aumentando el contenido de arcilla y de cementante calcáreo conforme se va

disminuyendo el espesor de los horizontes de areniscas. Teniendo un nivel de heterogeneidad muy alto tanto lateral como verticalmente.

Es importante conocer el modelo geológico, por lo que se deben de caracterizar los diferentes horizontes de secuencias almacenadoras de areniscas con potencial de contener hidrocarburos, utilizando como principal herramienta a las anomalías de amplitud alta en mapas RMS, ya que con esta metodología se puede identificar con gran certeza los principales horizontes de mayor arenosidad y de mayor espesor. También se debe de tomar en cuenta que en las proximidades de las fallas laterales se tiene un importante desarrollo de fracturas verticales o subverticales que mejoran la calidad de la roca almacenadora o que junto con las fallas laterales favorecen la migración, por lo que no se debe de perforar ningún pozo en la zona de falla, ya que pueden resultar improductivos (PEMEX, 2014). En la Figura 5.10, se muestra el sistema de horizontes almacenadores en las turbiditas de la Cuenca de Chicontepec, donde se localiza el Campo Rubio, estructuralmente formado por fallas laterales y lóbulos de areniscas.

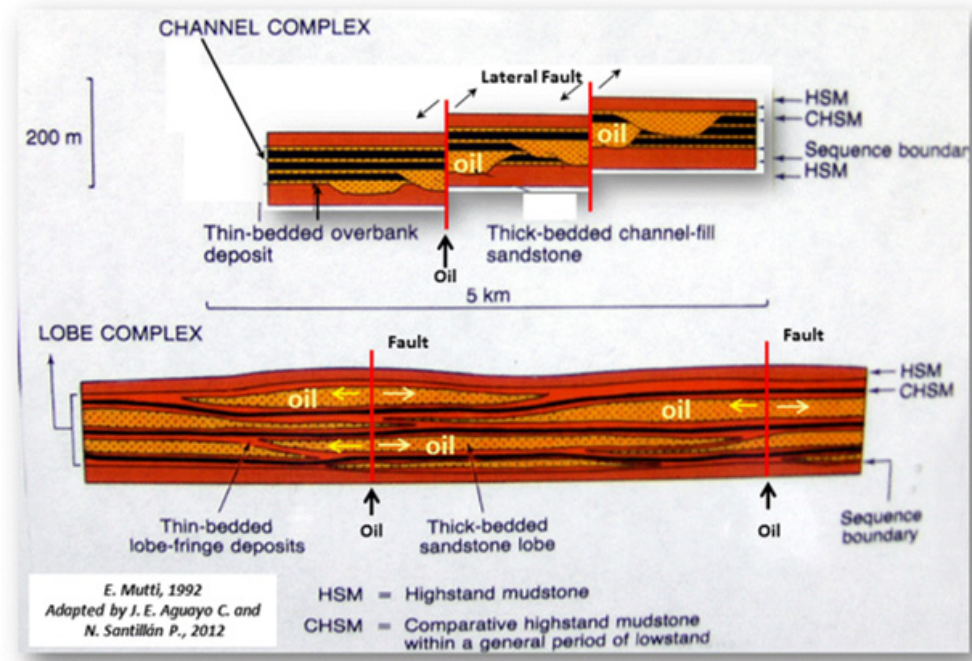


Figura 5.10 donde muestra el sistema de turbiditas de la Cuenca de Chicontepec (Tomado de Arellano, 2017).

De acuerdo a Abbaszadeh et al. 2008, en un estudio de simulación de recuperación mejorada a través de CO₂, se usaron tres modelos invertidos de 7 puntos se consideran en este estudio, dos en la Megasecuencia media de horizontes arenosos de los Campos Tajín y una en las secuencias de areniscas de mayor espesor en la Megasecuencia del Campo Rubio. En las pruebas piloto se seleccionan varios yacimientos que se relacionan con el modelo con el fin de evaluar el impacto de la variabilidad del yacimiento en varios CO₂-EOR y otros procesos de inyección de disolventes.

5.2.4 Secuencias de Horizontes de Areniscas Inferiores y Superiores del Campo Rubio:

Según Abbaszadeh et al. 2008, los tres modelos pilotos en el Campo Rubio y Tajín se diseñaron para evaluar el incremento en la producción de aceite en los horizontes productores de areniscas para incrementar su recuperación mediante la

inyección de solventes. Se considera que la mejor recuperación son los obtenidos con la inyección alternada de agua y gas, que incrementaría la eficiencia de desplazamiento imprevista por el gas y el control de movilidad del agua.

El conocimiento detallado de la continuidad, de los cuerpos de arenisca es esencial en la aplicación de cualquier proceso de recuperación incremental, que se base en los tradicionales arreglos de inyección y producción: la excepción la hacen los procesos que operan a nivel de pozo (inyección/producción Huff&Puff).

Los resultados de las pruebas de inyección continua de fluidos realizadas en algunos yacimientos del Campo Rubio no son los esperados ya que no hubo un incremento significativo en la producción de aceite. Por otro lado la inyección de CO₂ realizada en el Campo Coyotes también dio resultados no concluyentes después de un año de inyección; cabe mencionar que pruebas de la inyección de CO₂ en el modo Huff&Puff, en un solo pozo en Coyotes, así como en otros campos de Chicontepec mostraron resultados poco promisorios, aunque el enfoque de tal aplicación tiene como objetivo mejorar la productividad de los pozos y cae en la categoría de recuperación avanzada.

De acuerdo a PEMEX, 2014, sabiendo la continuidad de las areniscas del Campo Rubio, a través de los estudios de sísmica, principalmente con atributos sísmicos RMS, es poco viable la implementación masiva de cualquier proceso promisorio de recuperación incremental. A pesar de que se han realizado trabajos para caracterizar tal continuidad, el conocimiento detallado deberá garantizarse en aquellos cuerpos lenticulares de areniscas del campo que muestren el mayor espesor y la mejor continuidad lateral.

De acuerdo a Murillo, 2010, la inyección de gases inmiscibles, donde en ocasiones es requerida una operación de ignición para iniciar el proceso, la cual genera una ola de calor, ya que el proceso está asociado con la existencia de un rango de temperatura 350 - 600 °C (608 – 1112°F). Esta temperatura genera un vigoroso frente de combustión que viaja hasta los pozos de yacimientos productores, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos para tener una buena recuperación mejorada, a través de, la inyección de aire (Murillo, 2010):

No ser un yacimiento fracturado, porosidad > 20%, no presentar casquete de gas o acuífero asociado, espesor neto > 3 metros, profundidad > 150 metros, permeabilidad > 100 mD.

La combustión in-situ parece ser no recomendable para yacimientos con porosidades extremadamente bajas, ya que la porosidad está directamente relacionada con las pérdidas de calor por lo que en el Campo Rubio tampoco sería una metodología recomendable. La inyección de ASP, que se indica como segunda opción, tendría la misma problemática que han mostrado las pruebas de inyección de agua realizadas, aunque esta prueba de recuperación mejorada se utiliza en Campos donde ya han sido realizadas pruebas de recuperación secundaria con el método de inyección de agua. La inyección de CO₂, como gas inmiscible, parecería una opción un poco atractiva; donde la fuente de suministro podría ser el campo Quebrache (Gachuz-Muro, Sanchez-Bujanos, Castro-Herrera, & Rodriguez-Pimentel, 2011) que ubicado al norte, a 170 km.

Con los mapas de atributos sísmicos RMS, se disminuye la incertidumbre sobre la continuidad de los cuerpos de areniscas, las opciones de inyección de CO₂ y vapor en la modalidad Huff & Puff podrían explorarse. La inyección de vapor se está explorando en arenas el campo Escobal, vecino de Rubio y en este último podría tener su mayor impacto en las arenas de aceite más pesado (<18°API) y horizontes menos profundos (<1200m).

En la Figura 5.13, se muestra un mapa de atributos sísmicos RMS del Campo Rubio, donde se muestra la distribución de las areniscas con geometría lobular y lenticular que presentan la mejor continuidad lateral de los depósitos de areniscas almacenadoras del campo.

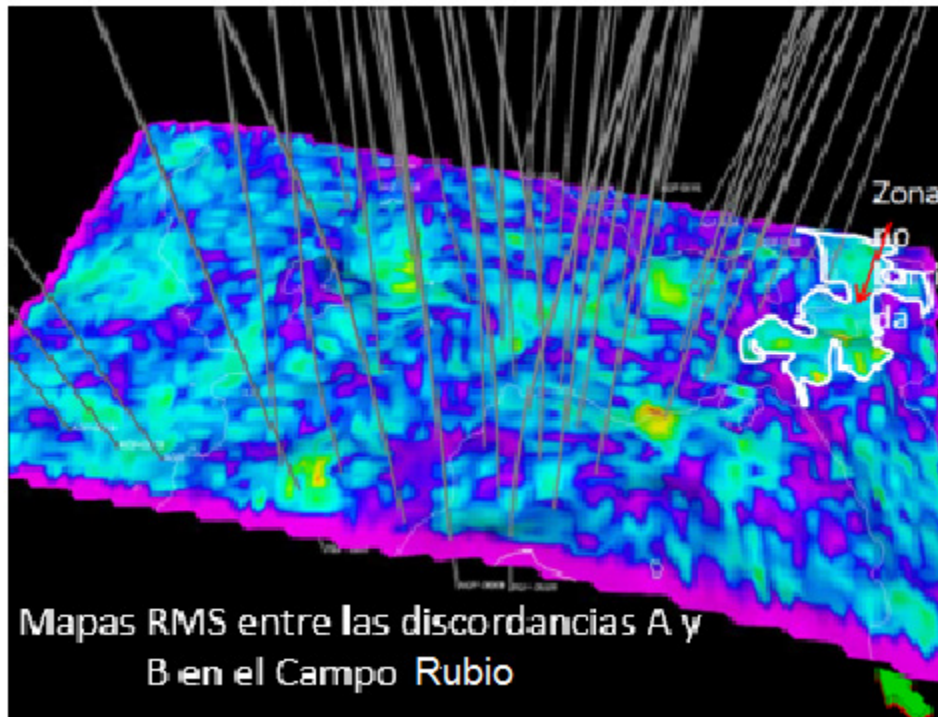


Figura 5.13 Mapas RMS de la secuencia almacenadora de mayor interés en el campo Rubio (Modificada de Arellano, 2017).

5.3 Análisis de la propuesta.

De acuerdo con el grupo de especialistas, la aplicación de un método de recuperación mejorada, no puede generalizarse con buenos resultados a los múltiples yacimientos del campo, ya que tienen poca continuidad lateral y están dispersos; además de que presentan cambios de facies de forma lateral y vertical aumentando el contenido de arcilla y de cementante calcáreo conforme se va disminuyendo el espesor de los horizontes de areniscas. La alta heterogeneidad vertical hace que la inyección de vapor no sea muy recomendable en procesos que involucren múltiples pozos

En lugar de implementar un método de recuperación mejorada multipozo, se recomienda que se realice un proceso de huff&puff, ubicando cuerpos de areniscas con potencial de contener hidrocarburos, utilizando como principal herramienta a las anomalías de amplitud alta en mapas RMS, ya que con esta metodología se puede identificar con gran certeza los principales horizontes de mayor arenosidad y de mayor espesor. También se debe de tomar en cuenta que en las proximidades de las fallas laterales se tiene un importante desarrollo de fracturas verticales o subverticales que mejoran la calidad de la roca almacenadora o que junto con las fallas laterales favorecen la migración, por lo que no se debe de perforar ningún pozo en la zona de falla, ya que pueden resultar improductivos.

En la Figura 5.14, se muestra un esquema de la distribución en 3D de las trampas petroleras del Campo Rubio, y en la Figura 5.15, se tiene una sección sísmica con

múltiples cuerpos arenosos almacenadores que corresponden a horizontes lenticulares con gran variación horizontal y vertical producto de un sistema de depósito de los abanicos submarinos de gran complejidad.

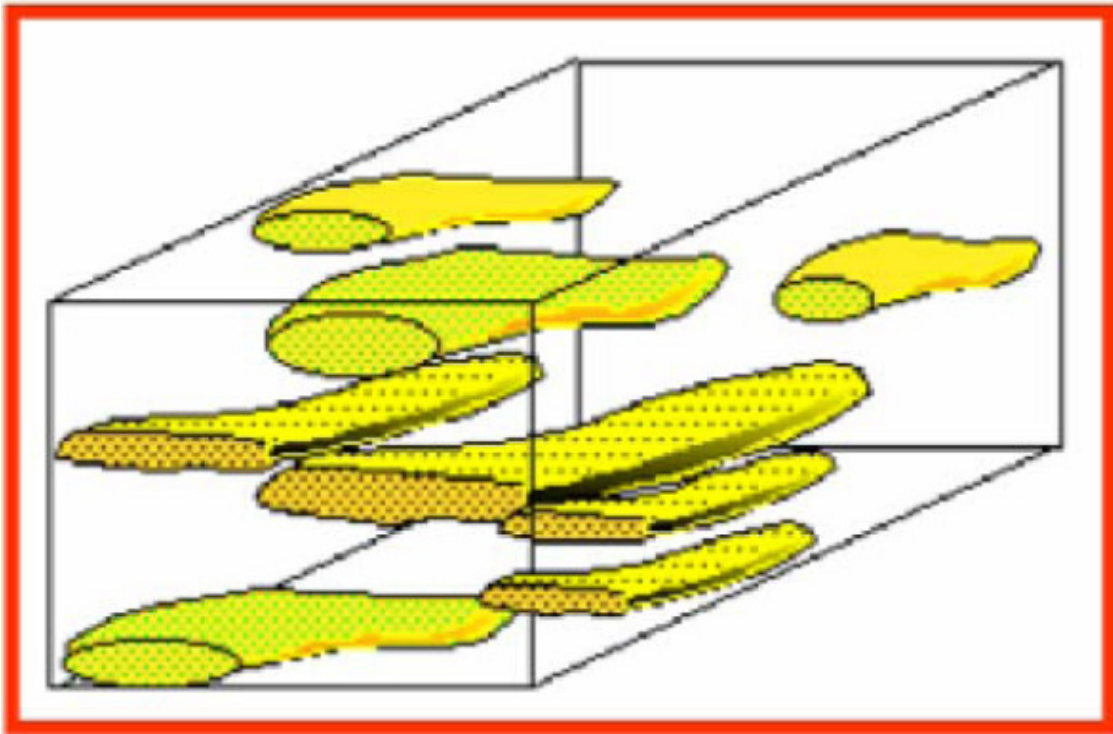


Figura 5.14 Modelo esquemático 3D de las trampas lobulares de areniscas del Campo Rubio (Tomada de Tesis López-Beltrán, 2013).

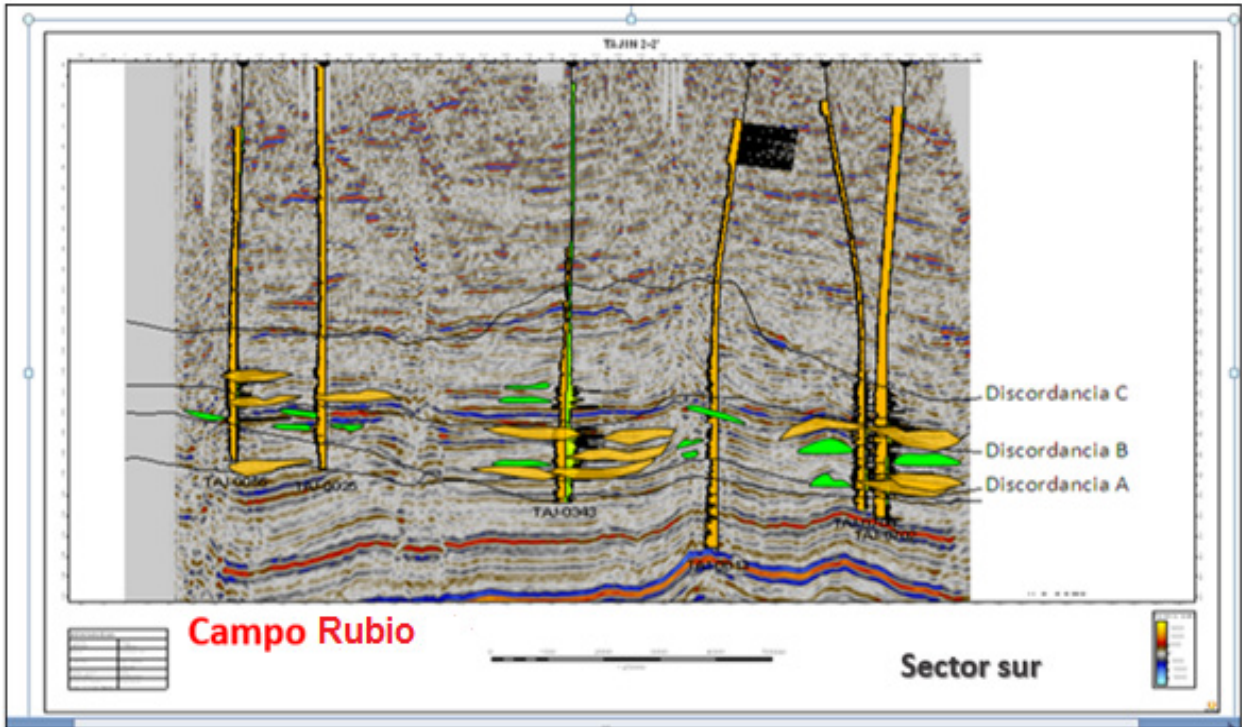


Figura 5.15 Sección sísmica del Campo Rubio, con el modelo de trampas lenticulares, donde se observa la sección almacenadora de mayor interés del Campo Rubio (Tomada de Arellano, 2017).

VI CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES

- a) La Cuenca de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades clásticas de ambiente marino (depósitos de abanicos submarinos) rellenando el paleo-elemento (Cuenca Foreland) que se formó durante la Orogenia Laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan. Las principales estructuras son un conjunto de fallas laterales que afectan a toda la columna estratigráfica.
- b) En la Provincia Tampico-Misantla, donde se encuentra la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y la Cuenca de Chicontepec, se tienen 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son Cenozoicas y las restantes 18 son Mesozoicas.
- c) El Campo Ingeniero y el Campo Rubio tienen como roca generadora a la facies arcillo-calcárea del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta.
- d) La roca almacenadora de mayor interés para la explotación de hidrocarburos del Campo Ingeniero está compuesta por brechas calcáreas de la Formación Tamabra del Albiano-Cenomaniano.
- e) La roca almacenadora de mayor interés del Campo Rubio es la Megasecuencia Media de Chicontepec, debido a que presenta las mejores condiciones petrofísicas para el almacenamiento de hidrocarburos ya que, contiene cuerpos lenticulares de areniscas con gran abundancia y mayor continuidad y mayor espesor.

- f) La trampa en el Campo Ingeniero es de tipo mixto debido a que se encuentra en un pliegue anticlinal doblemente buzante cortado por fallas, donde la roca almacenadora presenta variaciones de permeabilidad y porosidad debido a que se tienen facies de brechas proximales a distales.
- g) Las trampas para el Campo Rubio, son de tipo mixto debido a la presencia de un sistema de fallas laterales que pusieron en contacto estructural a algunos cuerpos lenticulares de areniscas con cuerpos de lutitas.
- h) La sincronía en los campos Ingeniero y Rubio, de la Provincia de Tampico-Misantla, ocurrió con la generación de hidrocarburos a partir de las secuencias del Jurásico Tardío, dando de esta manera el tiempo necesario para madurar y después migrar y entramparse durante el Cenozoico.
- i) Los Métodos de Recuperación Mejorada propuestos para el Campo Ingeniero de la Provincia Tampico-Misantla son:
 - a) Inyección de aire: Este método puede ser la alta eficiencia de desplazamiento que se puede lograr debido a una combinación de procesos entre los que se encuentran el desplazamiento de gas inmisible, la miscibilidad del CO₂ obtenido de la combustión de los hidrocarburos, la reducción de la tensión interfacial, el hinchamiento del aceite y el mantenimiento de presión en el yacimiento.
 - b) Inyección de surfactantes: tiene el propósito de reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Generalmente, esta técnica se aplica después de que se implementaron procesos de recuperación por inyección de agua, como ocurrió en el Campo Ingeniero, por lo que puede incrementar el

factor de recuperación por yacimientos que han sido inicialmente producidos por inyección de vapor.

c) Inyección de Químicos (ASP), Con esta tecnología se pretende disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite para recuperar el aceite remanente en las zonas ya barridas, ya que existe la viabilidad técnica para la inyección de químicos, que podrían incrementar el factor de recuperación con los bloques más grandes y continuos del Campo.

6.2 RECOMENDACIONES

Mejorar el modelo geológico tomando en cuenta las características estructurales y estratigráficas de la Provincia Tampico-Misantla, a través del análisis de sísmica tridimensional y con los registros geofísicos en pozos disponibles, para tener un mejor conocimiento de la zona.

Incrementar la exploración en los Campos de la Cuenca de Chicontepec para el descubrimiento de más yacimientos petroleros que se puedan explotar con Recuperación Primaria debido a las características de los lóbulos de areniscas y a la continuidad que presentan, además de que hay presencia de cuerpos lenticulares que no se han explotado y que se encuentran próximos a instalaciones con infraestructura poco desarrollada con rentabilidad.

Realizar más pruebas piloto con los métodos de Recuperación Mejorada como son: Inyección de Surfactantes, Inyección de aire, Inyección de Químicos (ASP) para saber que método da mejores resultados.

Se recomienda aplicar la técnica de Recuperación Mejorada propuesta para el Campo Ingeniero en campos análogos de la Provincia Tampico-Misantla, donde se tienen yacimientos abandonados por inproductivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Abbaszadeh, M., Ohno K., Okano, K., Morales, J., Riano, J.M. *Reservoir Characterization and CO₂-EOR Injection Studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico*. International Petroleum Technology Conference (IPTC). 2008.

Aguayo y Santillán. 2011. *Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro- Oriente de México*, Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XXII, Núm. 3, 2011, p.337-352.

Meyer, L. (1976). *Historia general de Mexico: El Mexico contemporaneo (T.2)*. Colegio de México.

Cruz Hernández, J., Islas Juárez, R., Márquez Ramírez, E., Medina González, A. *Influencia del agua de inyección durante un proceso de recuperación secundaria en yacimientos areno- arcillosos*. Instituto Mexicano del Petróleo.2005.

De Anda, J.M., 2013. *Caracterización Geológica-Petrolera del Campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Estrada E., Vielma M., Morales J., Estrada J., Tineo F., and Gómez G. *Turbidite Chicontepec Formation, Channel Chicontepec, Mexico. A diagenetic and petrophysical study to optimize the completions in Corralillo Area*. Baker Huges.

Guzmán, I., 2012 *Evaluación Petrolera y Método de explotación de la Región Tampico-Misantla*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Hernández, R., 2004. *Aplicación del Modelo Frontsim en la evaluación del sistema de inyección piloto del Campo Poza Rica Área Mecatepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Jiménez, G., Sandoval, D. A. 2009. *Estrategias de explotación de Campos Petroleros con características similares a Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

López, D., 2008. *Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

López, O. J., 2013. *Evaluación petrolera y métodos de explotación del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Loza, R. 2014. *Características e Importancia económico-petrolera de las Cuencas sedimentarias foreland, con ejemplos representativos*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Mayol, M.A., 2005. *Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Maestría. México IPN.

Murillo, A., 2010. *Métodos alternos de recuperación mejorada.- Inyección de aire*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Nava, L., Alegría, M.A., 2001. *Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Nieto, J.O., 2010. *Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del Grupo Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Olvera Rivera, Alberto, 2009“ Acción obrera y nacionalización del petróleo en Poza Rica(1938. 1929)” en García Díaz Bernardo, Skerrit David, 2009. *La revolución mexicana en Veracruz*, SEV, México.

Olvera, J.A. *Los Trabajadores Ante La Nacionalización Petrolera El Caso De Poza Rica (1937-1940)*. 711/17. V.

Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción, 2010, *Provincia petrolera Tampico-Misantla; Subdirección Técnica de Exploración*, Versión 1.o, 48 páginas.

Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción, 2012, *Las reservas de hidrocarburos de México*, 114 páginas.

Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción. 1999. *Las Reservas de Hidrocarburos de México*. Volumen I y II.

Rangel, E. 2015. *IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México*. Academia de Ingeniería. Trabajo de ingreso Final a la Academia de Ingeniería. México.

Vázquez, A., 2008. *Evaluación Petrolera y métodos de explotación en la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Sánchez, E., 2010. *Recuperación Mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP)*. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Cedral). *Léxico Estratigráfico de México*.

Ulloa, B. (1976). *Historia general de Mexico: El Mexico contemporaneo* (T.2). Colegio de México.

Departamento de Energía de EUA “Métodos de Recuperación Mejorada” www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery consultado el 7 de abril de 2017

Schlumberger “Recuperación Primaria” (línea) www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx consultado en 15 de abril 2017

Schlumberger “Recuperación Secundaria” (línea) www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary_recovery.aspx consultado el 15 de abril de 2017

<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html>