



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS
DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE
VERACRUZ”**

T E S I S
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
SERGIO VARILLA ABAD**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL**



MEXICO DF.

DICIEMBRE DE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**Cuando ya no pudimos almacenar información en el ADN
entonces apareció el cerebro; y cuando no pudimos almacenar
información en el cerebro, entonces almacenamos la
información en los libros.**

Carl Sagan.

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres, Raymundo Varilla Arenas y Narcisa Abad Galván, por darme la vida y ser mi más grande apoyo durante toda mi existencia, ejemplo de superación constante.

A mi hermana Rosalba por ser una gran persona y por estar conmigo siempre en las buenas y en las malas.

A ti Araceli, motor de este proyecto, por permitirme compartir el más grande de todos los proyectos, *la vida*.

A todos mis amigos de la infancia Gilberto, Asunción, Miguel, Martín por compartir momentos de diversión, crecimiento y amistad, fueron grandes momentos en mi vida.

A todos los que ya no están y a toda mi familia por su compañía y las ganas de superación constante.

A mi alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México y a Dios, que sin ambos no habría logrado mi sueño.

Al Ingeniero Javier Arellano Félix, por todo el apoyo brindado y la confianza que tuvo conmigo para la realización de este trabajo.

A los Integrantes del Jurado por su tiempo y paciencia en la revisión de este trabajo, sinceramente se los agradezco:

Ing. Manuel J. Villamar Vigueras.

Ing. Bernardo Martell Andrade.

Dr. Rafael Rodríguez Nieto.

Ing. Israel Castro Herrera.

Finalmente, agradezco a todos los profesores y personas que colaboraron en mi desarrollo profesional.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. SERGIO VARILLA ABAD
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1172

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Javier Arellano Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE VERACRUZ

RESUMEN

- I GENERALIDADES**
 - II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**
 - III SISTEMA PETROLERO**
 - IV APLICACIÓN DE LA GEOLOGÍA A LA INGENIERÍA PETROLERA**
 - V MÉTODOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA CUENCA DE VERACRUZ**
 - VI RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS**
 - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 29 de septiembre de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

“EVALUACIÓN Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN PETROLERA EN LA CUENCA DE VERACRUZ”

Resumen

1. GENERALIDADES	3
1.1 Objetivos	3
1.2 Metas	3
1.3 Ubicación	3
1.4 Vías de acceso	4
1.5 Fisiográfica	5
1.6 Hidrología regional	6
1.6.1 Región Hidrológica Rió Panuco	7
1.6.2 Región Hidrológica Tuxpan-Nautla	7
1.6.3 Región Hidrológica Papaloapan	8
1.6.4 Región Hidrológica Coatzacoalcos	8
1.7 Reseña Histórica de la Exploración y Perforación de Pozos en Veracruz	8
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	10
2.1 Geología General	10
2.2 Estratigrafía	12
2.2.1 Jurásico	14
2.2.1.1 Formación Tepexilotla	14
2.2.2 Cretácico	14
2.2.2.1 Formación Xonamanca	15
2.2.2.2 Formación Tamaulipas	15
2.2.2.3 Formación Tamaulipas Superior	15
2.2.2.4 Formación Orizaba	15
2.2.2.5 Formación Tecamalucan	15
2.2.2.6 Formación Agua Nueva	16
2.2.2.7 Formación Maltrata	16
2.2.2.8 Formación Guzmantla	16
2.2.2.9 Formación San Felipe	17
2.2.2.10 Formación Méndez	17
2.2.2.11 Formación Atoyac	17
2.2.3 Cenozoico.....	17
2.2.3.1 Formación Chicontepec	17
2.2.3.2 Formación Velasco	17
2.2.3.3 Formación Guayabal	18
2.2.3.4 Formación Tantoyuca	18
2.2.3.5 Formación La Laja	18
2.2.3.6 Formación Encanto	19
2.2.3.7 Formación Paraje Solo	19
2.3 Geología Estructural y Tectónica	19
2.3.1 Sierras internas	21
2.3.2 Sierras centrales	22
2.3.3 Sierras externas (Plataforma de Córdoba)	22
2.3.4 Frente tectónico sepultado	22

2.4 Cuenca de Veracruz	22
2.5 Breve historia geológica de la Cuenca de Veracruz	23
3. SISTEMA PETROLERO	27
3.1 Roca generadora	27
3.1.1 Sistema generador del Jurásico Superior	29
3.1.2 Subsistema generador del Cretácico Inferior-Cenomaniano	29
3.1.3 Subsistema generador Turoniano	30
3.1.4 Subsistema generador del Paleoceno	30
3.1.5 Subsistema generador Neógeno	31
3.2 Migración	31
3.3 Roca almacenadora y roca sello	39
3.3.1 Play de Orizaba	39
3.3.2 Play Cretácico (fracturado)	40
3.3.3 Plays Cenozoicos	40
3.4 Trampas	41
3.5 Sincronía	43
3.6 Tipos de fluidos	44
4. APLICACIÓN DE LA GEOLOGÍA A LA INGENIERIA PETROLERA	46
4.1 Definición de Geología	46
4.2 La Geología y su relación con otras ciencias	46
4.2.1 Geofísica	47
4.2.2 Paleontología	48
4.2.3 Geoquímica	48
4.2.4 Bioquímica	48
4.2.5 Fisicoquímica	48
4.3 Geología del petróleo	49
4.3.1 Determinación de la geología superficial y del subsuelo	49
4.3.2 Evaluación de una Cuenca Petrolera	50
4.3.3 Determinación del sistema petrolero	50
4.3.4 Determinación de los plays	50
4.3.5 Determinación de la localización, características geológicas y estructurales de los yacimientos.....	51
4.3.6 Estudios de exploración y explotación a menor costo	51
4.4 Estratigrafía	52
4.4.1 Identificación de los materiales	52
4.4.2 Delimitación de unidades litoestratigráficas	53
4.4.3 Ordenación de las unidades estratigráficas	53
4.4.4 Interpretación genética de las unidades	53
4.4.5 Levantamiento de secciones estratigráficas	53
4.4.6 Correlación	53
4.4.7 Introducción de la coordenada tiempo	53
4.4.8 Análisis de cuencas	54
4.5 Sedimentología	54
4.6 Exploración petrolera	54
4.6.1 Yacimientos de trampa estructural	56
4.6.1.1 Principales trampas originadas por plegamientos	56
4.6.1.2 Trampas causadas por afallamiento	56
4.6.1.3 Trampas causadas por fracturamiento	57

4.6.2 Yacimientos de trampa estratigráfica	57
4.6.2.1 Trampas estratigráficas primarias	57
4.6.2.2 Trampas estratigráficas secundarias	57
4.6.3 Yacimientos de trampas combinadas	57
4.7 Aplicación de la geología al caso Fresnel-1	58
5. METODOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA CUENCA DE VERACRUZ	59
5.1 Plan y programa de perforación	59
5.1.1 Ubicación geográfica	59
5.1.2 Selección del equipo de perforación	59
5.1.3 Selección del tipo adecuado de barrenas	60
5.1.4 Diseño de la tubería de perforación	60
5.1.5 Programa de lodos a utilizarse	61
5.1.6 Equipo de corte y recuperación de núcleos	61
5.1.7 Estimación de costos	61
5.2 Métodos de perforación	61
5.2.1 Perforación con la técnica de tubería flexible	61
5.2.2 Perforación con tubería de revestimiento	64
5.2.3 Perforación bajo balance	66
5.2.4 Perforación Direccional controlada	71
5.2.5 Perforación Horizontal	75
5.3 Exploración y perforación de pozos	77
5.4 Aspectos históricos de la exploración y perforación en la Cuenca de Veracruz.....	83
5.5 Proyecto Integral Veracruz	83
5.6 Tecnología empleada en la perforación dentro de la Cuenca de Veracruz...91	
6. RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS	97
6.1 Definiciones	97
6.1.1 Reservas	97
6.1.2 Reservas probadas	98
6.1.3 Reservas desarrolladas	98
6.1.4 Reservas no desarrolladas	99
6.1.5 Reservas no probadas	99
6.1.6 Reservas probables	99
6.1.7 Reservas posibles	99
6.2 Producción de PEMEX y reservas	99
6.2.1 Reservas	101
6.3 Desarrollo de campos	105
6.3.1 Principales descubrimientos	105
6.3.2 Principales campos a desarrollar	110
6.3.2.1 Pozo Obertura-1	111
6.3.2.2 Pozo Macarroca-1	114
6.3.2.3 Pozo Fresnel-1	117
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
7.1 Conclusiones	121
7.2 Recomendaciones	122
BIBLIOGRAFIA	123

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó una recopilación, análisis y síntesis de la información sobre la Cuenca de Veracruz, referente a la industria petrolera; con esta información se elaboró y desarrollo el tema de tesis: "Evaluación Petrolera y Desarrollo de Campos en la Cuenca de Veracruz".

En el capítulo I se describen los objetivos y metas del trabajo, así como la ubicación del área de interés, la cual se encuentra entre los paralelos 18°00' y 20°00' de latitud norte y meridianos 94°30' y 20°00' de longitud oeste. Se encuentra limitada al sur por la Cuenca Salina del Istmo, al suroeste por el Frente Tectónico Sepultado, al norte por la Faja Volcánica Transmexicana y al sureste por el Batolito de la Mixtequita. En cuanto a vías de comunicación, estas son buenas, ya que se tiene acceso por vía terrestre, aérea y marítima.

Fisiográficamente la cuenca de Veracruz en la mayor parte de su extensión se caracteriza por ser plana con una ligera inclinación hacia el Golfo de México, aunque se tiene la presencia de lagos de origen volcánico en la región de los Tuxtlas, donde se presenta el mayor relieve.

En el capítulo II se describen las características geológicas más importantes desde el punto de vista petrolero de la Cuenca de Veracruz, tales como los sistemas de fallas, los altos estructurales asociados a los Volcanes de los Tuxtlas y el alineamiento Alto de Anegada. Estratigráficamente la Cuenca está constituida por cinco unidades estratigráficas pertenecientes al Mesozoico y diez que pertenecen al Cenozoico.

La historia y desarrollo de la Cuenca de Veracruz esta relacionado a una serie de eventos que están asociados a la apertura del Golfo de México, que se origino en el Jurásico Tardío donde ocurrió una transgresión generalizada que cubrió zonas de bajo relieve. Posteriormente durante el Cretácico Tardío y hasta el Cenozoico temprano, la orogenia Laramide ocasionó deformaciones que dieron origen a estructuras orientadas en dirección noroeste-sureste, caracterizándose por plegamiento y fallamiento inverso; esta deformación dio como origen a la Sierra de Zongolica y sus alrededores. Por otra parte, también debido a esta Orogenia ocurrieron levantamientos que originaron la Sierra Madre Oriental, evento que en su parte final coincidió con el desarrollo de la Cuenca sedimentaria de Veracruz.

En el capítulo III se caracteriza el Sistema Petrolero de la Cuenca de Veracruz en el se describe las diferentes relaciones que existen entre roca generadora, roca almacenadora y roca sello. Las rocas generadoras de interés pertenecen al Mesozoico, son secuencias ricas en materia orgánica y gran cantidad de Kerógeno tipo II, precursores de aceite y gas termogénico; dentro de las principales formaciones con estas características se encuentran las del Jurásico Superior Tepexilotla, Cretácico Superior e Inferior, Orizaba y Maltrata; por lo que los subsistemas generadores de gran importancia son: Jurasico Superior (Tithoniano), Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano), Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano), Paleógeno (Paleoceno-Eoceno) y Neógeno (Mioceno-Plioceno).

Los plays que han sido cargados por los subsistemas antes citados son: El Play Orizaba del Cretácico (Albiano-Cenomaniano), Brechas del Cretácico Superior, Secuencias Arcillosas del Eoceno Medio, Secuencias Arcillosas fracturadas del Mioceno y Secuencias Arcillosas del Plioceno Inferior.

Por otra parte, el primer evento de migración de hidrocarburos se dio del Cretácico Superior al Mioceno Inferior; este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas inversas y fracturas. Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico Temprano, la generación y migración se dio durante el Mioceno al reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno.

En la cuenca de Veracruz existe variedad de trampas petroleras, es decir, existen trampas estructurales, estratigráficas y una combinación de ambas.

En el Capítulo IV se describen las aplicaciones más importantes de la Geología a la Ingeniería Petrolera; las más relevantes son: la sedimentología, la estratigrafía, la geología estructural, la petrofísica, etc. La geología se apoya en otras ciencias tales como la Geofísica, Paleontología, Geoquímica, Bioquímica, Fisicoquímica, etc. También la geología tiene dos ramas que se aplican a la ingeniería petrolera, estas son la Geología de Exploración y la Geología de Explotación; que tienen como objetivo obtener información suficiente y confiable para hacer una mejor exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos (aceite y/o gas).

Para el capítulo V se abordan los temas relacionados con la perforación de pozos petroleros en la Cuenca de Veracruz; comenzando con la metodología para la elaboración de un plan y programa de perforación; en él primero se indican las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto, mientras que el segundo nos ayudara a realizarlo en tiempo y forma.

Para desarrollar de manera satisfactoria un proyecto de perforación en la Cuenca de Veracruz, es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos al elaborar este plan y programa, que servirá de guía: Ubicación geográfica, selección del equipo de perforación, selección del tipo adecuado de barrenas, diseño de la tubería de perforación, programa de lodos a utilizarse, equipo de corte y recuperación de núcleos y estimación de costos.

En la actualidad, la perforación de manera segura, rápida y de bajo costo cobra importancia para un proyecto, por esta razón se describen las principales técnicas de perforación existentes que se han aplicado en los últimos años en la Cuenca de Veracruz; estas técnicas son: Perforación con tubería Flexible, Perforación con Tubería de revestimiento, Perforación Bajo Balance, Perforación Direccional Controlada y Perforación Direccional.

También se describen el tipo de pozos en la cuenca de Veracruz y sus estados mecánicos, así como el número de equipos con que se cuenta hasta el primero de enero de 2008, los pozos perforados y los terminados, además del porcentaje de éxito.

En el capítulo VI se abordan temas referentes a las reservas y desarrollo de campos en la Cuenca de Veracruz, en el se establecen los principales parámetros que deben ser tomados en cuenta para poder hacer una evaluación de estas reservas; estos parámetros son: información geológica y geofísica, registros geofísicos, núcleos, pruebas de presión-producción, información de daño a la formación, precio del hidrocarburo, costo de exploración, costo de producción, costo de infraestructura, etc. La calidad y certeza de la información que se tenga, ayudan en gran medida al cálculo de reservas.

En cuanto a reservas 3P de gas (asociado y no asociado) el mayor volumen corresponde con gas no asociado con un 91% del total. Por otro lado, las reservas 3P de aceite el 100% es de aceite pesado. En cuanto a las reservas 2P de aceite, el 100% es de aceite pesado; mientras que de gas, el 100% lo constituye el gas no asociado.

De estas reservas 7 MMbpce son reservas 1P, 13 MMbpce de reservas 2P y 17 MMbpce de reservas 3P; comparado con las otras cuencas resulta un porcentaje muy pequeño. El desarrollo de campos ha permitido incorporar reservas 1P correspondientes a gas, las cuales fueron desarrolladas en el año 2007 permitió incorporar un total de 34.3 MMMpc distribuidas en los campos Perdiz (pozo Quetzalli-1) con 0.3 MMMpc, el campo Barajas (Pozo Barajas-1) con una cifra de 3.4 MMMpc, el campo Castell (pozo Castell-1)

con una volumen de 8.9 MMMpc, Campo Jaf (pozo Jaf-1) con una aportación de 14.2 MMMpc, el campo Kibo (Pozo Kibo-1) el cual no incorporo reservas y finalmente el Campo Obertura(Pozo Obertura-1) incorporando un volumen de 7.4 MMMpc

CAPITULO 1. GENERALIDADES.

1.1.- OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es hacer una evaluación integral de la cuenca de Veracruz que incluya el sistema petrolero, métodos de perforación, así como la evaluación de las reservas existentes y la forma en como se están desarrollando campos.

Los objetivos específicos son:

- 1.- Describir las características de evolución geológicas de la región.
- 2.- Conocer las características del sistema petrolero de la región, que incluye el estudio de las rocas generadoras, almacenadora, sello de los yacimientos, así como la migración y la sincronía.
- 3.- Describir los principales métodos de perforación empleados en el pasado y los empleados en la actualidad para el desarrollo de campos.
- 4.- Generar información sobre las reservas existentes en la Cuenca de Veracruz.

Es importante mencionar que en este trabajo se integra información que permita conocer los aspectos geológicos, así como petroleros que sean de utilidad para el desarrollo óptimo de los yacimientos, así como para tomar la mejor alternativa en los métodos de perforación existentes.

1.2.- METAS

Escribir un documento que permita integrar la información geocientífica de la Cuenca de Veracruz que sea de utilidad a la industria petrolera nacional.

Describir las características del Sistema Petrolero de la Cuenca de Veracruz de manera sencilla y clara.

Documentar el tipo y características de las reservas petroleras, para conocer su potencial en el corto, mediano y largo plazo.

Documentar que métodos de perforación se están empleando tanto en la exploración como en el desarrollo de campos.

1.3.- UBICACIÓN

La mayor parte de la Cuenca de Veracruz se encuentra localizada en el estado de Veracruz, y una pequeña fracción en los estados de Puebla y Oaxaca(**Fig. 1.1**); se encuentra entre los paralelos 18° 00' y 20° 00' de latitud norte y entre los meridianos 94° 30' y 97° 00' de longitud oeste. Los límites son difíciles de establecer con exactitud pero al norte y noreste tiene como límite la Faja Volcánica Transmexicana, al sureste por el frente Tectónico Sepultado, al sureste por el complejo Juárez y el Batolito de la Mixtequita y al sur por la Cuenca Salina del Istmo (Viniegra 1965)

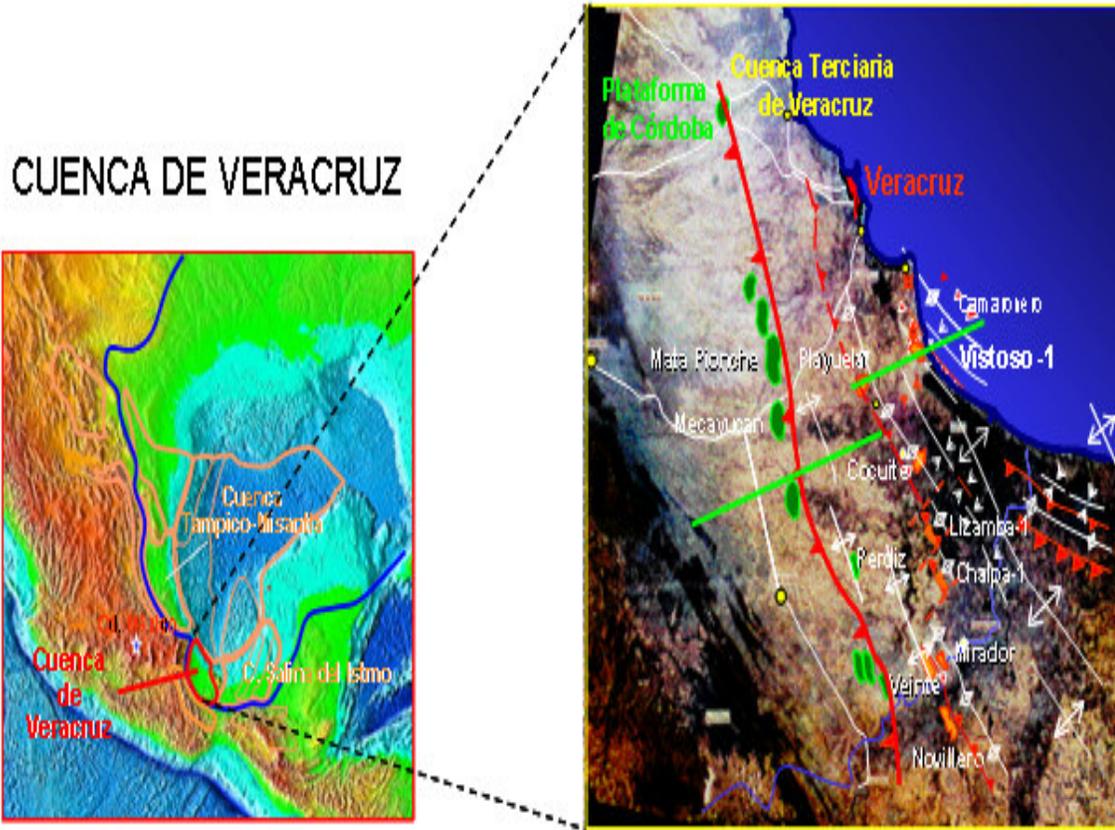


Fig. 1.1 Cuenca de Veracruz (Vázquez Covarrubias 2003)

1.4.- VIAS DE ACCESO

Las primeras formas de comunicación, que se tenían hacia el Oriente del Estado de Veracruz, datan del siglo pasado, comunicando a Córdoba, Tuxtepec, Tres valles, Tierra Blanca y Cosoamalapan mediante la línea Férrea del Istmo de Tehuantepec. Con el transcurso de los años se construyó la supercarretera de Ciudad Alemán, la cual se incorpora a la autopista que comunica las ciudades de México y Veracruz. Se tiene también la posibilidad de la carretera Federal que une las poblaciones de Tres Valles y Tierra Blanca; la primera se encuentra a 6 km y la segunda a 40 km de Ciudad Alemán.

La parte Sur del Estado de Veracruz se encuentra comunicado por la autopista que se incorpora en la comunidad de Tinaja a 55 km del puerto de Veracruz, que comunica a dos ciudades importantes: Minatitlán y Coatzacoalcos. A mediados del siglo pasado ya existían medios de comunicación mediante caminos de terracerías para los poblados de Temazcal, Reforma y Loma de Manantial, Posteriormente estos caminos fueron convertidos en carreteras Federales o estatales. Existen también caminos de penetración construidos por Petróleos Mexicanos (PEMEX), que en un

principio eran de terracería y servían para comunicar a los Campos Petroleros de la Angostura y Casa Blanca; actualmente la mayoría de estos caminos se encuentran pavimentados.

Actualmente el Estado de Veracruz cuenta con varias rutas de acceso, lo cual facilita su comunicación con varias ciudades; ejemplo de esta ruta es la carretera Federal No. 150 que permite la comunicación con Puebla, Orizaba, Córdoba y el Puerto de Veracruz, desde la Ciudad de México. Por otra parte, desde la ciudad de Veracruz parten carreteras estatales que comunican a las ciudades de Tierra Blanca, Tres Valles, Loma Bonita, Coatzacoalcos, Cosoamalapan y Acayucán; carretera que entronca con la carretera Federal No. 175 con la que se comunica con la ciudad de Tuxtepec, Oaxaca. Otra vía importante es la carretera Federal No. 145 que comunica a la ciudad de Minatitlán, en este punto cambia a la carretera Federal 180 que da acceso a la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Desde esta ciudad parte la carretera Federal No. 186 que comunica a todo el sureste mexicano, es decir, a los estados de Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Otras formas de acceso al Puerto de Veracruz son por vía aérea o marítima; el aeropuerto internacional Lic. Miguel Alemán recibe vuelos procedentes de varias ciudades y el puerto de Veracruz es un puerto turístico y comercial; ambos son ejemplo de la importancia de este estado para nuestro país, tanto para la industria petrolera como para otras actividades económicas.

1.5.- FISIOGRAFIA

Según López Ramos 1979, antes de la década de los cincuenta poco se conocía de la geología del subsuelo, así como de su fisiográfica, sin embargo, con el descubrimiento del campo Angostura (año 1953), se iniciaron los estudios fisiográficos y geológicos de la Cuenca.

La porción meridional de la Cuenca de Veracruz se extiende desde el Sur del Macizo de Teziutlan y su límite septentrional corresponde con el norte de la cuenca Salina del Istmo y el complejo volcánico de los Tuxtlas; la Sierra Madre Oriental constituye su límite al Oeste (Hidalgo, Caraveo 2006).

Según Viniegra (1965) la curva batimétrica de 200 m divide a la región centro oriental de México en tres diferentes regiones, la primera llamada provincia de la llanura costera, la segunda provincia de la Sierra Madre Oriental y por ultimo la tercera provincia del Altiplano. En la primera provincia se ubica la cuenca de Veracruz, esta provincia presenta una topografía plana con cierta inclinación hacia el golfo de México; y en su superficie afloran depósitos sedimentarios cuaternarios y rocas piroclásticas.

La subprovincia de los Tuxtlas que se encuentra en la parte sur, esta constituida por material piroclástico y lava de composición básica, que se caracteriza por lomeríos y bajos redondeados, dentro de los que sobresale el monte de San Martín con 1659 msnm, la Sierra de Santa Martha con 1000 msnm también se tienen lagos de origen volcánico, litorales y lagunas costeras.

La provincia de la Sierra Madre oriental ubicada al oriente presenta un gran contraste en el relieve comparada con la antes mencionada, con fuertes pendientes y grandes elevaciones, las cuales son más notorias hacia la parte mas central de la Sierra alcanzando alturas de 2600 m. Esta provincia se caracteriza por sierras alineadas de noroeste a sureste con alturas que varían desde los 2600 a 600 msnm en la parte noroeste, mientras que en el sureste, las alturas varían de los 400 a 500 msnm, hasta alcanzar mas de 200 m a medida que se penetra ha la sierra. El paisaje Karstico donde se

tienen secuencias de carbonatos se manifiestan de manera evidente con la presencia de pequeñas y grandes colinas, en los cuales los procesos de disolución han actuado modelando el paisaje. (Hidalgo, Caraveo 2006).

Otro aspecto geomorfológico muy importante ubicada al norte de la Cuenca de Veracruz es la Faja Volcánica Transmexicana, destacando el Pico de Orizaba con 5702 msnm, así como, el Cofre de Perote con una altura de 4287 msnm.

En la subprovincia de los Tuxtlas afloran rocas del Cenozoico (paleógeno), las cuales están cubiertas por rocas volcánicas que son más jóvenes compuestas de piroclastos y derrames de lava que dan forma a una topografía de lomeríos suaves y redondeados; los rasgos más sobresalientes son el volcán de San Martín con 1659 msnm y la Sierra de Santa Martha con 1000 msnm; por otro lado el macizo de San Andrés también alcanza una altura de 1658 msnm.

En la planicie costera en la parte más cercana a la costa se encuentra presente gran cantidad de meandros formados por los ríos, los cuales tienen escaso gradiente, ya que han alcanzado su nivel base de erosión, como ocurre con el Río Coatzacoalcos y Papaloapan (Hidalgo, Caraveo 2006).

El Río Atoyac y Jamapa se ubican en la parte norte de la Cuenca antes de desembocar en Boca del Río, Veracruz. En la parte central se tiene, el río Santo Domingo, con afluentes como son Valle Nacional, San Juan Evangelista, Salado, Tesechoacan, y Santa Rosa, que junto con el río Tonto, conforman el Río Papaloapan.

En la topografía de esta provincia predominan hacia las costas las zonas planas en donde las barras de arena son abundantes, los estuarios y las dunas también son característica distintiva del relieve, en cambio hacia el continente, abundan los lomeríos y las superficies onduladas de suaves pendientes.

1.6.- HIDROLOGIA REGIONAL

El estado de Veracruz se encuentra constituido por cinco regiones hidrológicas, que se originan debido al escurrimiento de los ríos Pánuco, Tuxpan, Cazonas, Nautla, Antigua, Jamapa, Papaloapan y Coatzacoalcos, los cuales tienen un escurrimiento promedio anual de 40 m³/s. El estado también cuenta con almacenamientos de aguas superficiales de agua dulce que se encuentran acumulados en los lagos y lagunas como la de Catemaco, Chairel, Chila, Pueblo Nuevo, Camarones, Alvarado, Pajaritos y Ostión como se puede observar en la [fig. 1.2](#)

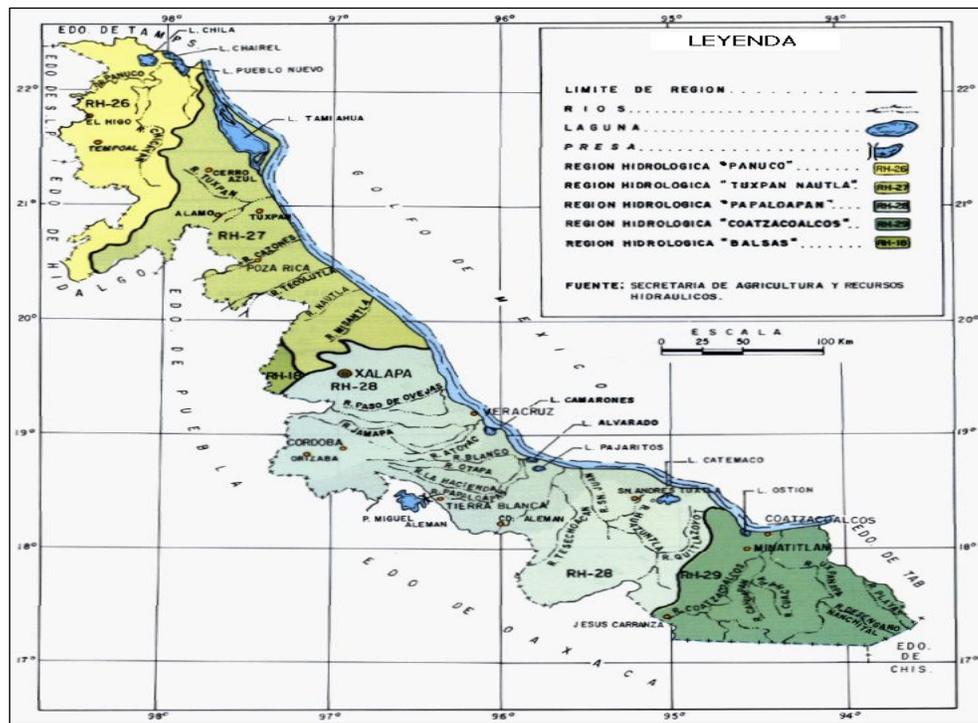


Fig. 1.2 Hidrológica y aguas superficiales del Estado de Veracruz (COREM,1994)

1.6.1 REGIÓN HIDROLÓGICA RÍO PANUCO

Esta región es una de las más importantes del país debido a que tiene una gran extensión por lo que ocupa el cuarto lugar, referente a escurrimientos ocupa el quinto lugar. El Río Panuco se ubica en la parte norte del estado de Veracruz, este río es alimentado por los ríos, Las Animas, Chicayán, Pujal Coy, Río Moctezuma y Río Tamesí. Esta región hidrologica aporta el 14.70 % de la demanda total de agua del estado con un gasto medio de $87.95 \text{ m}^3/\text{s}$.

1.6.2 REGIÓN HIDROLÓGICA TUXPAN-NAUTLA

Esta región se localiza en la parte Noroeste del estado de Veracruz y esta constituida por los ríos Nautla, Tecolutla, Cazones, Tuxpan y la laguna de Tamiahua. Los ríos antes mencionados se originan fuera del estado y todos convergen hacia el Golfo de México, además la laguna de Tamiahua tiene como característica el unirse al Río Panuco a través de los afluentes Chijol, Calabazo, Wilson y la llanura de Tampico Alto; por sus dimensiones es una de las mas grandes de México. Esta región aporta un 44.1 % de la demanda total de agua del estado y tiene un gasto medio de $264,32 \text{ m}^3/\text{s}$.

1.6.3 REGIÓN HIDROLÓGICA PAPALOAPAN.

Esta región Hidrológica abarca gran parte del centro y Sur del estado de Veracruz, las corrientes que la integran tienen una disposición radial y paralela, controlada por algunas elevaciones de la Sierra Madre Oriental y de la Faja Volcánica Transmexicana (el Cofre de Perote y el Pico de Orizaba), así como por otros aparatos volcánicos y Sierras plegadas, compuestas por rocas sedimentarias marinas, las cuencas que la conforman son Papaloapan y Jamapa. La primera es una de las tres más importantes del país, su corriente principal es el Río Papaloapan, tiene su origen en las serranías oaxaqueñas, donde los ríos Tonto y Santo Domingo son los formadores principales. El Río Jamapa, escurrimiento del cual toma el nombre la cuenca, nace en las faldas del Pico de Orizaba con la denominación de Pantepec. Esta región hidrológica reporta un gasto medio de 68.01 m³/s, es decir, el 11.37% del gasto total. En la zona Norte de la región se encuentra establecido el distrito de riego La Antigua y Actopan, que se abastece de los ríos Jamapa, San Juan Pancaya, Santa María y Actopan.” (Pérez, Cuapio 2006).

1.6.4 REGIÓN HIDROLÓGICA COATZACOALCOS.

Esta región corresponde al Sur de Veracruz está constituido principalmente por el río Coatzacoalcos que tiene su origen en la Sierra de Chinampán ubicada en el estado de Oaxaca donde es llamado río del Corte; a medida que el río corre hacia el golfo de México la topografía deja de ser abrupta. Además esta región también comprende las cuencas Tonalá, Lagunas del Carmen y Machona. Por su cercanía al mar sus aguas son salobres. El gasto medio de la región hidrológica es de 1.78 m³/s, que representa el 29.8% del gasto total del estado.

1.7 RESEÑA HISTORICA DE LA EXPLORACIÓN Y PERFORACION DE POZOS EN VERACRUZ

A finales del siglo pasado, las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México. El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoterías de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Veracruz. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

Los aspectos más relevantes de la evolución de la Cuenca de Veracruz comienzan con el descubrimiento del primer campo del activo, fue Angostura en 1953 productor de aceite. Posterior a ello, en 1958 se inicia la explotación de gas seco con el pozo San Pablo 4. Continuando con la exploración en el periodo que comprende de 1970 – 1980 donde se descubren los campos Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos productores de aceite con el descubrimiento de estos campos se pretendía elevar la producción de aceite, la cual alcanzó 18,271 bpd.

Hacia el periodo de 1981 a 2000 el objetivo primordial era mantener la producción y reactivar algunos campos. En este periodo se comienza con la explotación de gas húmedo en los campos del Cretácico Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos; así como, la reactivación de la

exploración con sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios en el activo dando como resultado el descubrimiento de los campos Playuela y Lizamba en el 2000. Actualmente se pretende reactivar campos e incrementar la exploración mirando principalmente hacia la extracción de gas.

CAPITULO 2 MARCO GEOLOGICO REGIONAL

2.1 GEOLOGÍA GENERAL

La Cuenca de Veracruz se encuentra localizada en la parte central del Estado de Veracruz y la parte Oriente de los estados de Puebla y Oaxaca. Esta cuenca la podemos considerar como una entidad tectónica sedimentaria que tiene relación con otras cuencas con las que limita, las más importantes son las plataformas de Córdoba y Orizaba, en la parte poniente; hacia el noroeste la sierra de Zongolica que corresponde al cinturón plegado, de la sierra madre oriental.

Desde el punto de vista petrolero la cuenca de Veracruz y la plataforma de Córdoba son de gran importancia, la primera se cree que desde el Jurásico sirvió como unidad de sedimentación; esto debido a las evidencias que se han encontrado, principalmente estratigráficas; estas evidencias se descubrieron por los Pozos petroleros perforados en los bordes de la plataforma de Córdoba que pertenecen a esta edad; sin embargo las perforaciones realizadas por pozos exploratorios más recientes dentro de la Cuenca de Veracruz sólo alcanzaron la serie del paleoceno. Por otra parte, la plataforma de Córdoba se encuentra constituida por secuencias de carbonato; los cuales tienen su origen en el Cretácico; durante la segunda parte del Paleógeno estos sedimentos quedan expuestos a la erosión y fueron deformados por esfuerzos compresivos.

La plataforma de Córdoba y la Cuenca de Veracruz se encuentran limitadas hacia el Oriente por sus propias facies transicionales presentes a lo largo del frente tectónico sepultado. Desde el punto de vista petrolero, en este Frente Tectónico se ubican los campos petroleros más importantes que producen en el Jurásico y Cretácico en trampas estructurales. Por otra parte la Cuenca Cenozoica de Veracruz, la cual está constituida por intercalaciones de diferentes litofacies de sedimentos terrígenos, es la que le confiere también importancia económica-petrolera, debido a los numerosos yacimientos de gas no asociado encontrados.

La Cuenca de Veracruz así como la plataforma de Córdoba y Orizaba dada su proximidad comparten su historia sedimentológica estratigráfica, estructural y tectónica por lo tanto sus series estratigráficas presentan una cierta relación en cuanto a eventos y evolución.

El proceso de sedimentación dentro de la Cuenca de Veracruz se generaron en ambientes tanto batiales como neríticos, los cuales fueron causados principalmente por procesos de subsidencia flexural de cuenca proceso contemporáneo a la deformación compresiva que ocurría al occidente que en su momento perturbaba a las plataformas de Córdoba y Orizaba en el Paleógeno. Por último hacia el Neógeno siguió ocurriendo la depositación de sedimentos terrígenos cada vez más someros hasta los márgenes litorales y de planicie aluvial, los cuales describen a los depósitos del Plioceno-Pleistoceno dentro de la planicie costera de Veracruz. La sucesión de sedimentos fue seguida por derrames y cenizas volcánicas del Neógeno.

Durante el Cretácico Superior-Eoceno, la plataforma de Córdoba y la Cuenca de Veracruz sufrieron cambios sustanciales debido a las deformaciones originadas por fuerzas compresivas de la Orogenia Laramide; estas causaron la deformación de las plataformas carbonatadas originando una serie de fallas inversas, así como pliegues de propagación con dirección de transporte tectónico hacia el Este-Noreste. Ortuño et. al. (1999) consideran que una gran subsidencia en la Cuenca de Veracruz hace posible el depósito de un gran espesor de sedimentos terrígenos que finalmente es deformada

levemente por una deformación compresiva (inversión) que llega a mantenerse hasta afectar las series miocénicas.

La Cuenca de Veracruz se ubica en la margen suroeste del Golfo de México como se puede observar en la **fig. 2.1**. Los límites de esta cuenca son los siguientes: hacia el Norte se encuentra limitada por el Cinturón Volcánico Transmexicano, al oeste por la Sierra de Zongolica, mientras que hacia el sur su límite es la Cuenca Salina del Istmo. La Cuenca de Veracruz está separada de la Cuenca del Golfo de México por altos estructurales asociados a los Volcanes de los Tuxtlas y el alineamiento Alto de Anegada (Prost y Aranda, 2001).

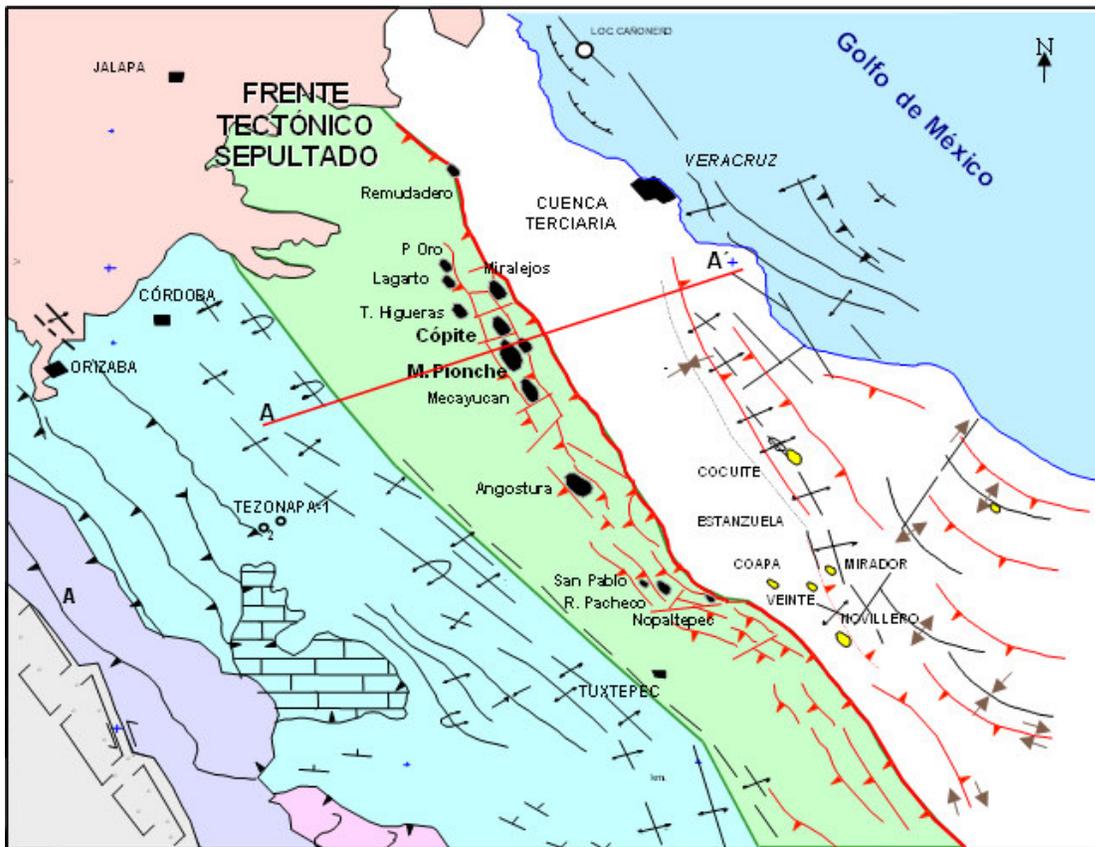


Fig. 2.1. Mapa de los límites geológicos de la Cuenca de Veracruz (Cortesía de PEMEX).

En la parte Noroeste de la cuenca se presenta un cinturón plegado que corresponde con el levantamiento de la Sierra de Zongolica, ésta es la expresión que se puede observar desde cualquier lugar; La Cuenca de Veracruz tiene la particularidad de que en su límite próximo al el frente de este cinturón deformado las rocas Cenozoicas sedimentarias están afectadas por levantamientos verticales originados por sistemas de fallas normales y laterales (Pérez, Cuapio 2006).

La historia y desarrollo de la Cuenca de Veracruz esta relacionado a una serie de eventos que están asociados a la apertura del Golfo de México, que se origino en el jurasico Tardío. Durante el Cretácico Tardío, así como, en el Cenozoico Temprano la orogenia Laramide ocasiono

deformaciones que dieron origen a estructuras orientadas en dirección noroeste-sureste, caracterizándose por plegamientos y callamiento inverso; en el continente esta deformación dio como origen a la Sierra de Zongolica y sus alrededores. Por otra parte, también debido a esta Orogenia ocurrieron levantamientos que originaron la Sierra Madre Oriental evento que en su parte final coincidió con el desarrollo de la Cuenca sedimentaria de Veracruz, a partir del límite Este del plegamiento; posteriormente ocurrieron procesos de intemperismo y erosión que formaron durante el Cenozoico las secuencias clásticas con espesores mayores de 10,000 m. El evento de deformación compresiva (Orogenia Laramide) se explica por el choque de las placas de Norte América y Farallón cuya posición se puede observar en la **fig. 2.2**



Fig. 2.2 Marco Tectónico que muestra la ubicación de las placas de Norte América y Farallón durante el Oligoceno, para la Cuenca de Veracruz (Tomada de Prost y Aranda, 2001).

2.2 ESTRATIGRAFÍA

Los cambios estratigráficos más evidentes dentro del área de estudio desde el Jurásico, que se asocian con los cambios relativos de forma cíclica en el nivel del mar; cambios que se explican en gran medida por actividad tectónica que ha afectado a la región. Los eventos previos a la sedimentación de la Cuenca de Veracruz, corresponden al desarrollo de las plataformas carbonatadas y la cuenca que comenzó a crearse durante el Jurasico Tardío y Cretácico Temprano; en el mesozoico donde se constituyen los dominios paleogeográficos que se observa en la **fig. 2.3**, y que condicionaron el desarrollo posterior de la Cuenca de Veracruz.

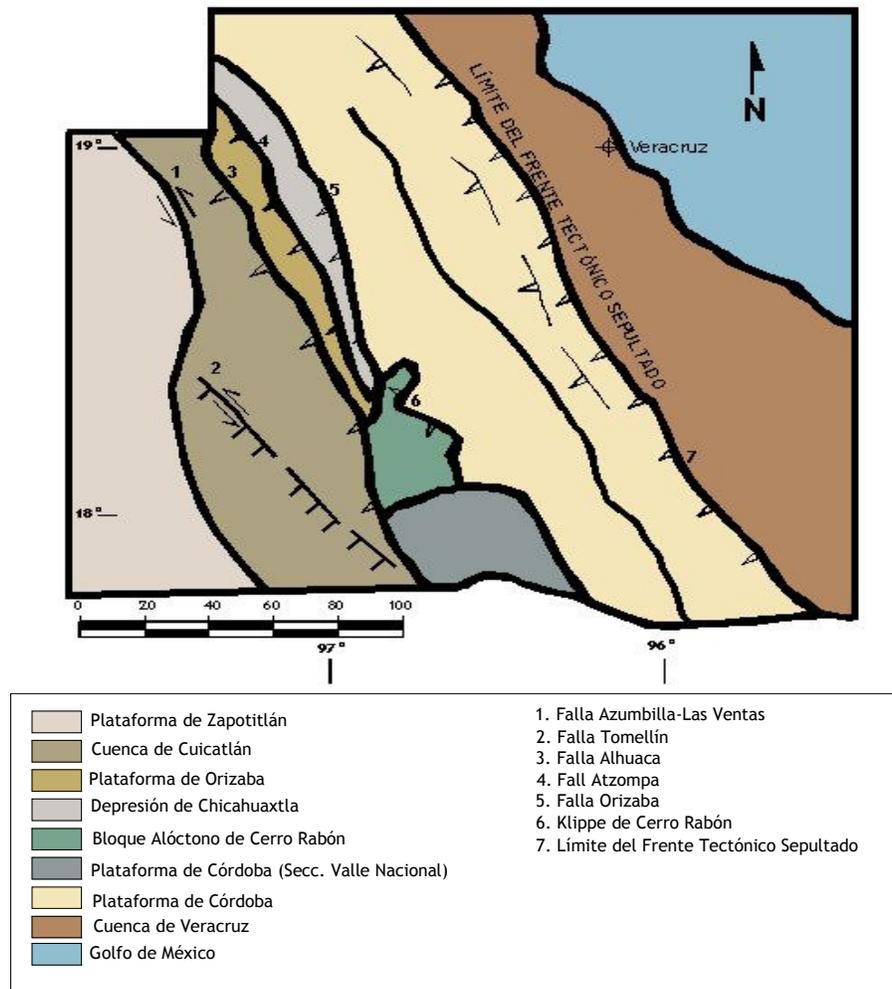


Fig. 2.3. Dominios Estratigráficos y Paleogeográficos del área de estudio. (Modificada de Toriz Gama, 2001).

En la Fig. 2.3 se muestra de manera simplificada los diferentes dominios estructurales y las diferentes formaciones geológicas que se acumularon a través del tiempo geológico, constituyendo así a la sierra de Zongolica, y el frente Tectónico sepultado.

Con respecto a la estratigrafía que se ha reconocido en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz y en su entorno, esta se asocia directamente con los dominios paleogeográficos que ocurrieron a partir del jurasico; se encuentra conformada por 12 formaciones correspondientes al Mesozoico y 6 al cenozoico; unidades estratigráficas que se describen a continuación (**tabla2.1**).

		SIERRA DE ZONGOLICA						
PERIODO	ÉPOCA	EDAD	SIERRAS INTERNAS	SIERRAS CENTRALES	SIERRAS EXTERNAS	FRENTE TECTÓNICO SEPULTADO		
			CUENCA DE CUICATLÁN	PLATAFORMA DE ORIZABA	MONOCLINAL DE USILA	DEPRESIÓN CHICAHUAXTLA	PLATAFORMA DE CÓRDOBA	PLATAFORMA DE CÓRDOBA Y CUENCA DE VERACRUZ
NEÓGENO	PLIOCENO	Placencian						
		Tortonian						
	MIOCENO	Serravallian						
		Langhian						
		Burdigalian						
		Aquitanian						
		Chatliano						
PALEÓGENO	OLIGOCENO	Rupelian						
		Phliaboniano						
		Bartonian						
	EOCENO	Lutecian						
		Yprecian						
		Thanetian						
		Selancian						
	PALEOCENO	Danian						
		Maastrichtian						
		Cenomanian						
CRETÁCICO	SUPERIOR	Cenomanian						
		Santonian						
	INFERIOR	Albian						
		Aptian						
		Hauterivian						
		Valanginian						
		Berriasian						
		Tithonian						
		Kimmeridgian						
		Oxfordian						
JURÁSICO	MEDIO	Bathonian						
		Bajocian						
		Aalenian						
		Toarcian						
		Pliensbachian						
	INF.	Sinemurian						
		Mettangian						

Tabla 2.1 Secuencias estratigráficas, correspondientes a los diferentes dominios paleogeográficos. (PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, 2001).

2.2.1 JURÁSICO

2.2.1.1 FORMACIÓN TEPEXILOTLA

La Formación Tepexilotla se encuentra constituida esencialmente por mudstone y calizas arcillo-arenosas, la cual presenta una coloración gris oscuro a negro, presentando estratificación delgada a laminar; además presenta intercalaciones de lutitas negras carbonosas con materia orgánica. En las proximidades de Tepexilotla, Puebla, presenta espesores que varían de 100 a 150 m., y su edad corresponde al Tithoniano. Su ambiente de depósito es litoral de baja energía en condiciones reductoras y con circulación restringida.

2.2.2 CRETÁCICO

2.2.2.1 FORMACIÓN XONAMANCA

Esta formación corresponde con una serie sedimentaria Vulcano-clástica carbonatada, se encuentra formada principalmente por calizas pelíticas, tobas, horizontes bentoníticos y litarenitas andesito-dacitas gris verdusco delgada con intercalaciones de argilitas grises; presenta una estratificación media. Tiene un espesor que varía de 400 a 500 m y su edad corresponde al Berrasiano-Valanginiano. Se interpreta que fue depositada en un ambiente de aguas someras que fue cambiando a mayor profundidad dentro de la misma plataforma lo que tuvo influencia de eventos volcánicos en aguas de reducida circulación.

2.2.2.2 FORMACIÓN TAMAULIPAS INFERIOR

La Formación Tamaulipas Inferior esta compuesta principalmente por mudstone-wackestone de coloración gris a gris oscuro, con algunas capas arcillosas, tiene evidencias de haber sufrido esfuerzos de compactación y fracturas; también contiene nódulos y lentes de pedernal. Presenta una estratificación variada de media a gruesa con pequeñas intercalaciones arcillosas laminares; En la zona de Zongolica presenta espesores entre 200 y 300 m. La edad de esta formación es Berremiano-Aptiano. Se interpreta que su ambiente de depósito fue en aguas profundas de plataforma externa, de libre acumulación.

2.2.2.3 FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR

Esta formación se encuentra constituida por mudstone-wackestone con coloración gris a gris oscuro, con algunas capas arcillosas, de aspecto compacto con pequeñas bandas y lentes de pedernal; tiene estratificación que va de delgada a gruesa. Los aloquimicos son bioclastos e intraclastos que fueron arrastrados por corrientes de turbidez; la zona de Zongolica, su espesor varía de 200 a 300 m. y su edad corresponde con el Albiano-Cenomaniano. El ambiente de depositación es de plataforma externa con libre circulación, los cuales fueron depositándose entre los altos de la plataforma.

2.2.2.4 FORMACIÓN ORIZABA

Esta formación se encuentra constituida por una litología de wackestone-packestone y grainstone con una coloración gris y gris cremoso con microfósiles; tiene alternancia de dolomías de textura fina a media y los estratos presentan espesores de medio a grueso. Hacia la región sureste de Zongolica, contiene anhidritas en la base; el espesor puede variar desde los 1000 a 1500 m en el cerro de Escámela en Orizaba, Veracruz. La edad de esta formación es Albiano-Cenomaniano y el ambiente de depósito corresponde a plataforma interna carbonatada en el cual la evolución de facies se desarrolla en zonas de submarea e intermarea. El dominio paleogeográfico es Plataforma de Orizaba – Plataforma de Córdoba. (Pérez, Cuapio 2006)

2.2.2.5 FORMACIÓN TECAMALUCAN

La Formación Tecamalucan se compone de intercalaciones de mudstone de coloración gris oscuro a negro, arcilloso que gradúa a margas arenosas, con lutitas de coloraciones de pardo y ocre

laminares; también contiene algunos estratos de areniscas calcáreas de un grano fino y algunos bancos carbonatados areno- arcillosos de estratificación gruesa. En la Zona de Tecamalucan, Veracruz, presenta espesores que van desde los 300 a 400 m la edad de esta formación es Tutoniano-Senoniano. El ambiente de depósito corresponde a depósitos de plataforma externa profunda (pie de talud), en esta zona los flujos de sedimentos de ambientes someros se deben a deslizamientos producidos por las corrientes de turbidez, teniendo como resultado, una mezcla de sedimentos de diferentes ambientes y variada fauna, que dio lugar a estructuras de flujo, interdigitalizaciones y brechas. (Pérez, Cuapio 2006).

2.2.2.6 FORMACIÓN AGUA NUEVA

Esta formación, en la zona del Cañón de la Borrega, se compone de una serie calcáreo-arcillosa, que se divide en dos miembros, el inferior constituido por calizas arcillosas con laminaciones de lutita; el superior esta compuesto por estratos delgados de wackestone; el espesor en esta zona es de aproximadamente 240 m. La edad de esta formación es Turoniano, no obstante en algunos lugares es Cenomaniano Superior-Turoniano. Para esta formación el ambiente de depósito corresponde a plataforma externa de aguas profundas de baja energía con poca oxigenación, lo que favoreció la preservación de la materia orgánica; su depósito se asocia con una trasgresión ocurrida a nivel mundial (Pérez, Cuapio 2006).

2.2.2.7 FORMACIÓN MALTRATA

La Formación Maltrata presenta una litología compuesta de calizas de color gris a gris oscuro, además contiene intercalaciones arcillosas; la estratificación es delgada con bandas de pedernal. En la proximidad de la población de Maltrata tiene un espesor de 100 a 200 m la edad de esta formación es Turoniano. La acumulación de sedimentos se dio bajo un ambiente de depósito de aguas profundas con poca turbulencia, así como condiciones reductoras con baja oxigenación.

2.2.2.8 FORMACIÓN GUZMANTLA

Esta formación tiene una litológica compuesta de una serie de mudstone-wackestone, con algunas capas delgadas arcillosas hacia la base, por otra parte en la cima presenta series de wackestone-packestone y grainstone de color gris cremoso; los estratos tienen un espesor que van de medianos a gruesos, y en ocasiones son de tipo masivo. Presenta alternancia con dolomías de textura fina a media, contiene horizontes arcillosos interestratificados; debido a los cambios ambientales que ocurrieron durante su depósito, el espesor varía, ya que el miembro basal o Facies miliólidos tiene un espesor de 540 m, a su vez el horizonte con calizas de pedernal y fauna pelágica tiene un espesor de 100 m, mientras que las Facies olíticas presentan de 60 a 90 m (Viniestra, 1965).

La formación Guzmantla tendría aproximadamente 1600 m de espesor si se tomaran en consideración los tres cuerpos antes mencionados; esto incluiría edades del Turoniano- Coniaciano y muy probablemente hasta el Santoniano.

Para esta formación, en su parte baja del Turoniano presenta depositación bajo un ambiente de plataforma externa y para el Coniaciano Superior a Santoniano presenta depósitos de plataforma interna con lagunas aisladas.

2.2.2.9 FORMACIÓN SAN FELIPE

Se trata de una serie de calizas arcillosas de color verde olivo con algunas intercalaciones de lutita y bentonita verde olivo; en la parte del frente tectónico sepultado cuenta con un espesor aproximado de 150 a 200m. La edad correspondiente a esta formación es de Santoniano-Campaniano. Mientras que su ambiente de depósito corresponde a aguas profundas cercano a un arco volcánico.

2.2.2.10 FORMACIÓN MÉNDEZ

Esta formación presenta una litología compuesta por margas y lutitas de coloración gris, gris verdoso, así como amarillo ocre con pequeñas cantidades de material piroclástico. En la zona correspondiente al Cerro Rabón, presenta alternancia de wackestone-packestone y bioclastos de color gris claro, con estratificación gruesa.

En el área de la estación Méndez, San Luís Potosí, el espesor es de 200 a 300 m su edad corresponde al Maestrichtiano-Campaniano. El ambiente de depósito corresponde a aguas profundas con flujos carbonatados, los cuales provenían de la plataforma.

2.2.2.11 FORMACIÓN ATOYAC

La Formación Atoyac tiene una litología compuesta de wackestone, grainstone con biógenos recristalizados, además de presentar dolomías con textura fina y media; su estratificación presenta variaciones de media a gruesa. Hacia el área del poblado de Atoyac, Veracruz, tiene un espesor entre 300 a 400 m que corresponde a la edad de Maestrichtiano. Se caracteriza por tener un ambiente de plataforma interna, la cual presenta condiciones de temperatura y salinidad favorables para el desarrollo de fauna.

2.2.3 CENOZOICO

2.2.3.1 FORMACIÓN CHICONTEPEC

La Formación Chicontepec es una secuencia turbidítica, que se caracteriza por tener una litología compuesta en su mayoría por areniscas de grano fino a medio, lutitas de color gris con estratificación delgada y cuerpos aislados de conglomerados, así como estratos de carbonatados biógenos con estratificación media. En los alrededores de la Presa de Temascal, Veracruz existe una variación en el espesor de 200 a 300 m, la edad de esta formación corresponde al Paleoceno. Los sedimentos de esta formación se depositaron debido a efectos de la erosión de rocas carbonatadas expuestas en el momento de la Orogenia Laramide bajo un ambiente de aguas profundas, que están asociados a flujos carbonatados biógenos, los cuales se originaban de una plataforma deformada; su zona de influencia paleogeográfica son las plataformas de Córdoba y Orizaba

2.2.3.2 FORMACIÓN VELASCO

La Formación Velasco está constituida por lutitas de color verde olivo y gris, con incrustaciones arenosas y margosas, de color amarillento a rojizo; presentando alternancia con areniscas de grano medio a grueso, con cementante calcáreo arcilloso. Existen pequeñas laminillas de yeso y mica entre los planos de estratificación de las lutitas. Los espesores encontrados en la cuenca de Veracruz

y afloramientos en la superficie superan los 1700 m, el espesor real de esta formación no ha sido posible determinarlo, ya que siempre se ha encontrado bajo una superficie de erosión. La edad de esta formación corresponde al Paleoceno inferior. El ambiente de depósito se relaciona a un ambiente nerítico que cambió a batial; el cual se vio afectado por condiciones de baja salinidad y temperaturas constantes. Durante el depósito de esta unidad estratigráfica existieron levantamientos al occidente ocasionados por la orogenia laramidica.

2.2.3.3 FORMACIÓN GUAYABAL

La litología de la Formación Guayabal está constituida de lutitas calcáreas deleznable de color gris, en algunas zonas están presentes lutitas de color gris azul, que expuestas al intemperismo cambian a un color gris claro; presentándose intercalaciones de areniscas de grano fino y en ocasiones calcáreas. En la localidad de Guayabal presenta nódulos de siderita los cuales son típicos de esta formación. Mientras tanto en la localidad de Poza Rica, Veracruz, existen pequeños cuerpos de conglomerados lenticulares con fracciones de calizas pertenecientes al cretácico (como liticos), además de margas de color verde olivo, con un arreglo nodular y lutitas plásticas que contienen intercalaciones arenosas de aspecto masivo. La estratificación es difícil de apreciar y la laminación por igual, esto cuando se tiene arenisca intercalada. El espesor de esta formación varía de 60 a 1200 m, el cual aumenta de norte a sur; la edad a la que pertenece esta formación corresponde al Eoceno Medio, es decir, al Luteciano. El ambiente de depósito corresponde principalmente a mares tranquilos, de plataforma clástica, no obstante, las variaciones de espesor presentes hacen referencia a que localmente hubo depósitos de cañón submarino, con inclinación hacia el sur y contribuciones de sedimentos del oeste.

2.2.3.4 FORMACIÓN TANTOYUCA

La litología de esta formación está compuesta de areniscas y conglomerados de grano grueso a fino, además de secuencias arenosas-conglomeráticas; en algunas áreas contiene conglomerados y brechas con pedernal negro por lo que no muestra una estratificación precisa. Las series clásticas gruesas tienen intercalaciones de lutitas de naturaleza bentónica, así como de margas arenosas con algunos horizontes de brechas y conglomerados; existe también la presencia de areniscas que indican un retrabajo de la formación Chicontepec, además de pequeños fragmentos de pedernal, rocas volcánicas y metamórficas. El espesor de esta formación alcanza hasta 1000 m perteneciente a la edad del Eoceno superior. El ambiente de depósito corresponde a plataforma clástica, bajo condiciones de profundidad media.

2.2.3.5 FORMACIÓN LA LAJA

La litología de esta formación está constituida en su parte inferior, principalmente de lutitas de coloración gris con algunas combinaciones en tonalidades verdes y azules; presentando algunas intercalaciones de areniscas deleznable y algunos bloques de mundstone de corales.

En la parte superior de la formación se presentan en su mayoría areniscas de grano medio con horizontes de tobas. El ambiente de depósito se relaciona a plataforma clástica; con espesores que alcanzaron 1000 a 1400 m correspondientes a la edad del Oligoceno inferior.

2.2.3.6 FORMACIÓN ENCANTO

La Formación Encanto tiene una litología constituida por alternancias de areniscas de grano fino a medio y lutitas arenosas mal consolidadas de color gris a gris verdoso, con algunos tonos rojizos, los cuales se han producido por el intemperismo; estas franjas de color rojizo llegan a tener un espesor de entre 10 cm a 1 m. En la parte superior de esta formación se tienen estratos de areniscas de grano grueso poco consolidado y cementado. Su espesor varía entre los 500 a los 800 m y su edad pertenece al Mioceno Inferior; su depósito ocurrió en un ambiente de plataforma clástica.

2.2.3.7 FORMACIÓN PARAJE SOLO

La litología de esta formación la componen areniscas de grano grueso de color gris oscuro, en algunas zonas presenta interstratificación de laminillas de arcillas de color gris azulado, ceniza volcánica y materia orgánica (lignito); en la parte inferior la formación contiene areniscas compactas de color gris y rojizo. Mientras que en algunos horizontes se pueden encontrar algunos microfósiles y otros con abundante materia orgánica (lignita). El espesor aproximado de esta formación varía de 300 a 600 m existiendo controversia ya que en la Cuenca Salina hacia el Sur, en el Pozo Arroyo Prieto-1, se cortó un espesor de 1400 m lo cual hace pensar en que puede haber repetición por fallas. La formación corresponde al Mioceno edad obtenida por su contenido fosilífero y posición estratigráfica; esta unidad se acumulo en un ambiente transicional y se caracteriza por sus facies deltaicas.

2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y TECTONICA

La cuenca de Veracruz comprende diferentes unidades geológicas, afectadas por eventos tectónicos y estructurales que tienen relación como se observa en la tabla 2.2. En esta tabla se muestra la heterogeneidad de estilos estructurales, mismos que se ilustran esquemáticamente en la **fig. 2.4**, también se indica la distribución de los estilos estructurales.

La **tabla 2.2** indica las siguientes características: la edad, el escenario en que se llevó a cabo, el tipo de esfuerzo, la geometría resultante, el tipo de roca, y también los campos petroleros que se ubican en la zona.

ESTILOS ESTRUCTURALES			
	Pliegues Cabalgantes	Estructuras Transpresivas	Estructuras Extensionales
Deformación	Orogenia Laramide	Evento Chiapaneco Strike slip-falla dextral	Deslizamientos por Gravedad
Edad	Eoceno Medio (65-40 m.a.)	Mioceno Medio-Tardío (de 14 a 7 m.a.)	Mioceno Tardío-Plioceno (7-4 m.a.)
Escenario o sistema	Cinturón plegado de la Sierra de Zongolica y Pliegues Sepultados de la Plataforma de Córdoba	Fajas plegadas en échelon en la Cuenca Terciaria de Veracruz	Subprovincia Extensional Neogena en plataforma continental y Cinturón de pliegues (Subprovincia Cordilleras Mexicanas) en talud continental
Esfuerzo	Compresivo con acortamiento horizontal dirección WSW-ENE y extensión vertical	Transpresivo con acortamiento horizontal dirección NNE-SSW	Deslizamientos por Gravedad genera extensión horizontal y acortamiento vertical
Geometrías	Pliegues recumbentes Pliegues por propagación Pliegues de caja Fault-bend-fold Duplex	Estructuras en flor Anticlinales recumbentes Fallas de rumbo Rasgos lineales Fallas inversas	Anticlinales roll over Rampas u homoclinales Cinturón de pliegues alargados y angostos
Elementos	Despegue regional Rampas y flats Pliegues cabalgantes de cabalgaduras Frente	Falla regional de rumbo Rampas de alto ángulo Fallas verticales profundas Vergencias en ambos sentidos	Falla listrica normales Medio grabens Fallas Fallas antitéticas
Rocas plegadas	J, K, Pe, Ei y Em	Mioceno, Oligoceno, etc.	Mioceno, Plioceno, Pleistoceno
Campos	Miralejos, Cópite, M. Pionche, Mecayucan, Angostura, Sn. Pablo, Nopaltepec, Rincón Pacheco, etc.	Cocuite, Novillero, Playuela Lizamba, Mirador, Veinte, Coapa, Vistoso	Lankahuasa

Tabla 2.2 Diferentes eventos tectonicos y estructurales de la Cuenca de Veracruz (Pérez, Cuapio 2006)

Para efectos de estudio, en la cuenca de Veracruz, se pueden identificar tres unidades estructurales que se diferencian perfectamente, estos son: el Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica, la Cuenca de Veracruz y por debajo de ésta el Frente Tectónico Sepultado.

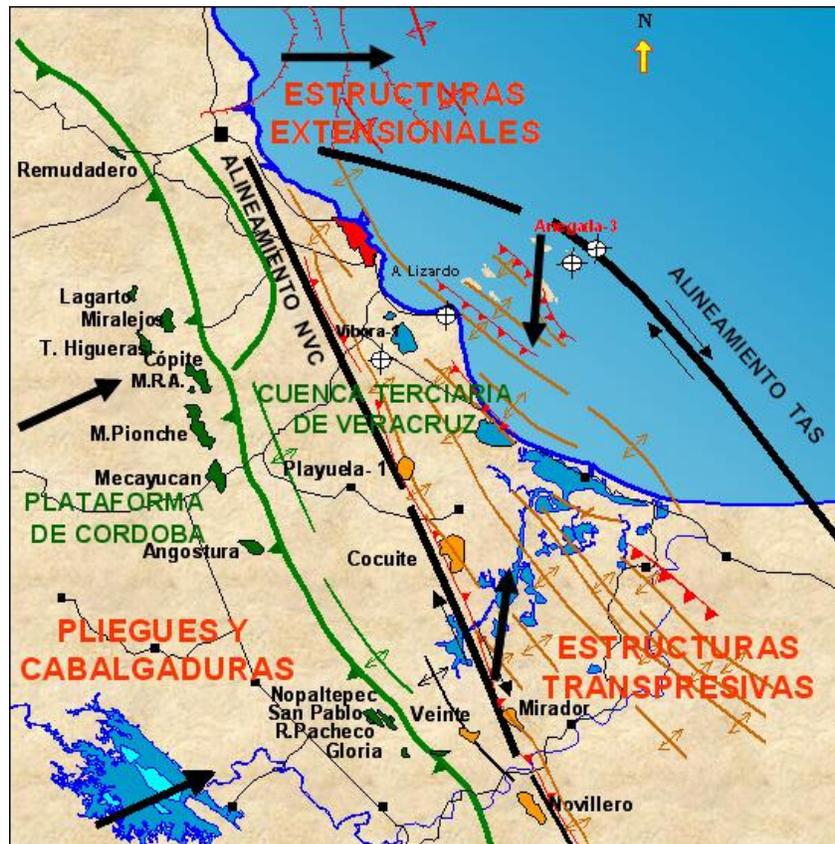


Fig. 2.4 Diferentes estilos estructurales de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Tomado de Guzmán, 2002)

En el Cretácico Tardío–Eoceno, es identificada una etapa compresiva, originando la Sierra de Zongolica, resultado de la deformación de los siguientes siete dominios paleogeográficos: Plataforma de Zapotitlán, Cuenca de Cuicatlán, Plataforma de Orizaba, Depresión de Chichahuaxtla, Plataforma de Córdoba y Antefosa de Veracruz. Esta deformación se debe al evento tectónico denominado “Orogenia Laramide” ocasionando deformaciones por los esfuerzos compresivos que actuaron del Suroeste al Noreste.

La Sierra de Zongolica, comprende tres unidades fisiográficas que coinciden con tres diferentes estilos tectónicos: Sierras Internas, Sierras Centrales y Sierras Externas, que a continuación se describen brevemente.

2.3.1 SIERRAS INTERNAS

Dentro del dominio paleogeográfico de la cuenca de Cuicatlán podemos ubicar las sierras internas, cuya amplitud varía hacia el Noroeste alcanzando hasta 20 km, mientras que hacia el Sureste alcanza un ensanchamiento de aproximadamente 40 km, esta variación se extiende hasta alcanzar

140 km. Debido a estos cambios bruscos se puede observar plegamientos, así como deformación penetrante ocasionando foliación, cataclasis y milonitización, sobre todo en las zonas de fallas. Las Sierras Internas tienen como límite principal, hacia el oriente la Falla de Coyomeapan-Huautla, la cual corresponde con una falla inversa; mientras que al poniente limita con la falla de Tomellín.

2.3.2 SIERRAS CENTRALES

Dentro del dominio paleogeográfico de la Plataforma de Orizaba se encuentran las Sierras Centrales, estas sierras tienen una amplitud promedio de 30 km y una longitud de 200 km. Se puede dividir en tres zonas de Noroeste hacia el Sureste; la primera zona corresponde a pliegues de propagación de fallas (abanico intrincado compuesto por seis escamas con echados fuertes y vergencia hacia el Noreste), la segunda zona corresponde al sobrecorrimiento del Cerro Rabón (en su bloque bajo es un dúplex con una falla de techo en la cima del Cretácico Superior y la falla de piso en la cima del Cretácico Inferior) y por último la zona que corresponde al Monoclinal de Usila, que presenta deformación de sus estratos por plegamientos sobre una falla inversa de alto ángulo.

2.3.3 SIERRAS EXTERNAS (PLATAFORMA DE CÓRDOBA)

Dentro del dominio paleogeográfico de la Plataforma de Córdoba se encuentran localizadas las Sierras externas, estas corresponden con estribaciones de la Sierra de Zongolica; las sierras externas las constituyen secuencias plegadas con una tendencia estructural alargada, ligeramente convexa al Noreste, es en esta dirección donde gran parte de los anticlinales que las conforman muestran un flanco más pronunciado. También en esta dirección es donde se encuentran las montañas más altas y amplias, presentando elevaciones que decrecen de 1400 a 300 m a medida que se aproximan a la planicie Costera del Golfo.

2.3.4 FRENTE TECTÓNICO SEPULTADO

Se origina debido a un cambio transicional de las Sierras Externas al denominado Frente Tectónico Sepultado, ya que la secuencia cenozoica que la cubre es una zona que no presenta deformación. El Frente Tectónico Sepultado pertenece al dominio paleogeográfico de la parte Oriental de las Plataformas de Córdoba y Orizaba; está compuesto cuando menos por tres escamas tectónicas con vergencia hacia el Noroeste y con una superficie de despegue en la base del Cretácico Inferior; se caracteriza por fallas de empuje y pliegues recostados.

2.4 CUENCA DE VERACRUZ

Como consecuencia de la deformación compresiva que afectó los diferentes dominios paleogeográficos durante el Cretácico Tardío y el Paleógeno, se originó el desarrollo de una importante subsidencia de tipo flexural formada la Cuenca de Veracruz. El depósito de sedimentos se dio a profundidades cada vez más someras hasta los límites litorales y de planicie aluvial, característicos de los depósitos pliocénicos-pleistocénicos de la planicie costera de Veracruz; la serie sedimentaria está cubierta por derrames de origen volcánico del Neógeno, tanto de la Faja Volcánica Mexicana, como del vulcanismo de la región de los Tuxtlas, Veracruz.

El basamento de la Cuenca de Veracruz está relacionado a la apertura del Golfo de México, misma que ocurrió durante el Jurásico Tardío, sin embargo la Cuenca de Veracruz es mas joven, ya que tuvo lugar en el Cretácico Tardío-Paleógeno.

2.5 BREVE HISTORIA GEOLÓGICA DE LA CUENCA DE VERACRUZ.

El **Jurasico medio** se caracterizó por las gigantescas cuencas salinas localizadas en la planicie costera y en partes del actual Golfo de México; de estas la mas importante es la Cuenca de Campeche que cubría la plataforma marina del mismo nombre hasta el área de Sigsbee Knolls; además existieron inundaciones que cubrieron lo que ahora son los Estados de Tabasco y Chiapas, así como una parte del nor-occidente de Guatemala, una parte de la región del Istmo y el área de la Cuenca de Veracruz.

A consecuencia del alto contenido de sal en el agua que origino en algunos sectores gruesas secuencias de evaporizas que al moverse en el Cenozoico afectaron la morfología estructural de las rocas suprayacentes existiendo gran diferencia entre las provincias que contenían gran cantidad de aquellas que no contienen evaporizas.

Por otra parte, las secuencias acumuladas durante el Jurasico Tardío, que corresponden con rocas arcillosas y lutitas calcáreas, son excelentes rocas generadoras de Hidrocarburos.

En el Cretácico Inferior ocurrieron eventos tales como depósitos de mar abierto en el antiguo Golfo de México, dando origen a lo que ahora es la Formación Tamaulipas Inferior. La variación de las condiciones de sedimentación se hicieron presentes en el Cretácico, principalmente en el Aptiano y el Albiano Inferior, estas variaciones fueron ocasionadas principalmente por las irregularidades del fondo de los mares, lo que produjo condiciones de cuenca profunda en las zonas que bordeaban las plataformas cretácicas, favoreciendo la acumulación de sedimentos en grandes cantidades y de gran espesor en las zonas de aguas profundas.

Durante el Albiano se dieron cambios considerables, en la tectónica, lo que origino una serie de movimientos ascendentes de carácter epirogénico de la parte basal, lo que produjo cambios en la batimetría de los fondos marinos, además de variación en la profundidad y en el relieve. Estos movimientos ocurrieron de manera lenta, ya que el paso de rocas del Albiano Inferior a rocas del Albiano Medio, es transicional y apenas si se percibe; la existencia de miliólidos presentes en los horizontes de carbonatos nos ayuda delimitar este cambio.

Las islas que quedaban al inicio del Neocomiano se cubrieron de agua por lo que ocurrieron cambios en las condiciones de sedimentación, prevaleciendo un ambiente de plataforma, lo anterior ocasiono el deposito calizas localizadas en la parte mas alta pertenecientes a la Formación Maltrata, que se deposito en estos mares, sin embargo, esta formación presenta un cierto ritmo en el patrón de sedimentación, acentuándose los colores oscuros y rojizos con una muy buena estratificación.

El Cretácico Inferior esta caracterizado por irregularidades en el piso marino sobre todo en los sitios que bordeaban a los elementos de mayor relieve, por lo que predomino un medio de cuenca profunda, favoreciendo la depositación de sedimentos de grano fino, tanto de carbonatos como de calizas arcillosas.

El origen de las Formaciones cambio debido a la tectónica que impero en el **Cretácico Superior** y en el Paleógeno, ocasionando fallas inversas y plegamientos. Esto afectó la sedimentación marina

de plataforma en los mares del **Cenozoico Temprano**, ubicados al oriente, donde se desarrolló la Cuenca de Veracruz (López, Ramos 1979).

En el inicio del Cretácico Superior se dieron cambios drásticos en el patrón de sedimentación que existía, sobre todo hacia el oriente de México, donde eran depositados sedimentos detríticos provenientes del occidente en donde se tenían levantamientos provocados por la actividad tectónica, volcánica y plutónica. También es en esta época cuando los mares se retiran gradualmente hacia el oriente asociados con deltas prográdantes y secuencias de ambiente transicional que van cubriendo a los depósitos de plataforma.

Por otra parte, durante el **Cretácico Superior – Paleoceno** en el margen continental de la Provincia del Golfo de México, la Sierra Madre Oriental siguió emergiendo debido al plegamiento y fallamiento, al pie de estos elementos orográficos se formaban cuencas y subcuencas a causa de la subsidencia del basamento hacia el Golfo de México. Estas depresiones marginales se hundían alternamente y se rellenaban con sedimentos provenientes de la Sierra Madre Oriental, depositándose en ambientes que variaban desde litorales hasta marinos someros y profundos; con variaciones en profundidad y relleno sedimentario dependiendo de la actividad tectónica de la región.

En el Paleoceno, de igual forma se dieron cambios debido al levantamiento de la Sierra Madre Oriental, lo que produjo la formación de una cuenca, la cual fue rellenada por depósitos de turbiditas encajonadas dentro de la Antefosa de Soyaltepec. Estos sedimentos al inicio fueron depositados en ambientes poco profundos, por lo que ocurrieron depósitos de rocas calcáreas con fauna pelágica. Posterior a este depósito, debido al azolve periódico, la batimetría y el ambiente deposicional variaron, dando origen a lugar a zonas pantanosas en las márgenes continentales próximas al mar.

Hacia la parte final de la Orogenia Laramide, las arenas de playa de los sedimentos acumulados en el Paleoceno y toda la secuencia Jurasica y Cretácica, sufrieron esfuerzos compresionales, provocando la formación de pliegues recostados cortados por fallas inversas.

La Orogenia Laramide en la parte Centro Oriente de México termina en el Eoceno, posterior a este evento se producen una serie de hundimientos de manera periódica, ocasionando que el material detrítico transicional continental y marino, azolvare la cuenca; para que posterior a esto ocurriera nuevamente otra fase de hundimiento. Estos hundimientos ocurrieron en los alrededores del Golfo de México en todo el Cenozoico, dando como consecuencia una clara variación y cambio ecológico marino, el cual era dominado por la velocidad del hundimiento de las cuencas Cenozoicas en el Golfo de México y por el relleno de terrígenos en la parte centro oriente de México.

En la provincia de la Cuenca de Veracruz el relleno terrígeno es impresionante, afectando la geomorfología de la Sierra Madre Oriental, ya que toda la provincia se elevó y desde entonces ha sido Tierra firme, hasta nuestros días (Pérez, Cuapio 2006).

Así la configuración que presenta actualmente la Sierra Madre Oriental como su elevación y morfología, se debe principalmente al factor erosión, que nos permite apreciar las montañas y sierras continuas y otras aisladas; de lo que representa una fuente muy importante de sedimentos terrígenos; lo que se erosiona de esta sierra se encuentra en el subsuelo tanto de la Cuenca de Veracruz como del actual Golfo de México dejando muy en claro que el proceso de erosión se encuentra en una etapa ya madura

Las secuencias Clásticas del **Mioceno** originadas por turbiditas y abanicos submarinos están distribuidas ampliamente en toda la cuenca, con ligeras variaciones laterales en las facies para algunas formaciones, caracterizándose por acumulaciones de abanicos submarinos en el **Mioceno Inferior** en gran parte de la Cuenca de Veracruz (**Fig. 2.5**).

Durante el depósito de la Formación Concepción Superior se registró la última trasgresión marina en la Cuenca, dejando como prueba sedimentos de aguas poco profundas, reflejándose en la composición de su litología y el contenido fosilífero de las formaciones suprayacentes (Pérez Cuapio, 2006).

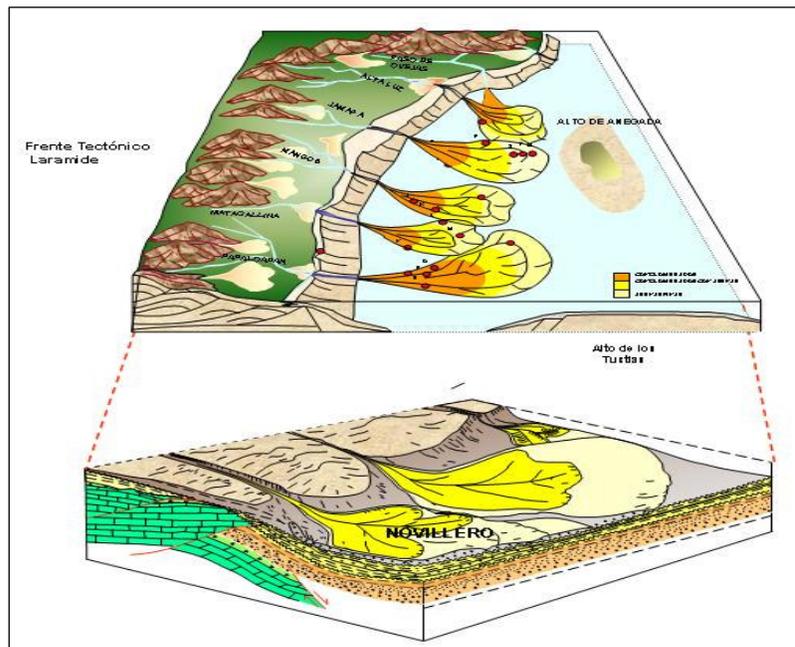


Figura 2.5. Modelo Sedimentario del Mioceno Inferior (PEMEX, 2003)

Posterior a la elevación de las secuencias sedimentarias que dieron origen a la Sierra Madre Oriental, la erosión originó la Penillanura Cordillerana, que durante el Mioceno sufrió una nueva elevación, formando un bloque basculado ligeramente inclinado hacia el este, haciendo a la Sierra Madre Oriental parte de la Margen oriental.

En el Cenozoico los procesos geológicos más relevantes, consistieron principalmente en levantamientos de los fondos marinos y algunos movimientos laterales ocasionando variación de los sedimentos y manifestaciones claras de discordancias.

Durante el Cenozoico la sal fue un factor importante en la deformación, principalmente en el sureste mexicano, independientemente del diapirismo de la sal en las secuencias mesozoicas y del Paleógeno; es desde el Paleógeno y hasta el Oligoceno cuando se produjeron también los movimientos causados por la plataforma de Yucatán, que su extremo meridional se movía, girando

de este a noreste y norte, lo que también afecto los procesos de sedimentación y origino otras estructuras geológicas, siendo las mas importantes los sistemas de fallas laterales que caracterizan a la región.

CAPITULO 3 SISTEMA PETROLERO.

En primer lugar es necesario precisar de manera clara como es conceptualizado el **sistema petrolero**, éste se define como un sistema interrelacionado, en el cual intervienen la roca generadora, la roca almacenadora y la roca sello, componiendo un arreglo geológico que permite generar transportar y finalmente contener hidrocarburos en el subsuelo en una trampa petrolera.

El sistema petrolero estudia y describe las diferentes relaciones que existen entre roca generadora, roca almacenadora y roca sello, dentro de una cuenca sedimentaria; además de los diferentes eventos geológicos que originaron trampas, tiempo de maduración de los hidrocarburos, su expulsión de la roca que la generó, el camino que recorre, es decir, su migración y finalmente su acumulación. Como sabemos este hidrocarburo acumulado y que forma un yacimiento es el resultado de varios procesos químicos y térmicos teniendo su origen en la materia orgánica que se transforma en Kerogeno y el Kerogeno forma diversos tipos y calidades de aceite y/o gas natural.

Dentro de esta definición existen tres conceptos básicos que son: **roca generadora** que es aquella donde se gesta y se producen los hidrocarburos, **roca almacenadora** que se define como el receptáculo de estos hidrocarburos producidos y finalmente **la roca sello** que impide que los hidrocarburos escapen.

3.1 ROCA GENERADORA

Las rocas generadoras que son primordiales para este estudio pertenecen en su mayoría al Mesozoico, son secuencias ricas en materia orgánica y gran cantidad de Kerogeno tipo II precursores de aceite y gas termogénico; dentro de las principales formaciones con estas características se encuentran el Jurásico Superior Tepexilotla, Cretácico superior e inferior, Orizaba y Maltrata(García Raúl,1992).

La materia Orgánica que se encuentra en las secuencias del Cenozoico esta distribuida de manera homogénea, es decir, de manera regular pero en pequeñas cantidades; se compone de kerógeno tipo III, generador de gas sobre todo cuando hay buena madurez.

Por otra parte, varios estudios de geoquímica han demostrado que las rocas del Paleógeno producen gas termogénico seco, mientras que las rocas del Neógeno son productoras de gas biogénico seco.

Dentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz se han identificado cinco subsistemas generadores como los menciona Fuentes P. Luís, 1999 los cuales son:

1. Jurásico Superior (Tithoniano).
2. Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano)
3. Cretácico Superior (Cenoniano-Turoniano)
4. Paleógeno (Paleoceno-Eoceno)
5. Neógeno (Mioceno-Plioceno)

De esta manera los Plays (**fig.3.1**) que han sido cargados por estos horizontes antes mencionados son:

1. Play Orizaba del Cretácico (Albiano-Cenomaniano)
2. Brechas del Cretácico Superior
3. Secuencias Arcillosas del Eoceno Medio,
4. Secuencias Arcillosas fracturadas del Mioceno
5. Secuencias Arcillosas del Plioceno Inferior.

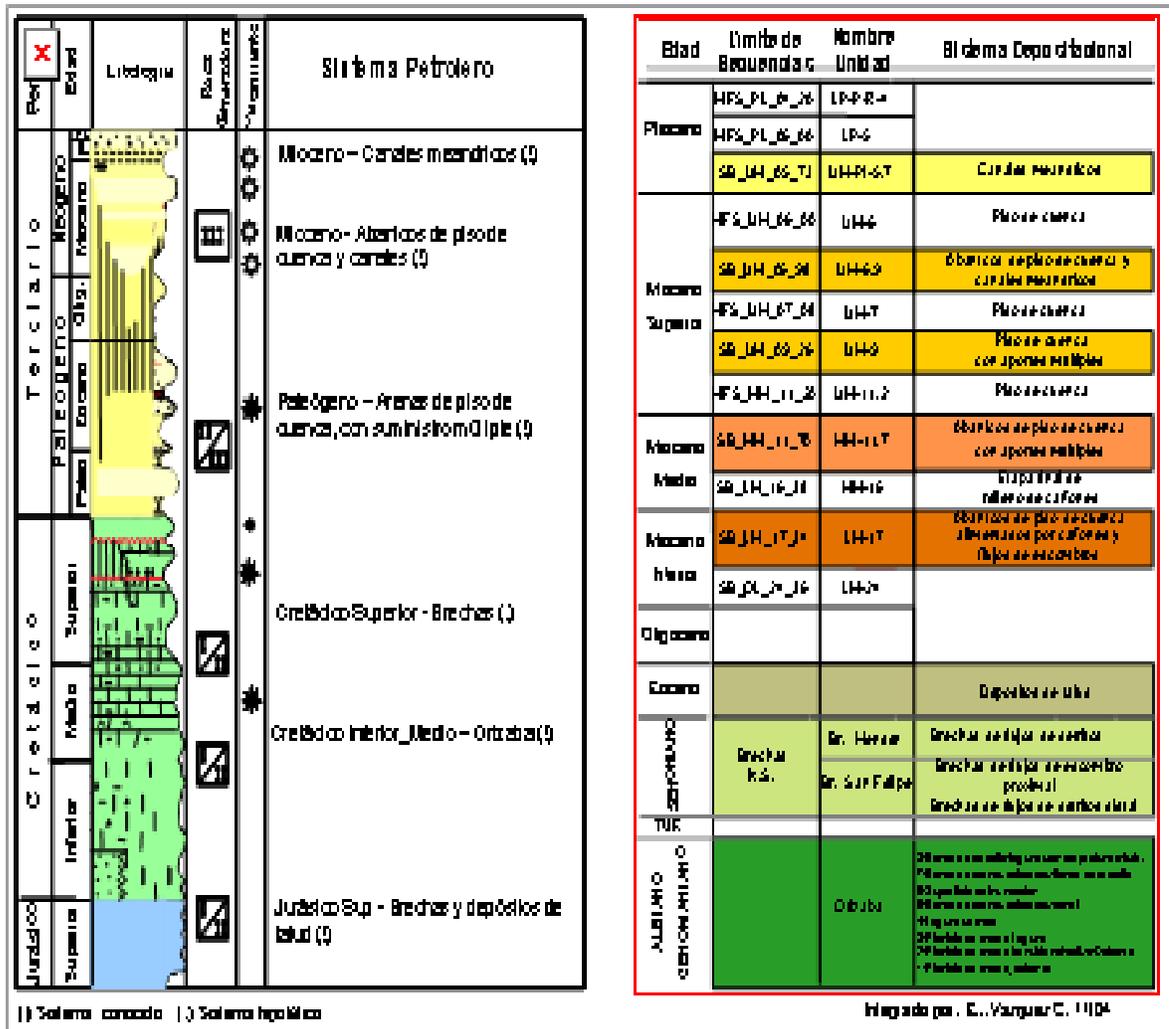


Fig. 3.1 Sistema petrolero y Plays de la Cuenca de Veracruz (Vázquez, 2004).

3.1.1 SUBSISTEMA GENERADOR DEL JURASICO SUPERIOR.

Este subsistema se asocia a la formación Tepexilotla, su litología esta constituida principalmente por lutitas de color negro, carbonosas, con nódulos de caliza de color gris oscuro a negro con alternancia de lutitas arenosas y calizas arcillo arenosas. El ambiente de depósito es de plataforma clástica, con pequeñas acumulaciones de carbonatos pertenecientes al Tithoniano.

En el pozo Ixcatlan I, al igual que en la Sierra de Zongolica son las localidades donde se han presentado litofacies típicas; este subsistema se caracteriza por tener un espesor aproximado de 250 m en casi toda su extensión, mientras que en la zona de mayor interés debido a su alto potencial generador alcanza un espesor de 150 m.

Los resultados de estudios geoquímicos no han sido contundentes, tampoco son suficientes, por lo que se requiere de un mayor número de datos e investigaciones para poder redefinir de mejor forma este subsistema.

El Kerógeno tipo II y III encontrados en las lutitas cortadas en el pozo Ixcatlan, generadores de gas y aceite, indica ser pobres o de baja carga según los datos reportados por IMP (2001). Los valores obtenidos son los siguientes: SPI= 0.78, COT= 0.48-0.78%, IH= 475, S2= 2.12 mg HC/g roca y Tmax. > 450 °C. por lo que se considera de madurez tardía con una Ro =1.0-1.35%. Las zonas más productivas se encuentran al frente de la plataforma de Córdoba y a lo largo de la misma.

La familia generadora marino-carbonatada siliciclastica fue definida mediante los biomarcadores de PEP, IMP, AMOCO (2003), a partir de relaciones isotópicas de ¹³C el cual es precursor de hidrocarburos saturados y aromáticos pertenecientes a los estratos del Jurásico Superior con relaciones de terpanos y esterados. Además se realizaron análisis químicos de las muestras de aceite de los pozos Estancuela-1, Miralejos-111, Novillero-10-4, Nacar -1, así como de la Chapopotera "Tlacuilotecatl" de donde se obtuvieron los siguientes resultados: 23 Tricíclicos>24 Tetracíclicos, 27 Diasteranos> 27 Estéranos regulares, 13 mas negativo (-25.3 a -27.5 saturados), 13 mas negativo (-25.3 a -27.5 saturados) y C29>C30 Hopano, sin Oleo.

Estas facies arcillosas se correlacionan con las rocas generadoras de la provincia de Tampico Misantla y la de Campeche.

En los pozos Macayucan 1001 y Matapionche 2072 se obtuvieron muestras de gas que se encuentran en rocas cretácicas, no obstante, la roca que lo genero pertenecen al Jurásico Superior; así también las muestras analizadas de aceite reflejan tener menor madurez que el gas, presentándose el mismo patrón que en los demás pozos.

3.1.2 SUBSISTEMA GENERADOR DEL CRETÁCICO INFERIOR-CENOMANIANO.

Este subsistema generador presenta facies carbonatadas evaporíticas y arcillo calcáreas, pertenecientes al Aptiano-Albiano y Cenomaniano con espesores de aproximadamente de 130 m, que tienen afinidad para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos. Los estudios geoquímicos realizados han permitido obtener los siguientes resultados: COT=1.14%, IH=511-531, S2=7.5-10.3 mgHc/g roca y Tmax=426- 470°C; concluyendo que el potencial generador es muy bueno.

El Kerógeno tipo II origen aceite y muy poca cantidad de gas seco, ya que con el análisis de espectrometría de masas y cromatografía de gases se logro determinar la composición molecular e isotópica, demostrándose, que el aceite pertenece a la familia de aceites marinos carbonatada evaporítica. Las relaciones de estérenos encontradas son C29>C27>C28, mientras que los hopanos corresponden con: C34, C33, C29, C30, así como los isótopos determinados resultaron ser los

siguientes: ^{13}C 24 a 26. Este subsistema generador se encuentra localizado en la parte norte de la Plataforma de Córdoba, por tal razón el aceite se encuentra distribuido en la Cuenca de Veracruz, además de la parte SW de Reforma-Tabasco y Chiapas.

3.1.3 SUBSISTEMA GENERADOR TURONIANO.

Este subsistema esta constituida por la siguientes litologías: mudstone, y calizas arcillosas de color gris oscuro con microbandas, con espesores entre 45 a 80 m. El Kerogeno encontrado es de tipo II, generador de aceite; esta característica se demostró con análisis geoquímicos obteniéndose los siguientes resultados: COT=1.41% -2.0%, con un IH= 511 -531, $S^2= 7.5-10.3$ mgHc/g roca y Tmax=426- 470°C. Con base en estos resultados, se confirmo que gran parte de los hidrocarburos se encuentran concentrados hacia la parte final de la Plataforma de Córdoba. Las temperaturas máximas tomadas por pirolisis tienen una variación entre los 408 a 439 °C, lo que la convierte en inmadura. Los valores reportados de Ro son: 0.86% (IMP), mientras que Chevron reporta una Ro= 0.39% haciendo un promedio de ambas se tiene una Ro= .62% observándose una tendencia a incrementarse a medida que se da el sepultamiento de W a E. De acuerdo al tipo de Kerogeno se trata de aceite pesado con un alto contenido de azufre, encontrándose que cuando los horizontes son ricos en materia orgánica, los espesores son muy pequeños. Así, el área de mayor potencial de este subsistema generador se encuentra hacia la Cuenca Cenozoica de Veracruz; sin embargo diferentes correlaciones realizadas de extractos de materia orgánica no son tan claras ya que muestra afinidad hacia otras litologías.

En algunos pozos tales como Cocuite-3, Macuile-4, Novillero -14 y Mata Verde -1, existe la presencia de gas termogenico ubicado dentro de la Cuenca de Veracruz; por lo que su origen aun no se conoce, ya que no se ha determinado con exactitud la roca que la genero, así pues es necesario establecer la correlación geoquímica entre las posibles fuentes generadoras y los yacimientos, para explicar su origen. De esta manera, este subsistema generador y su conformación son hipotéticos ya que no se tiene certeza en la información geoquímica.

3.1.4 SUBSISTEMA GENERADOR DEL PALEOCENO.

La litología que distingue a este subsistema se compone de lutitas de color gris oscuro a verdoso con intercalaciones de arenas de grano fino en una matriz arcillo calcárea. El ambiente de depósito corresponde al Talud continental y la secuencia es de la edad Paleoceno.

Debido a la variación de su distribución de W ha E, el espesor neto no es homogéneo, pero se ha estimado un promedio de 600m. Mientras que el área de mayor potencial generador es mucho más delgado con un espesor de 450 m, de naturaleza arcillosa.

Los resultados de los análisis geoquímicos corresponden con la siguiente información: COT=.65%, con un IH= 187-450, $S^2= 2.74-3.66$ mgHc/g roca y Tmax=418- 446°C. Este subsistema contiene Kerógeno Tipo I y II que experimento una transformación térmica media a madura con un potencial generador medio; los hidrocarburos generados en estas secuencias se encuentran almacenados en el Mioceno Temprano. De acuerdo a la información y por las correlaciones que se han realizado del aceite de este subsistema, la ubican como un sistema petrolero que goza de certeza.

3.1.5 SUBSISTEMA GENERADOR NEÓGENO.

La litología que compone a las rocas generadoras de este subsistema es de color gris verdusco con intercalaciones de arenas de grano fino y conglomerados, con cementante calcáreo; presenta algunos horizontes de bentonita de color gris verdusco que se caracteriza por presentar matriz arcillo-calcárea. El ambiente en el que se depositaron estos materiales corresponde con una plataforma clástica del Mioceno Inferior y Medio. Los espesores máximos son de 1250 m, aunque la roca con mayor potencial generador tiene un espesor promedio de 980 m. La distribución de este subsistema es continua, aunque la mayor concentración de estos depósitos se encuentra hacia la parte del sureste. De acuerdo a los análisis de geoquímica se sabe que el Kerogeno es de tipo III generador de gas. Su Ro tiene un valor de 0.52 lo que refleja la inmadurez de estas rocas, siendo hacia el depocentro, en la Formación la Laja donde se tiene madurez temprana. Otros datos importantes obtenidos por geoquímica son: COT= 0.7%, con un IH= 150-200, S²= 1.0 mgHc/g roca; de acuerdo a la información antes mencionada, las mejores perspectivas se tienen en la parte central SE de la Cuenca de Veracruz; es precisamente en este lugar donde se presentan los menores riesgos para la exploración y detección de gas de origen termogénico. De acuerdo con la información anterior, en los pozos Cocuite-3, Macuile-4 y Mata verde -1, se produce gas termogénico asociado a este subsistema generador. También se logro demostrar que parte del gas fue generado por secuencias inferiores, aunque aun no se determina con certeza si provienen del Cretácico Superior, Jurásico o Cenozoico, esto cobra gran importancia ya que el gas encontrado inicialmente en la cuenca de Veracruz solo era asociado a un origen biogénico y no termogénico por lo que el panorama es alentador en la exploración de nuevas oportunidades. Debido a la información con la que se cuenta este subsistema goza de gran certeza.

3.2 MIGRACIÓN.

La tecnología actual ha permitido definir con mejor claridad la forma en la cual se ha llevado acabo la migración en la Cuenca de Veracruz; ejemplo de estas herramientas son los modelos cinéticos de yacimientos petroleros y los registros geofísicos de alta resolución. Estas herramientas han contribuido en gran medida en la determinación del tiempo de generación y de migración de los hidrocarburos; obteniéndose resultados sorprendentes; se ha logrado determinar que rocas generadoras en la cuenca de Veracruz pertenecen al Mesozoico, en estos casos la migración de hidrocarburos se dio del Cretácico Superior al Mioceno Inferior, este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas inversas y fracturas. Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico Temprano, la generación y migración se dio durante el Mioceno al reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno; en la **fig. 3.2** se indica de manera esquemática como ocurrió la migración.

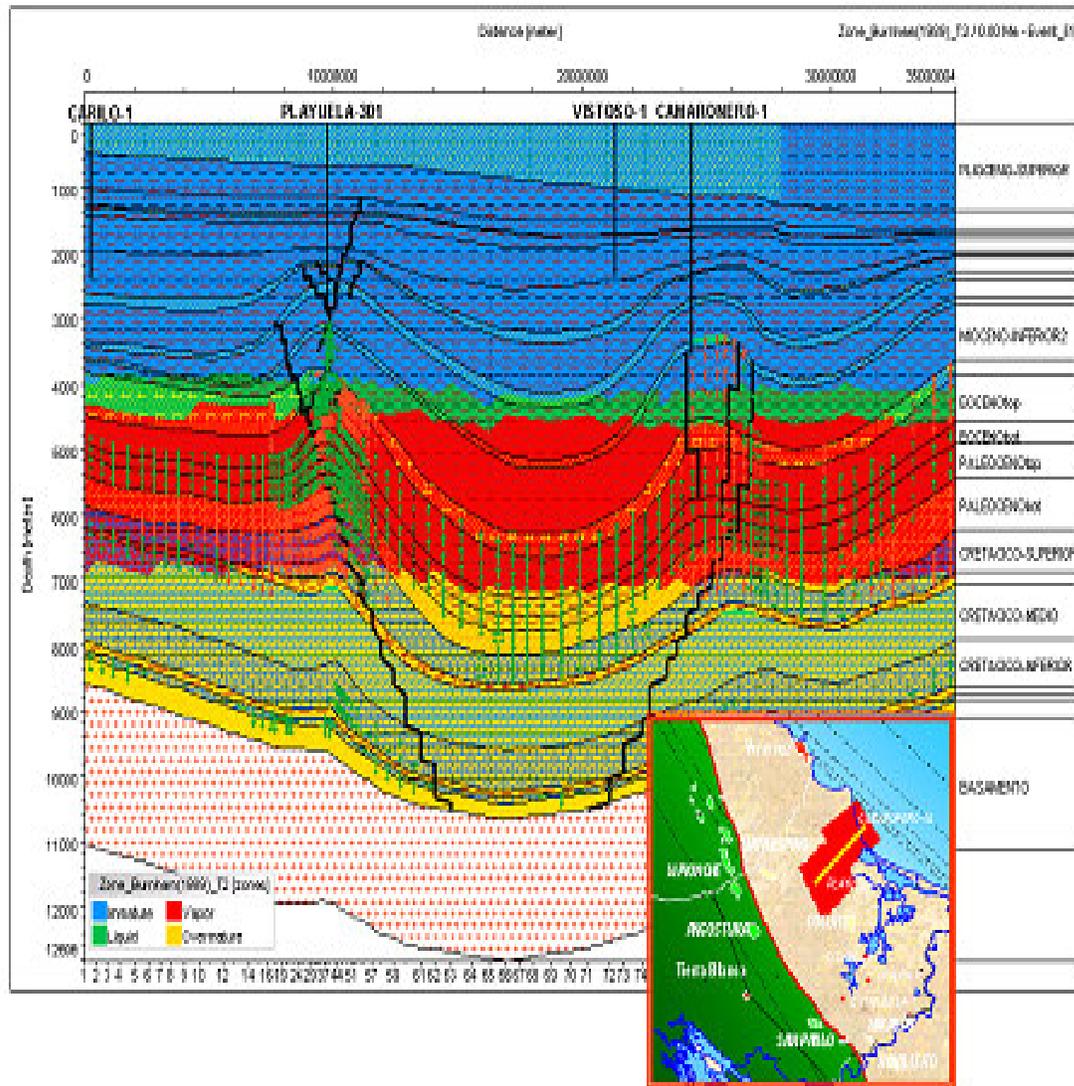


Fig.3.2 muestra la migración de hidrocarburos para los yacimientos Playuela y Camaronero (Vázquez, 2004)

Estudios mas recientes de sísmica 2D y 3D permite interpretar como ocurrió la migración, de tal manera que los gases termogénicos han estado migrando desde hace 10 mil años, contribuyendo al llenado de hidrocarburos de aquellas trampas preexistentes al Mioceno Temprano, por lo que se interpreta que esta migración se dio de manera lateral echado arriba de aquellos intervalos generadores del Cenozoico temprano y del Mesozoico. La migración del gas termogénico coincide con un sistema de fallas profundas favoreciendo a que este se moviera a través de ellas de manera vertical y transversal hacia diferentes niveles estratigráficos, estas características se pueden observar de manera más clara en la [fig. 3.3](#)

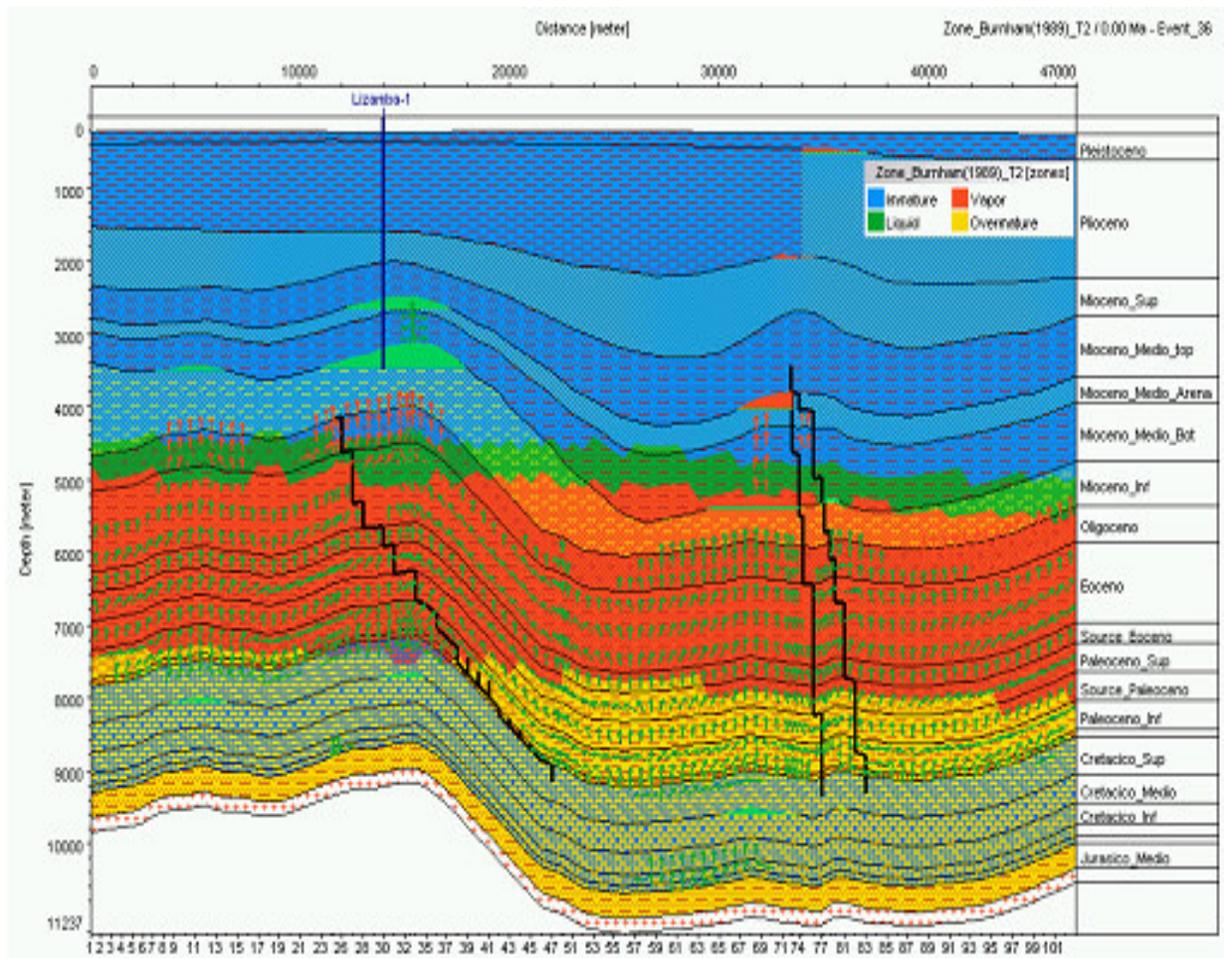


Fig. 3.3 Migración de gas y aceite a través de fallas en la Cuenca de Veracruz (Vázquez 2004).

Por otra parte se interpreta que el gas biogénico encontrado en algunos yacimientos de la cuenca, experimento migración secundaria causada por los efectos de compactación, fuerzas de empuje e hidrodinamismo, que actuaron sobre la roca generadora, teniendo mayor importancia en los depocentros de la cuenca de Veracruz y conducida por las rocas portadoras en forma vertical y lateral ascendente como lo menciona M. L Bordenave (1993). De esta manera, las fallas, fracturas y discordancia permitieron que la migración de gas se llevara acabo recorriendo grandes distancias e incluso superiores a los 100 km, tal como se interpreta en la **fig. 3.4**, donde también se indica la posición de la roca generadora.

En la **fig. 3.4** se interpreta que las distancias de migración son considerables, mientras que en la **fig. 3.5** se considera que la migración ocurrió en distancias cortas.

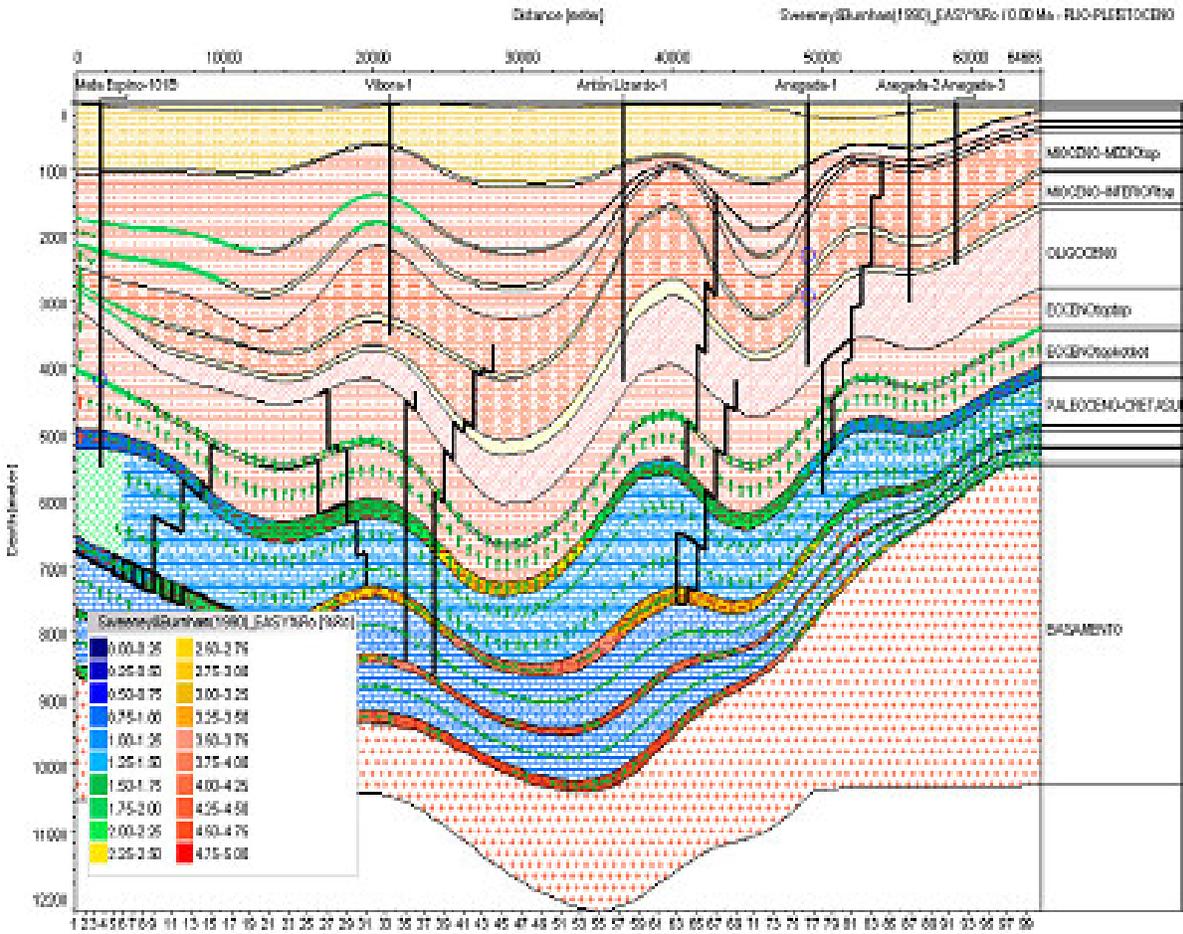


Fig. 3.4 Sección estructural mostrando la Generación y migración de Hidrocarburos en un sector de la Cuenca de Veracruz (Vázquez, 2004).

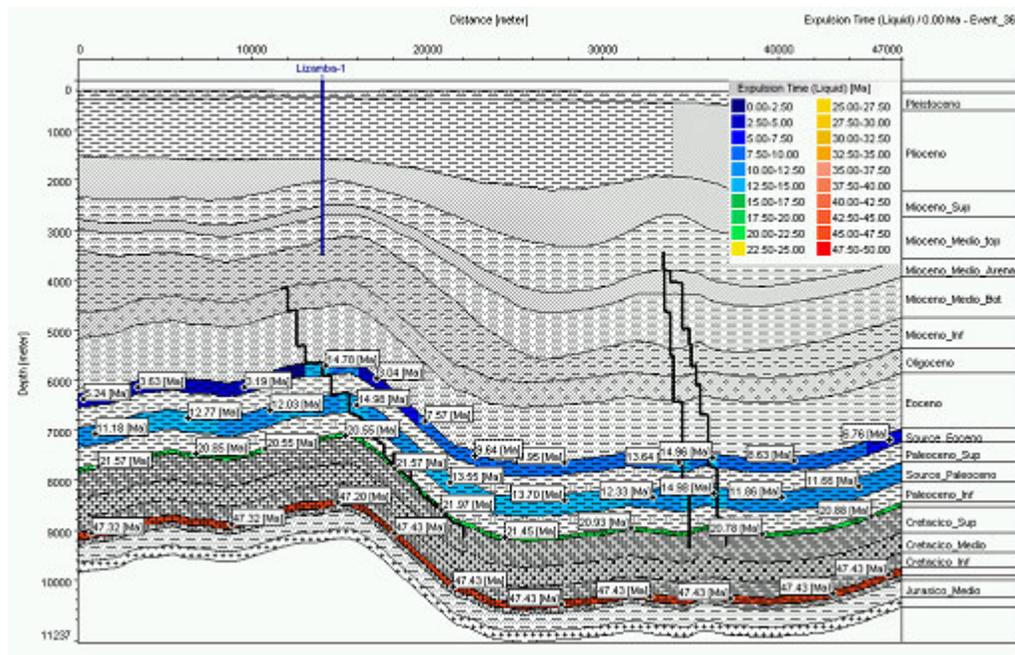


Fig.3.5 Eventos de generación y expulsión de Hidrocarburos en un sector de la Cuenca de Veracruz. (Vázquez, 2004)

Para poder determinar como ocurrió el movimiento lateral y vertical de los hidrocarburos, su sincronía y la ocurrencia en espacio y tiempo, fue necesario elaborar un modelo geoquímico, que nos permitirá conocer todas las partes del sistema petrolero.

Se han analizado diferentes manifestaciones de hidrocarburos, entre los que destacan la fluorescencia, asfalto, gas y aceite; todo encontrado durante la etapa de perforación en diferentes localidades de la Cuenca de Veracruz; con los datos obtenidos se generaron isóneas de distribución de manifestaciones, con el fin de tener un panorama amplio de las rutas de migración, así como su sentido en las diferentes etapas de sedimentación. Con la ayuda de mapas paleogeográficos, geológicos, tectónicos y estratigráficos, así como de datos obtenidos de las perforaciones se calculó la distribución y proximidad de la roca generadora, además de la densidad en API de los hidrocarburos encontrados.

Se encontró que las manifestaciones pertenecientes al Oligoceno están primordialmente presentes en la parte Sur-Centro de la Cuenca de Veracruz, donde las manifestaciones de esta edad son principalmente de gas y se encuentran en pequeñas cantidades; las variaciones y discontinuidades que tienen estas manifestaciones, se deben a la culminación del entrapamiento de los hidrocarburos provenientes de formaciones inferiores, tanto en las cercanías como los que se encuentran a mayor distancia; otra posible razón por lo que estas manifestaciones no están presentes de manera continua, se deben a eventos relacionados con la erosión, provocando la pérdida de estos hidrocarburos, por lo que en el Oligoceno ya no se encontraban presentes. Otra posible causa de no tener manifestaciones de hidrocarburos corresponde con el alto índice de arcillosidad presente en esta secuencia hacia su parte inferior, lo cual no favoreció el empuje, el hidrodinamismo, así como las fuerzas capilares en la migración secundaria.

Por otra parte, las manifestaciones de hidrocarburos encontradas en las secuencias del Eoceno se relacionan con la deformación que origino el alineamiento NW-SE que se dio durante esta edad, así como también se originaron fallas inversas en la parte final de la Orogenia Laramide, las cuales actuaron como vías de migración tanto del gas como del aceite ligero. Las correlaciones realizadas en los gases extraídos de muestras de las manifestaciones, en las zonas de los depocentros de mayor profundidad reflejan semejanza, concluyendo la existencia de una migración secundaria ascendente y de manera vertical ya que estas manifestaciones se encuentran cercanas a la roca generadora, donde dominaron principalmente el empuje y el hidrodinamismo; posteriormente se origino migración en la que se desplazaron hidrocarburos de diferente calidad, causados por los eventos geológicos que se dieron en el Eoceno.

En el Paleoceno, ocurrió un proceso similar a lo antes descrito, con la única diferencia de que el área de migración se unía en la parte central de la cuenca en pequeñas cantidades, esta diferencia se explica debido a que en el Paleoceno los depósitos son mas arcillosos y como consecuencia se tiene una mayor impermeabilidad provocando únicamente una desmigración, la cual se dio a través de pequeñas fracturas.

Por otra parte las manifestaciones de gas en la Cuenca de Veracruz generalmente se dan en las cercanías de la roca generadora, estas manifestaciones en muchos casos no originaron un yacimiento debido a que no existió alguna trampa que los almacenara, a causa de las variaciones en la estratigrafía que se dieron entre el Eoceno y el Cretácico.

Las formaciones del Cretácico Superior, San Felipe y Méndez se caracterizan por tener una buena porosidad, permeabilidad y un excelente confinamiento; por lo que ocurrió el entrapamiento en estos niveles estratigráficos. Análisis realizados a hidrocarburos tomados de las manifestaciones superficiales indican la existencia de migración de gas y aceite ya que hay correlación geoquímica entre estos hidrocarburos y las de los yacimientos. Los procesos de erosión e infiltración de agua meteórica lavaron y biodegradaron los hidrocarburos en las cercanías a la superficie de la tierra, por lo que existe aceite pesado en la Formación Méndez y aceite mas ligero; así también se presentan importantes yacimientos de gas en la Formación San Felipe. El origen de este gas ha causado controversia debido a las variaciones de densidad en los diferentes yacimientos, lo que hace suponer la existencia de una posible migración proveniente de una diferente roca generadora, reflejándose de igual forma variaciones en las densidades del aceite.

En muchos casos la falta de un sello en las formaciones siliciclasticas con arena, donde estas fueron el límite de las primeras migraciones de hidrocarburos provenientes de formaciones inferiores que migraron a través de fracturas y fallas, no permitió la formación de un yacimiento ya que el hidrocarburo se libero hacia la superficie.

Por otra parte en las secuencias sedimentarias del Coniaciano y la Santoniano también se han encontrado manifestaciones de hidrocarburos en estructuras que tienen orientación NE-SE, los cuales se han confirmado mediante estudios geoquímicos, estas manifestaciones se deben principalmente a la similitud litológica entre las formaciones Guzmantla Pelágica – y Guzmantla de Plataforma; ambas formaciones presentan gran semejanza excepto por un miembro que es mucho mas arcillosa, ya que se formo en ambientes mas profundos. Como consecuencia del alto contenido de arcilla se tiene la baja permeabilidad de la formación, afectando principalmente la migración de hidrocarburos, por lo que dejaron pasar en primer lugar a los aceites más ligeros y reteniendo a los aceites pesados. En la Formación Guzmantla de plataforma existe una muy buena porosidad y permeabilidad convirtiéndose en una excelente roca almacenadora de aceite ligero como pesado. A

consecuencia de su cercanía a la discordancia pre-miocénica (disconformidad) se presenta infiltración de agua meteórica, lo que ha ocasionado el lavado y biodegradación de los hidrocarburos, dando como resultado asfaltos y gilsonita en los yacimientos menos profundos. También se ha identificado una segunda migración y biodegradación originando hidrocarburos ligeros.

La migración que ocurrió en la secuencia Cenozoica, se dio a través de fallas y fracturas en los flancos de anticlinales, donde se ha detectado aumento de la porosidad.

La secuencia del Turoniano se caracteriza por una litología calcáreo-arcillosa perteneciente a la Formación Maltrata, donde presentan las mejores manifestaciones de hidrocarburos en la plataforma de Córdoba, estas secuencias se encuentran distribuidas principalmente en el frente de la plataforma en aguas profundas. Estas rocas sirven de sello a causa de la sobrepresión por la arcilla expandida causada por la humedad de los hidrocarburos que cierran el poro (no sirve en gran medida como sello debido a que su espesor no es muy grande), de esta manera el gas migra por lo que las manifestaciones son en su mayoría de aceite.

Las secuencias del Cretácico están constituidas de secuencias de mudstone - wackestone de poca porosidad seguida de otra secuencia de wackestone-packestone con estructuras primarias de ambiente somero de buena porosidad y en forma subyacente se encuentra una secuencia de dolomías con buena porosidad de tipo intercrystalino; la migración fue favorecida al igual que el almacenamiento y entrapamiento de hidrocarburos.

Los procesos de disolución afectaron fuertemente a la secuencia de dolomías, favoreciendo el incremento en la porosidad y creando vías por las cuales fluyeron los hidrocarburos y cuando es la roca almacenadora se recupera un mayor volumen.

Por otra parte, las calizas en la secuencia que le subyace, presentan porosidad primaria (intergranular) que al combinarse con la porosidad secundaria (fracturas) ayudan a la migración de los hidrocarburos que se desplazaron hacia estructuras donde fueron almacenados.

Las pocas manifestaciones encontradas en las secuencias del Cretácico Inferior hacen suponer que la migración se dio a través de fracturas y fallas en el frente tectónico de la Plataforma de Córdoba, ya que estas manifestaciones son principalmente de aceite, mientras que el gas es posible que se hayan generado en este mismo cuerpo como lo indican estudios geoquímicos; la escasez de datos se debe a que muy pocos pozos perforados han alcanzado esta secuencia.

Las manifestaciones de hidrocarburos encontradas en las secuencias del Jurásico Superior (Formación Tepexilotla) solo se tiene información de dos pozos que alcanzaron esta secuencia; el Remuradero-2 y el Ixcatlan-1, en estos pozos los datos geológicos no fueron satisfactorios pero las muestras recuperadas muestran impregnación de aceite. Se infiere que cuando se generaron hidrocarburos estos migraron contribuyendo a la formación de grandes yacimientos. La impregnación de aceite indica que la migración ocurrió de manera vertical a través de fallas, fracturas y superficies de erosión, originándose en distintos tiempos migración primaria, secundaria y terciaria; migración que fue favorecida por la existencia de fuerzas hidrodinámicas, litoestáticas y fuerzas de empuje, así como por el incremento del gradiente geotérmico asociado con la profundidad de sepultamiento de la roca generadora.

La caracterización del aceite de los yacimientos de la Cuenca Cenozoica de Veracruz se puede realizar gracias al estudio de las manifestaciones de hidrocarburos existentes en el área de Perdiz y Guinea, donde se interpreta ocurrió expulsión de hidrocarburos de diferentes densidades y en diferentes tiempos ya que se tienen coexistiendo una mezcla de aceites, tal como se puede observar la **Fig. 3.6**.

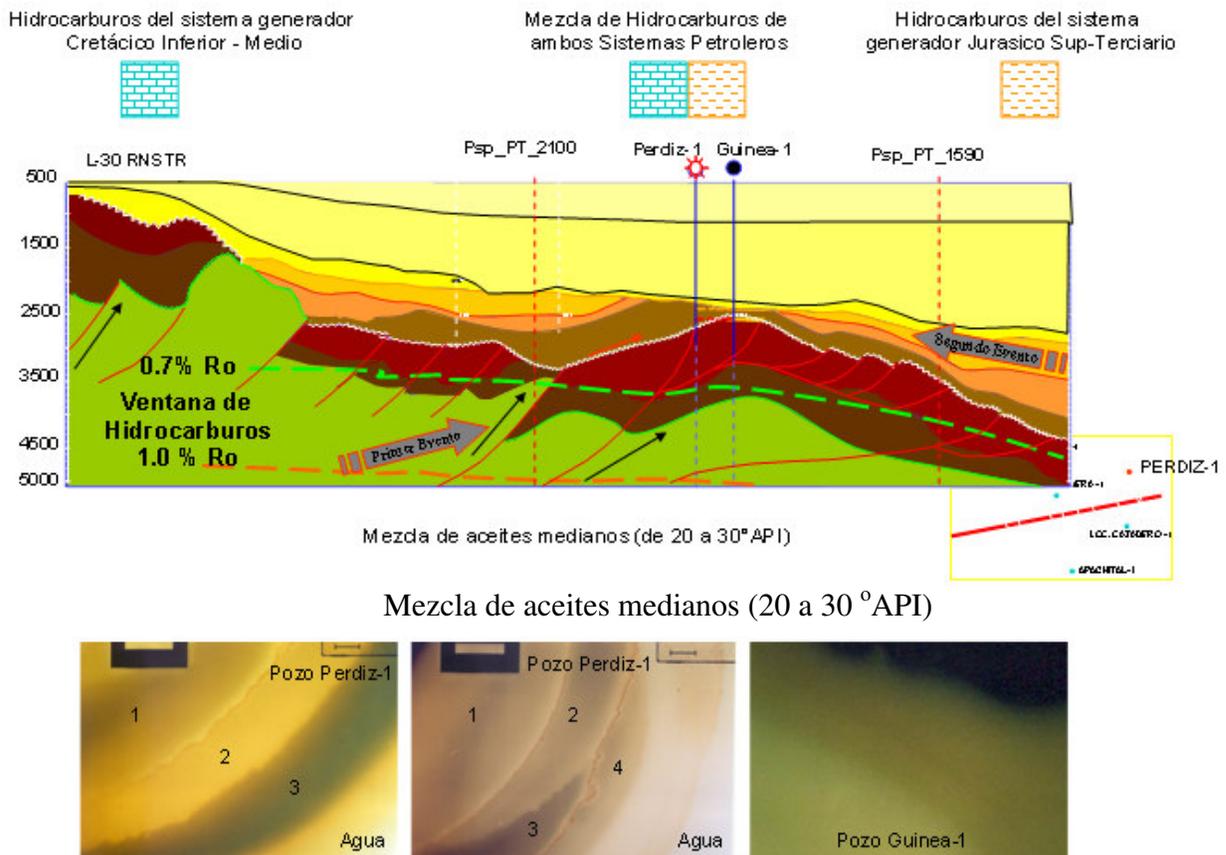


Fig. 3.6 Sección Estructural Perdiz Guinea, mostrando diferentes pulsos de migración de diferentes rocas generadoras y diferentes densidades generando una mezcla de aceites (Vásquez Covarrubias, 2003-2004)

3.3 ROCAS ALMACENADORAS Y ROCA SELLO.

Un componente indispensable del Sistema Petrolero son las secuencias que constituyen un play, que corresponde con la roca almacenadora, la cual se diferencia y describe por sus características petrofísicas las cuales se asocian con el tipo de facies sedimentaria la cual es originada por el ambiente de depósito.

Es importante mencionar que se han realizado modelos geológicos regionales con información obtenida de pozos, registros geofísicos y mapas sísmicos del área. En la **fig. 3.7** se indica por medio de una sección sísmica la correlación de información obtenida de N y S-SE del área de Zafiro-Perdiz, Cocuite-Charpa y Mirador-Veinte-Novillero.

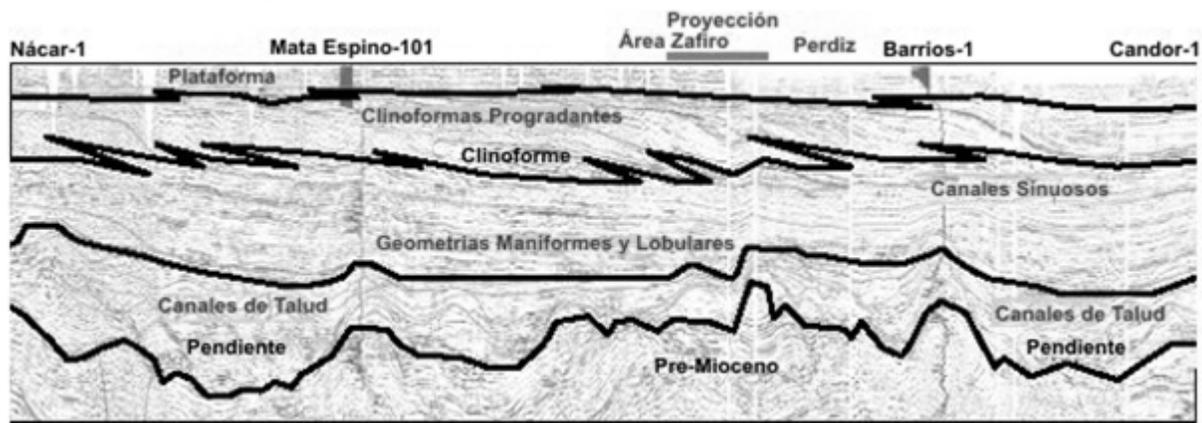


Fig. 3.7 Sección sísmica que indica los principales estilos deposicionales para el Mioceno y Plioceno (PEMEX, 2001)

Los principales horizontes estratigráficos productores pertenecen al Neógeno, sin embargo la mayor parte de gas de las reservas y las que se han extraído de la Cuenca de Veracruz pertenecen a rocas generadoras del Jurásico; de esta manera se cree que existen grandes posibilidad de encontrar yacimientos a mayor profundidad, estos proyectos son de gran inversión y alto riesgo por lo que se han pospuesto; actualmente se han enfocado a la exploración y explotación de gas en yacimientos de menor profundidad.

Los yacimientos de la Cuenca de Veracruz y los de la Cuenca Salina del Istmo, comparten semejanza geológica, ya que se han realizado una gran cantidad de mapas y estudios con la finalidad de ubicar plays, no solo para el Neógeno, también para secuencias mas antiguas; sin embargo, aquellos que realmente han resultado interesantes y que han incorporado reservas pertenecen al Mioceno. Por lo que PEMEX y otras empresas e instituciones han enfocado sus estudios en los plays del Neógeno los cuales son: Play de Orizaba, Play Cretácico Fracturas (brechas) y Plays Cenozoicos.

3.3.1 PLAY DE ORIZABA

Este play es hipotético y los estudios que se han realizado tienen la finalidad de evaluar rocas de la formación Orizaba, la cual se encuentra constituida por calizas de ambiente lagunar del Cretácico Superior, conteniendo hidrocarburos líquidos, así como gaseosos generados en el Jurásico Superior

y/o Cretácico Inferior. La Roca almacenadora del Play de Orizaba esta constituida de un cuerpo de carbonatos de baja transmisibilidad y poco fracturamiento; sin embargo en la matriz existen microfracturas lo que hace posible que el sistema tenga buena conductividad.

La movilidad del aceite se ve afectado por un reducido margen de saturaciones críticas, sin embargo la irrupción de agua salada en etapas tempranas de la producción, determinan un factor de recuperación de aceite apenas del 14%. Sin embargo, hacia la zona superior cerca del casquete de gas existe una mayor movilidad debido al cambio de porosidad en la secuencia estratigráfica, favoreciendo la recuperación de un mayor volumen de hidrocarburos alcanzando hasta un 79%. La existencia de este play se considera restringida ya que este play deja de presentarse, debido al cambio de facies cuando cambia a ambiente de Cuenca. La roca sello de este Play esta constituida de rocas arcillosas del Turoniano y/o lutitas del Paleógeno.

3.3.2 PLAY CRETÁCICO FRACTURAS (BRECHAS)

Este play es hipotético, representa probablemente un gran volumen de hidrocarburos que pertenecen a rocas de la formación Tamaulipas Superior e Inferior, muy fracturadas, cuyos plays análogos han sido probados en otras áreas petroleras de México (Pérez Cuapio, 2006).

Este play esta formado por rocas carbonatadas y calcáreo-arcillosas, con un alto grado de fracturamiento, conteniendo principalmente hidrocarburos gaseosos generados en el Jurásico Superior. Este play se caracteriza por ser el más eficiente del Cretácico para la producción de hidrocarburos con una conductividad interclástica y matriz que también presenta microfisuramiento. El mecanismo de producción de este play, esta dado por la expansión volumétrica de la roca causada por fracturamiento lo que trajo como consecuencia se da la expulsión de hidrocarburos sin intervención del agua, lo que permite una excelente explotación de la reserva. La roca sello de este play se caracteriza por ser una roca calcáreo-arcillosa perteneciente al Cretácico Superior y/o por depósitos siliciclasticos de grano fino pertenecientes al Cenozoico.

3.3.3 PLAYS CENOZOICOS

El modelo de depositación para la Cuenca Cenozoica de Veracruz esta dada por una serie de sistemas deltaicos, abanicos Submarinos y depósitos turbidíticos. A lo largo de toda su extensión se encuentran los alineamientos estructurales regionales con orientación típica NW- SE sobre los cuales se localizan los campos de gas seco, así como los principales proyectos exploratorios.

Se tratan de desarrollos de secuencias de areniscas y conglomerados, depositados en facies de canal, abanicos; también se tienen depósitos de corrientes de turbidez y cuerpos arenosos formados en el talud por corrientes de turbidez. Los cuerpos de areniscas tienen una permeabilidad media a alta, debido a la buena clasificación de los materiales. Los plays cenozoicos almacenan gas que se genero en secuencias del Jurásico Superior, Cretácico Inferior o bien en el Cenozoico (Paleógeno); la roca sello son lutitas del cenozoico. En La **fig. 3.8** se indican los diferentes plays que se han reconocido en la Cuenca de Veracruz.

PLAY	TIPO	EDAD
<i>Orizaba</i>	<i>Hipotético</i>	<i>Albiano-Cenomaniano</i>
<i>Cretácico Fracturas</i>	<i>Hipotético</i>	<i>Cretácico</i>
<i>Flujos de clastos de Talud y Pie de Talud</i>	<i>Probado</i>	<i>Eoceno</i>
<i>Oligoceno</i>	<i>Probado</i>	<i>Oligoceno</i>
<i>Abanicos y Canales de Pie de Talud</i>	<i>Probado</i>	<i>Mioceno Inferior</i>
<i>Abanico de Piso de Cuenca</i>	<i>Probado</i>	<i>Mioceno Inferior</i>

Fig. 3.8 Plays definidos en la Cuenca de Veracruz de acuerdo a su certeza y edad (PEMEX, 2004).

3.4 TRAMPAS

En la cuenca de Veracruz existe variedad de trampas petroleras, entre las mas importantes podemos citar las siguientes: aquellas donde existen cierres en cuatro direcciones (domos); cierre en 3 direcciones, esta depende de un cierre de falla (echado), así como aquella de cierre en tres direcciones con cambio de facies o terminación estratigráfica (echado arriba) y por ultimo las trampas estratigráficas. La **fig. 3.9** muestra de manera esquemática los principales tipos de trampas que se han encontrado en la Cuenca de Veracruz.

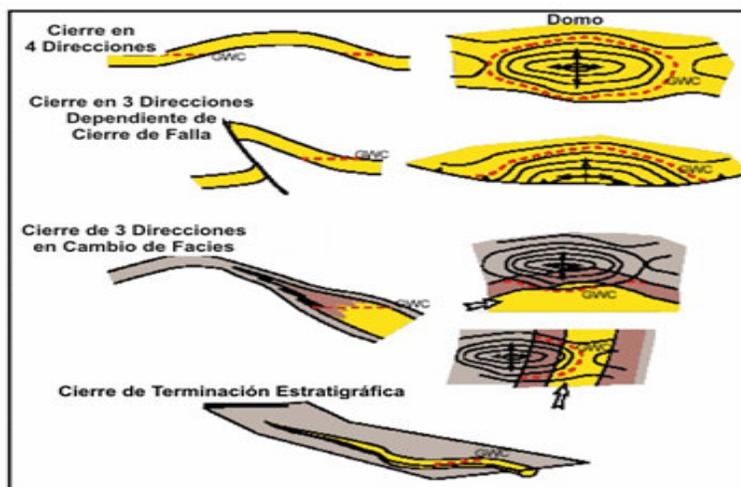


Fig.3.9 Diferentes trampas y sus cierres en la Cuenca de Veracruz (PEMEX, 2001).

Las principales trampas petroleras identificadas en la Cuenca Cenozoica de Veracruz, son una combinación entre estratigráficas y estructurales; en estas trampas es evidente la presencia de un

importante componente estructural, así como también esta presente el componente estratigráfico en forma de cuña como ocurre con las trampas en secuencias del Mioceno Superior y las de finales del Mioceno (Valdivieso et al, 2001). Se ha determinado que las areniscas y conglomerados pertenecientes al Mioceno constituyen varios sistemas deposicionales entre los que destacan los abanicos submarinos y facies canalizadas, que sufrieron eventos tectónicos compresivos durante el Mioceno Medio favoreciendo la formación de trampas mixtas; por otra parte las areniscas del Plioceno Medio presentan características de facies profundas de canal sinuoso. Los principales tipos de trampas que se han reconocido en la Cuenca de Veracruz y los principales campos petroleros existentes se puede observar de mejor manera en la **tabla 4.1** mientras que en la **fig. 3.9** se indica de manera esquemática una sección representativa de un yacimiento.

NOMBRE	EDAD	TIPO DE TRAMPA	CAMPOS
Abanicos de Canal y Piso de Talud	Mioceno Inferior	Estructural	Novillero
Abanicos de Piso de Cuenca	Mioceno Medio	Estratigráfica con componente Estructural	Cocuile, Lizamba, Apertura-Madera
Abanicos de Piso de Cuenca	Mioceno Superior	Estratigráfica con componente Estructural	Cocuile, Lizamba, Vistoso, Playuela, Apertura Papan.
Complejo de Canales y Abanicos de Piso de Cuenca	Plioceno Inferior	Estratigráfica	Cocuile, Lizamba

Tabla 4.1 Diferentes trampas, así como los campos petroleros principales en la Cuenca de Veracruz (PEMEX, 2003).

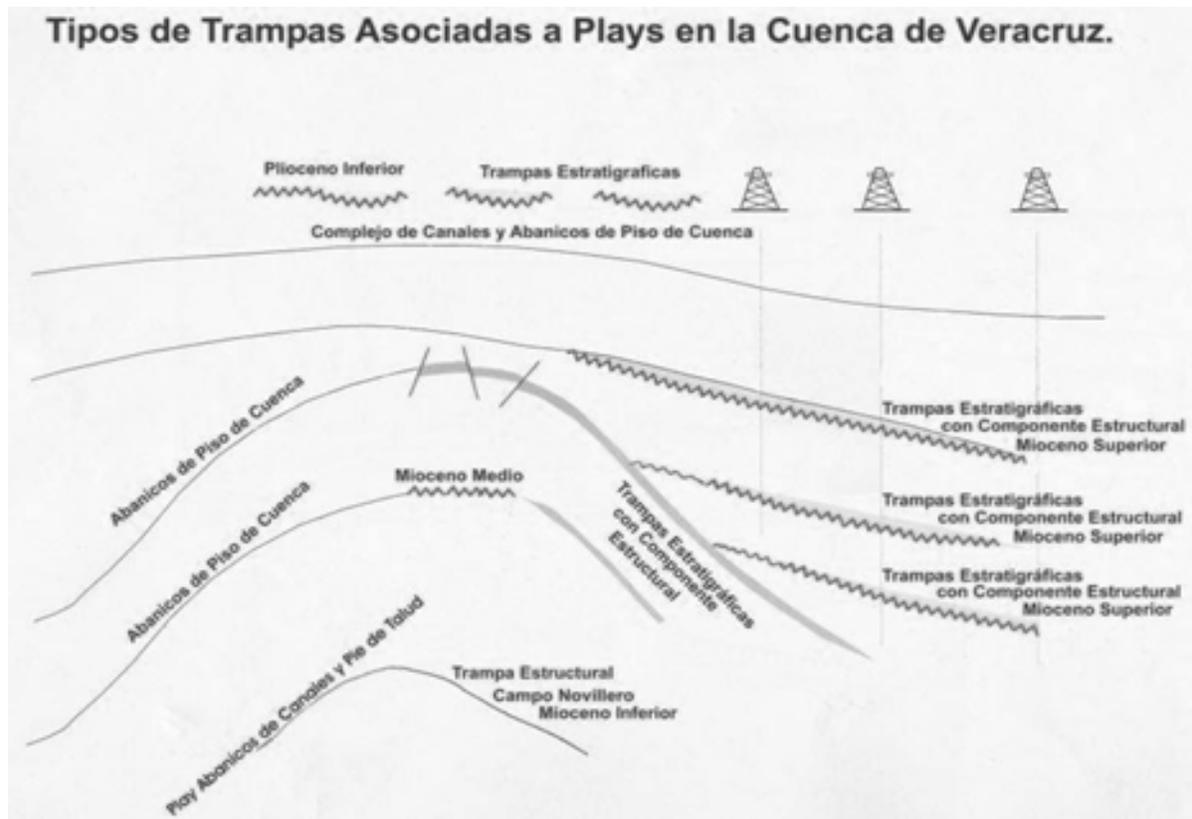


Fig. 3.9 Principales trampas en la Cuenca de Veracruz asociadas a plays (PEMEX, 2004).

3.5 SINCRONÍA

Gracias al modelado geológico y a la información obtenida de pozos perforados en la Cuenca Cenozoica de Veracruz es posible correlacionar información y establecer modelos cinéticos, con esto es posible determinar en tiempo y espacio la historia geológica de las secuencias sedimentarias, así como también los tiempos de generación y expulsión de los hidrocarburos; para poder determinar la sincronía que existe en el Sistema Petrolero.

Hacia el área de Playuela-Cocuile y sus alrededores, la exploración y producción de gas es en varios casos en nuevos descubrimientos, estos son buenos resultados recientes; con la información obtenida ha sido posible determinar las áreas de generación de hidrocarburos gaseosos dentro de la Cuenca.

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno-Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano; todo esto combinado con las fallas, fracturas y discordancia que afectan al Mioceno permite la migración de hidrocarburos en el área de Playuela-Cocuile.

Para las diferentes familias de gases en la Cuenca de Veracruz (seco no asociado de baja y alta madurez, asociado a condensados y asociado a aceite), los estudios geoquímicos revelan que

eventos ocurridos posterior a la migración, tales como segregación y difusión afectaron a los gases provocando que yacimientos de gas seco se encuentran en la parte mas somera y el grado de humedad de estos aumenta con la profundidad. Por otra parte, se interpreta que existió un buen entrapamiento por lo que se incrementan las expectativas de encontrar nuevos yacimientos a mayor profundidad.

Los modelos regionales en 1D, 2D y 3D han permitido interpretar la sincronía con los eventos que ocurrieron en tiempo y espacio de la Cuenca de Veracruz en la **fig. 3.10** se muestra el modelado geoquímico.

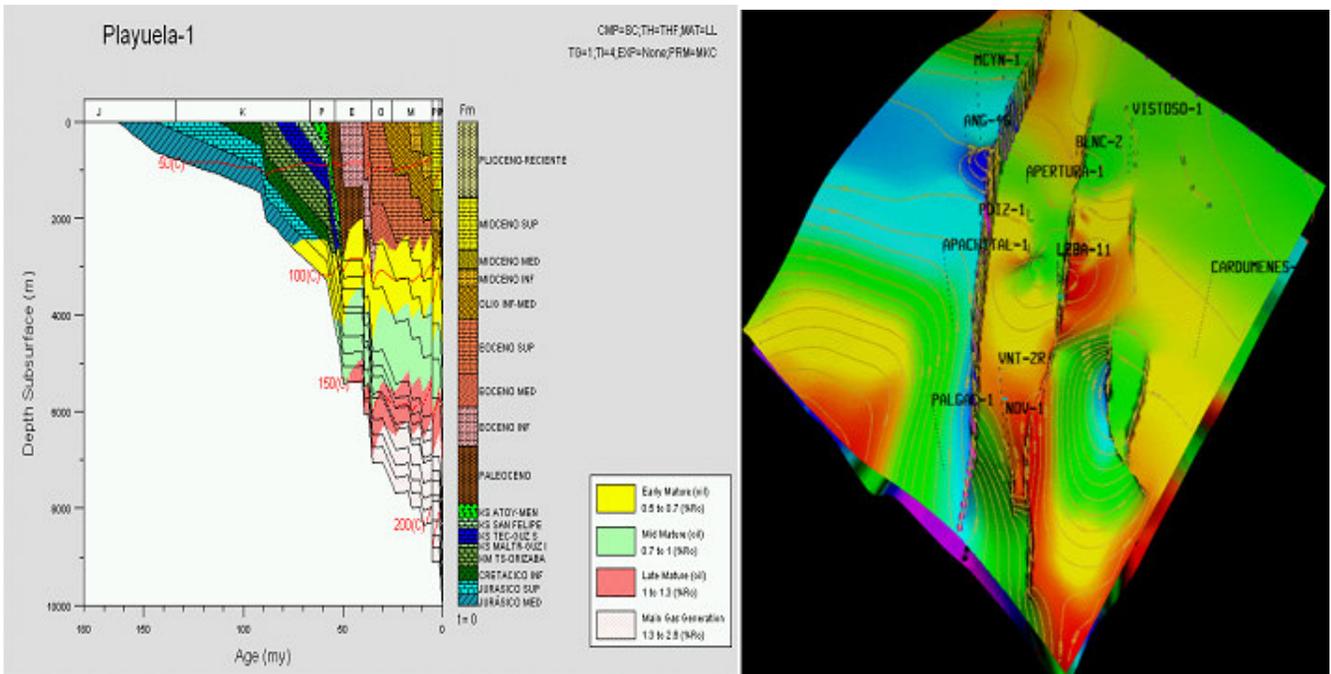


Fig. 3.10 Columna geológica modelada en 1D y distribución de las cocinas de generación en planta ($R_o=0.7\%$) (Vázquez Covarrubias, 2003).

3.6 TIPOS DE FLUIDOS

El campo Cocuite (Mioceno-Medio Plioceno-Inferior) productor de gas, tiene una alta densidad, a diferencia de aquellos que se encuentran en zonas mas someras. Como ejemplo se tienen los pozos C-3 Y C-4; donde se ha demostrado que el gas producido de la zona mas profunda es de origen termogénico, proveniente de Kerógeno tipo II, el cual se debe su maduración a la presión y al incremento de temperatura. También se cree puede provenir de la descomposición de hidrocarburos mas pesados generando metano (CH_4).

En la zona somera se produce gas de origen biogénico, el cual es formado a no muy grandes profundidades alrededor de 1000 m y temperatura menores a $70^\circ C$, condiciones que favorecen la fermentación de la materia orgánica. Como ejemplo de pozos productores de gas de origen biogénico se tienen los pozos C-5 Y C-6 los cuales producen gas seco.

Para el campo Novillero (Eoceno Superior-Medio, Mioceno-inferior-Medio) en todos los pozos perforados se produce gas seco con una salinidad de 25 000 p.p.m. así como el agua congénita tiene un peso específico de 1.03 gr/cm^3 .

En el campo Veinte (Mioceno-Plioceno) existe producción de gas seco un peso específico de 0.57 y un peso específico del agua congénita de 1.03 gr/cm^3 . Las mismas características presenta el campo Mirador.

Para todos los campos de la región presentan las siguientes características cantidad de nitrógeno 0.96, bióxido de carbono 0.44%, ácido sulfúrico 0.06%, metano 97.47%, etano 0.58%, propano 0.28%, i-butano 0.06%, i-pentano 0.03%, n-pentano 0.01%, mas pesados 0.05% todas estas cantidades en porcentaje mol. La **fig. 3.11** muestra la localización de los campos productores de gas y de aceite donde se pueden ubicar los campos descritos.



Fig.3.11 Muestra la localización de los campos de aceite y de gas de la región

CAPITULO 4

APLICACIÓN DE LA GEOLOGÍA A LA INGENIERÍA PETROLERA.

4.1 DEFINICIÓN DE GEOLOGÍA.

La geología como su nombre lo indica, se dedica al estudio de la Tierra (geo: Tierra - logía: estudio), también se le ha considerado como una ciencia natural que estudia y describe la composición del planeta, su origen, ubicación y actuación en el universo; interpreta los fenómenos que en ella se suceden (los terremotos, las mareas, el ciclo del agua, la dinámica de la atmósfera, etc.).

Como ciencia define las leyes que rigen estos eventos y propone respuestas sobre los enigmas como la edad de la Tierra, la fuente de energía para los movimientos de las placas tectónicas, la traslación y la rotación, etc.

Otro aspecto importante y que cobra relevancia en nuestro ámbito de desarrollo, es la geología aplicada, que incorpora conocimientos científicos y técnicos, al servicio de las necesidades del hombre. Dentro de las principales aplicaciones de la geología están, a los yacimientos mineros, la exploración y explotación del petróleo, el estudio del agua del subsuelo, los estudios necesarios para apoyar la construcción de presas, la generación de energía hidroeléctrica, etc. La tecnología y el conocimiento científico le han dado un impulso espectacular creando ramas y especialidades concretas con sofisticados métodos de estudio y trabajo.

4.2 LA GEOLOGÍA Y SU RELACIÓN CON OTRAS CIENCIAS

La Geología al igual que otras ciencias establece relaciones para apoyarse de ellas y ser una ciencia más completa, estas relaciones se pueden ver en el tetraedro de la **fig. 4.1**

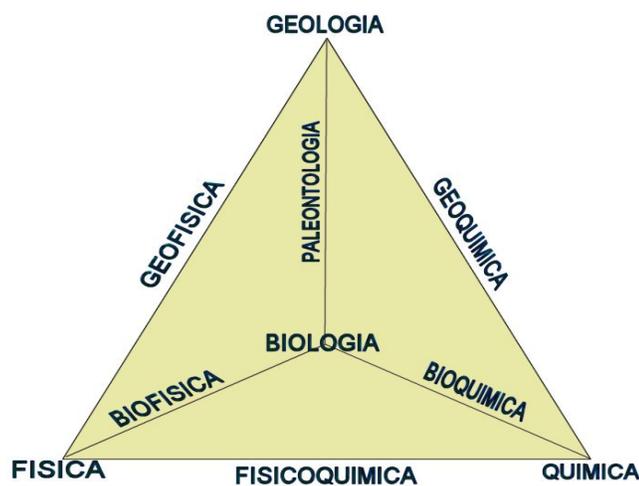


Figura 4.1 La geología y su relación con otra ciencias y aplicaciones (Modificado de Enciclopedia Geológica, 2008)

Como ejemplo, se puede analizar la relación de la geología y la biología con una componente de tiempo, resultando así la paleontología. Esta rama de la ciencia, que es en realidad el estudio de los fósiles, su ubicación y su posición en el espacio cronológico, es fundamental para la comprensión de los fenómenos del pasado y su evolución hacia el presente; de igual manera podemos analizar otras relaciones con las demás ciencias. A continuación se describen algunas de las ciencias que son de gran importancia para la Geología y su aplicación a la ingeniería Petrolera.

4.2.1 GEOFÍSICA

La **Geofísica** es la ciencia que se encarga del estudio de la Tierra desde el punto de vista de la Física, esta ciencia en su campo de estudio abarca todos los fenómenos relacionados con la estructura, condiciones físicas e historia evolutiva de la Tierra. Se caracteriza por ser una disciplina experimental, emplea para su estudio métodos cuantitativos físicos como la sísmica de reflexión y refracción y una serie de métodos basados en la medida de la gravedad, de campos electromagnéticos, magnéticos o eléctricos y de fenómenos radiactivos. En algunos casos dichos métodos aprovechan campos o fenómenos naturales (gravedad, magnetismo terrestre, mareas, terremotos, tsunamis, etc.) y en otros son inducidos por el hombre (campos eléctricos y fenómenos sísmicos, etc.).

Dentro de la geofísica existen ramas que se pueden aplicar a la ingeniería como son:

- Gravimetría, estudia el campo gravitatorio terrestre, lo que permite conocer secuencias de roca en el subsuelo, las diferentes densidades.
- Sismología, estudia los terremotos y la propagación de las ondas elásticas (sísmicas) que se generan en el interior de la Tierra. La interpretación de los sismogramas que se registran al paso de las ondas sísmicas permiten estudiar el interior de la Tierra. Los sismos artificiales o inducidos permiten conocer con gran precisión las estructuras geológicas y la estratigrafía de la parte más externa de la corteza terrestre.
- Geomagnetismo, estudia el campo magnético terrestre, tanto el interno generado por la propia Tierra como el externo, inducido por la Tierra y por el viento solar en la ionosfera.
- Oceanología, estudia el océano, su morfología, sus cambios y sus relaciones con las regiones continentales.
- Paleomagnetismo, se ocupa del estudio del campo magnético terrestre en épocas anteriores.
- Geotermometría, estudia los procesos relacionados con la propagación de calor en el interior de la Tierra, particularmente los relacionados con desintegraciones radiactivas y el vulcanismo. Es muy importante para conocer e interpretar la maduración térmica de la materia orgánica sepultada en la corteza terrestre.
- Prospección geofísica, usa métodos cuantitativos para la localización de recursos naturales como petróleo, agua, yacimientos de minerales, vapor de agua, etc.

- Ingeniería geofísica aplicada a la geotecnia usa métodos cuantitativos de prospección para la ubicación de obras públicas (carreteras, presas, etc.) y construcción en general.
- Hidrológica, estudia el agua, su distribución, espacial y temporal, y sus propiedades.

Dentro de las ramas de la geofísica, la que más nos interesan y que es aplicada a la ingeniería petrolera es la prospección geofísica, paleomagnetismo y la ingeniería geofísica, la cual nos ayuda a determinar la localización y distribución de los yacimientos petroleros en el interior de la corteza terrestre.

4.2.2 LA PALEONTOLOGÍA

La paleontología es otra de las ramas en la que se apoya la geología, esta se define como la ciencia que estudia e interpreta el pasado de la vida sobre la tierra apoyándose en fósiles; mediante ellos es posible establecer la edad de las rocas, empleando fósiles índices. También es posible establecer su entorno, ambiente, su distribución y desaparición. A la ingeniería petrolera le es de gran utilidad ya que mediante esta ciencia le es posible determinar la edad de las rocas, estableciendo correlaciones de pozos perforados, así como el origen, edad y ambiente sedimentario en el que se formó la roca generadora entre otros parámetros.

4.2.3 LA GEOQUÍMICA

La Geoquímica es otra de las ramas de la Geología que estudia la composición, propiedades, características y dinámica de los elementos químicos que componen todos los puntos en la Tierra; también se encarga de determinar su abundancia absoluta y relativa, así como su distribución. Su aprovechamiento para la sociedad consiste en la prospección de los recursos naturales para el beneficio de la humanidad (plata, oro, aluminio, petróleo, gas natural, etc.).

4.2.4 LA BIOQUÍMICA

La bioquímica se basa en el concepto de que todo ser vivo contiene carbono y en general las moléculas biológicas están compuestas principalmente de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, fósforo y azufre. Por lo tanto la bioquímica nos ayuda a determinar la composición y procedencia del material que originó los hidrocarburos.

4.2.5 LA FISICOQUÍMICA

La Fisicoquímica es una combinación entre la Química y la Física que nos ayuda a determinar los cambios y características de los fluidos (hidrocarburos) bajo ciertas condiciones de temperatura, presión, volumen y calor; en los diferentes sistemas sólido, líquido y gaseoso. La fisicoquímica apoya a la geología para determinar las características de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos, así como también la temperatura y presión que las originó en función del tipo de Kerogeno.

La fisicoquímica estudia el comportamiento termodinámico de los fluidos presentes en los yacimientos petroleros a diferentes condiciones de presión y temperatura, también estudia cambios que sufren los hidrocarburos a lo largo de su recorrido hacia la superficie debido a variaciones en la presión y temperatura.

4.3 GEOLOGIA DEL PETROLEO

La geología del petróleo es la aplicación de la geología a la ingeniería petrolera, donde se integran varias de sus ramas como son la geofísica, la geoquímica, la paleontología etc. Se obtiene información suficiente y confiable para hacer una mejor exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos (aceite y/o gas).

La Geología del Petróleo nos ayuda a conocer los siguientes aspectos:

- 1.- Determinar la geología superficial y del subsuelo; es decir conocer el tipo de secuencia sedimentaria, las estructuras, la evolución geológica y las causas que la originaron.
- 2.- Evalúa a las cuencas sedimentarias, considerando su origen, su evolución y el tipo de secuencias que la rellenan.
- 3.- Determina el sistema petrolero presente en esa cuenca; es decir explica las características de la roca generadora, roca almacenadora y la roca sello, así como los eventos ocurridos durante la generación de hidrocarburos, migración y entrapamiento.
- 4.- Determina los principales plays existentes en la cuenca.
- 5.- Determina la localización, características geológicas y estructurales de los yacimientos.
- 6.- Determina después de localizar un yacimiento el potencial de reservas existentes.
- 7.- Colabora proporcionando información confiable para hacer una exploración y explotación a menor costo posible.

4.3.1 DETERMINACIÓN DE LA GEOLOGÍA SUPERFICIAL Y DEL SUBSUELO

La geología es la encargada de determinar la sedimentología, la estratigrafía y la geología estructural tanto de rasgos superficiales como del subsuelo, a través de la aplicación de métodos superficiales de exploración (imágenes satelitales, exploración en campo) y la aplicación de tecnología que nos permite generar imágenes en 1D, 2D o 3D de las estructuras y arreglos tridimensionales que tienen las secuencias sedimentarias en el subsuelo; en la **fig. 4.2** se muestra tres secciones sísmicas bidimensionales que muestran diferentes estructuras y secuencias estratigráficas.

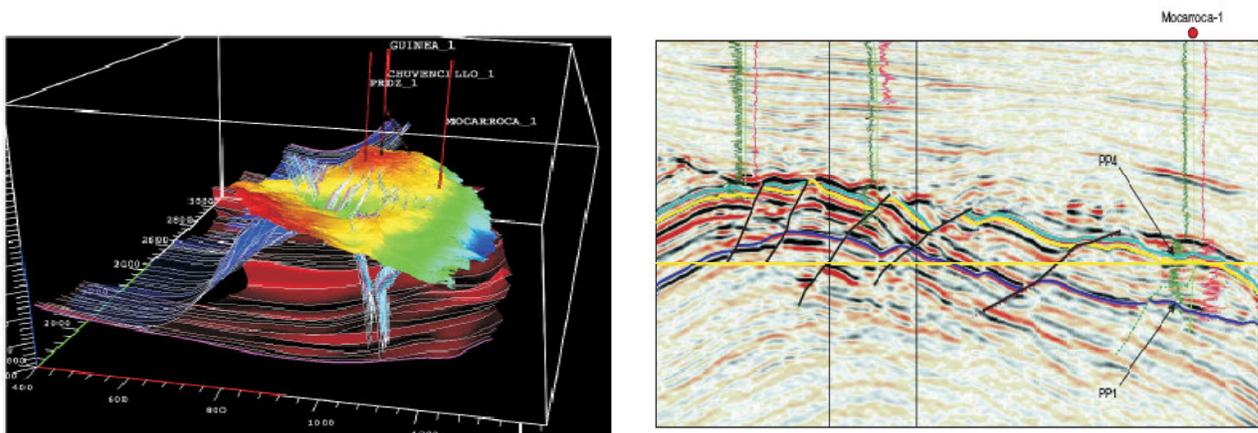


Fig.4.2 Sección sísmica de reflexión que muestra diferentes estructuras y secuencias sedimentarias (PEMEX, 2007)

4.3.2 EVALUACIÓN DE UNA CUENCA PETROLERA.

Esta evaluación consiste en hacer un análisis de la información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera; en este ultimo caso se analiza la información disponible de perforación, de historial de producción, así como de reservas en las cercanías de este nuevo yacimiento petrolero para establecer la posible relación con otros posibles yacimientos; se realizan análisis detallados para determinar el potencial petrolero y justificar su inversión en ella; desde el punto de vista económico. Es necesaria en la evaluación de una Cuenca Petrolera la intervención de un grupo multidisciplinario, el cual comparte conocimientos para llegar a un fin común, la exploración y explotación de los hidrocarburos siempre y cuando resulte factible económicamente.

4.3.3 DETERMINACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO.

Sistema petrolero se define como un sistema natural que explica el origen y características de los yacimientos petroleros, estudia todas las partes que componen el sistema como la roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampas, migración y sincronía. Estudia las posibles combinaciones que permite generar, transportar y finalmente contener hidrocarburos en el subsuelo. Por eso es necesario definir las características de la roca generadora, la roca almacenadora y por supuesto la roca sello, así como definir las principales rutas de migración y el tipo de trampa estratigráfica, estructural o bien la combinación de ambas.

4.3.4 DETERMINACIÓN DE LOS PRINCIPALES PLAYS.

Es importante definir los principales plays en cada cuenca petrolera, entendiendo como play a el estudio completo en un proyecto o proyectos de exploración petrolera de unidades estratigráficas almacenadoras dentro de una cuenca, este estudio comprende: espesor o potencia, composición química, contenido de materia orgánica, tipo de materia orgánica, distribución geográfica, calidad y madurez, facies y microfacies, paleografía, estructura y litología. Los plays son las unidades

litoestratigráficas que tienen características adecuadas para funcionar como roca almacenadora con buena porosidad y permeabilidad.

4.3.5 DETERMINACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN, CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y ESTRUCTURALES DE LOS YACIMIENTOS.

Es importante determinar la localización de un nuevo yacimiento dentro de una cuenca petrolera, provincia o área de estudio, así como sus características geológicas tales como la sedimentología, estratigrafía y geología estructural tanto de la superficie como del subsuelo, el tipo de trampa (estructural, estratigráfica o una combinación de ambas) y los mecanismos de empuje hidráulico que están presentes. Esto debe ser plasmado en mapas geológicos de tal manera que puedan ser interpretados de manera sencilla y fácil como en el mapa de contornos estructurales de la fig. 4.3.

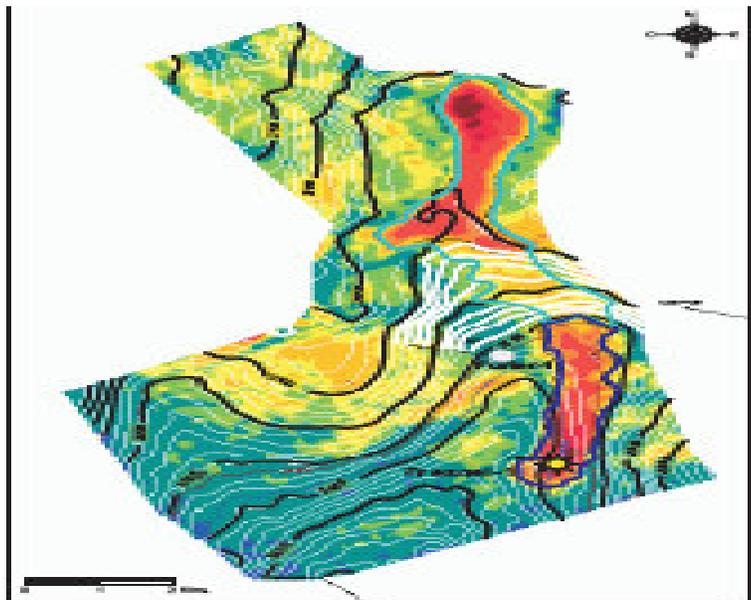


Fig.4.3 Mapa de contornos estructurales que nos indica la forma de la estructura del Yacimiento Fresnel-1

4.3.6 ESTUDIOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN A MENOR COSTO.

La exploración petrolera por medio de la geología y geofísica, se puede dividir en varias fases, las cuales se integran en un informe final. Cada una de estas fases se distingue por la cantidad y la calidad de la información obtenida y disponible, de la cual dependerá la interpretación de las condiciones geológicas de la región, provincia, cuenca o área en estudio. Es necesario que los encargados de la exploración hagan recomendaciones para la inversión en un proyecto sobre una zona con potencial petrolero, aunque los estudios de afloramientos mas cercanos al área de interés distinguen muchos kilómetros del mismo, o que el pozo perforado mas próximo delimite la zona; efectivamente el trabajo de exploración es vital para las aspiraciones de un proyecto de inversión ya que durante esta etapa se puede dar indicios del potencial petrolero del área en estudio, además de conocer las características petrofísicas mediante la extracción de núcleos y muestras que podrán ser analizadas en laboratorio y determinar la calidad de los hidrocarburos y sus propiedades.

Por otra parte, la localización del yacimiento, así como de la tecnología empleada tanto para su localización como para su desarrollo será otro factor importante en el incremento de los costos; por esta razón un proyecto de inversión debe ser analizado tomando en cuenta toda la información generada desde sus inicios y proyectar posibles escenarios futuros para la construcción de instalaciones y no construir instalaciones con poca capacidad o bien demasiado grandes, es aquí donde la habilidad del grupo multidisciplinario encargado del proyecto debe poner en práctica todos sus conocimientos y experiencia para tener proyectos exitosos, con alto rendimiento económico.

4.4 ESTRATIGRAFIA.

Etimológicamente el término *estratigrafía*, proviene del latín *stratum* del griego *graphia*, alude etimológicamente a la “ciencia que trata de la descripción de las rocas estratificadas. La estratigrafía la podemos definir como parte de la Geología, que estudia aquellas secuencias estratificadas que constituyen cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero.

La estratigrafía también se le define como la ciencia que trata del estudio e interpretación de los estratos (de cualquier litología); sus relaciones espaciales en sentido vertical y horizontal (correlación de las unidades estratigráficas) y sus relaciones temporales (edad de la roca). La estratigrafía, para el estudio adecuado de estos estratos se ha fijado una serie de objetivos, los cuales ayudaran a no perder de vista el punto al cual se quiere llegar, que es la caracterización estratigráfica de una cuenca.

Como sabemos, la estratigrafía es parte de la geología, que nos ayudara en gran medida a conocer las características de las rocas del subsuelo durante la etapa de exploración petrolera, definiendo estratos o secuencias con potencial petrolero; para ello la estratigrafía a definido una serie de objetivos que le permiten realizar con eficacia sus tareas dentro de una cuenca sedimentaria, estos objetivos son:

1. Identificación de los materiales.
2. Delimitación de unidades litoestratigráficas.
3. Ordenación relativa de las unidades (secciones estratigráficas).
4. Interpretación genética de las unidades.
5. Levantamiento de secciones estratigráficas.
6. Correlación.
7. Introducción de la coordenada tiempo.
8. Análisis de cuencas.

4.4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MATERIALES.

Este primer objetivo es de suma importancia, ya que nos permitirá identificar las principales características de los materiales que se encuentran en las rocas estratificadas; estas características pueden ser las siguientes: su litología, es decir su composición mineralógica o química, textura, estructuras primarias, propiedades geofísicas, propiedades geoquímicas y por ultimo su contenido fosilífero.

4.4.2 DELIMITACION DE UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS.

Esta delimitación se realiza conociendo los volúmenes de roca que presentan igual litología, es decir, igual composición. Este volumen de roca con igual litología se le conoce como unidad litoestratigrafía, con ello se pueden elaborar mapas litoestratigraficos, donde se muestran unidades estratigráficas bien delimitadas que pueden corresponder con rocas generadoras, rocas almacenadoras o rocas sello.

4.4.3 ORDENACIÓN DE LAS UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS.

La ordenación de las unidades estratigráficas consiste en comparar la continuidad o discontinuidad de estas unidades, las cuales ya fueron delimitadas en tiempo y espacio. Esto se realiza para cada dos unidades, acompañado de la interpretación que se realice de los procesos que las originaron.

4.4.4 INTERPRETACIÓN GENÉTICA DE LAS UNIDADES

Esto radica en el estudio de las principales condiciones sedimentarias presentes desde el inicio de la depositación hasta el término de este, es decir, hasta la sedimentación más moderna. Esto se realiza para cada formación presente en el área de estudio en la que se define el ambiente y las facies sedimentarias.

4.4.5 LEVANTAMIENTO DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.

En este apartado se realiza el ordenamiento en cuanto a tiempo de las unidades litoestratigráficas; esto consiste en ordenar las unidades o formaciones geológicas desde la más antigua hasta la más moderna, así mismo se estudia y explica las relaciones que guarda cada unidad litoestratigrafica con otras de manera vertical y horizontal describiendo a detalle sus principales características físicas.

4.4.6 CORRELACIÓN.

El termino correlacionar se emplea para comparar características físicas y geométricas de los diferentes estratos, así como, contenido fósil y litología de dos sitios o dos o más pozos próximos o lejanos. Además de comparar las propiedades físicas de determinados niveles de las secciones estratigráficas, todo esto se realiza para establecer una equivalencia de diferentes áreas dentro y fuera de la cuenca sedimentaria.

4.4.7 INTRODUCCIÓN DE LA COORDENADA TIEMPO.

Con la ayuda de datos radiométricos, magnetoestratigráficos y bioestratigraficos es posible hacer un cálculo aproximado de la edad relativa o absoluta de los materiales que fueron depositados para formar estratos; con la ayuda de una Tabla Geológica de tiempo estos estratos son ubicados en esta tabla para que de esta manera se establezca su edad.

4.4.8 ANÁLISIS DE CUENCAS.

La información estratigráfica generada es posible determinar el tamaño, la forma, la geometría y la génesis de una cuenca sedimentaria. El tener pleno conocimiento de una cuenca y poderla definir tanto geológicamente y estratigráficamente, para la ingeniería petrolera es de gran importancia, puede ayudar a identificar características adecuadas de volumen y distribución de la roca generadora, roca almacenadora y roca sello; con estos datos es posible definir áreas con potencial petrolero.

4.5 SEDIMENTOLOGIA.

Durante decenas de años los geólogos han procurado entender el origen de las rocas sedimentarias y los procesos de sedimentación que las formaron, y se han esforzado en desarrollar métodos claros para describirlas y clasificarlas.

La disciplina, conocida con el nombre de sedimentología tiene un valor económico claramente establecido ya que estudia la génesis de los sedimentos, su distribución y los ambientes sedimentarios. El geólogo petrolero debe estudiar los factores sedimentológicos a través de un amplio rango de escalas espaciales que van desde la granulometría hasta la continuidad de una secuencia en el yacimiento. Si bien los granos que conforman los sedimentos son pequeños y aparentemente insignificantes, las distancias a lo largo de las cuales fueron transportados pueden ser enormes y las formaciones de rocas creadas mediante la sedimentación varían significativamente en lo que respecta a tamaño y propiedades geoquímicas y petrofísicas de las rocas que constituyen una formación. Estos factores se utilizan para crear modelos de yacimientos a partir de los cuales los especialistas en yacimientos predicen y evalúan el comportamiento de la producción como consecuencia de las operaciones de desarrollo de campos y de recuperación asistida.

La comprensión de la historia sedimentaria de las rocas que se encuentran asociadas a un yacimiento ofrece muchas ventajas a los especialistas involucrados en todas las etapas de la vida productiva de un campo, desde la exploración hasta el abandono; la arquitectura de una cuenca y la fuente de los sedimentos inciden en la estrategia de exploración. Una vez iniciado el desarrollo de un campo es posible describir la sedimentología de los yacimientos en diferentes escalas y a partir de una diversidad de fuentes como imágenes sísmicas, los afloramientos, los datos de pozos incluyendo datos de registros geofísicos de pozo e imágenes de la pared del pozo y los datos de núcleos, resultan cruciales para el éxito en la exploración y desarrollo de un yacimiento.

4.6 EXPLORACIÓN PETROLERA.

La exploración geológica en general consiste en examinar sistemáticamente una región para obtener información geológica con propósitos económicos o meramente académicos. En el caso de la exploración petrolera, cuyo objetivo es económico, la investigación tiene como objetivo proponer localizaciones en los que se debe probar o no la existencia de un yacimiento de gas o de aceite, entre más detallado sea las actividades de exploración, más precisos y mejores resultados se obtienen, puesto que suministran un criterio mejor para el análisis del problema que se persigue, y que es encontrar un nuevo yacimiento.

Las condiciones necesarias para que ocurra la acumulación de petróleo en un yacimiento petrolero se reducen a las siguientes:

- 1.- Rocas generadora o capas madres, es decir, capas capaces de haber dado origen al petróleo en la cuenca.
- 2.- Roca almacenadora con porosidad y permeabilidad suficiente.
- 3.- Rocas impermeables que impiden la migración del petróleo (roca sello).
- 4.- Trampa o estructura favorable para que el petróleo se acumule en cantidades comerciales.
- 5.- Sincronía, que es la concatenación ordenada en tiempo y espacio para que ocurra la formación de un yacimiento

En una región que no ha producido petróleo pero que tiene potencial se deben investigar todas las condiciones antes mencionadas. Pero antes es necesario realizar la síntesis y un análisis de la información existente de la región para efectuar una valorización económica de su amplitud y programar los estudios exploratorios adecuados; a este respecto, importa hacer notar que dichos estudios deben ser desde el punto de vista regional para conocer la amplitud de las estructuras, su morfología, sus caracteres sedimentarios, estratigráficos y tectónicos que vienen a constituir el marco tectónico-sedimentario de la región de que se trata de explorar.

Si la región presenta manifestaciones superficiales de hidrocarburos, se puede suponer la existencia de rocas generadoras, es decir, rocas capaces de haber dado origen al petróleo en esa zona; en esta circunstancia solamente se tratara de identificar las condiciones de rocas almacenadoras con porosidad y permeabilidad suficiente; capas impermeables que impide la migración del petróleo y estructura o arreglo estratigráfico que favorezca la acumulación del mismo en cantidades comerciales; conociendo lo anterior se documentan las nuevas localizaciones de pozos exploratorios.

Ahora bien, si la región es conocida porque ya hay producción petrolera, se conoce de la existencia de las 3 primeras condiciones, quedando únicamente la de encontrar estructura o arreglo estratigráfico que favorezca la acumulación y preservación de los hidrocarburos. Para esto, lo primero que hace el geólogo petrolero es determinar las características geológicas, por lo que toma datos estructurales como el rumbo y el echado regional de las capas ya sea mediante recorridos de campo o bien tomar en consideración los trabajos que otros geólogos han efectuado en la región. Enseguida recorrerá la zona realizando trabajos de sedimentología, estratigrafía y geología estructural, en este caso se busca la existencia de echados cuya dirección sea mas o menos opuesto al regional, pues lógicamente para que la estructura que busca sea cerrada esos echados deben existir en su inmediata vecindad ya que los echados regionales como tales, deben manifestarse en toda la región.

La forma más utilizada para la clasificación de las trampas petroleras está basada en el origen, forma y tipo de roca en la que se encuentra la acumulación del aceite o gas. Esta clasificación es la siguiente:

- Yacimientos de trampas estructurales.
- Yacimientos de trampa estratigráfica.
- Yacimientos de trampas combinadas.

4.6.1 YACIMIENTO DE TRAMPA ESTRUCTURAL.

Es aquel rasgo geológico que permite se forme una concavidad visto debajo por alguna deformación local, tal como plegamiento el fallamiento o ambos de la roca almacenadora. Los límites de un campo que se presentan en una trampa estructural son determinados totalmente o en parte por la intersección del nivel de agua subyacente con la roca suprayacente deformada.

Un aspecto importante de los rasgos estructurales tales como anticlinales es que la estructura generalmente se extiende verticalmente a través de un considerable espesor de formaciones sedimentarias, con lo cual es posible que se formen trampas en todas las rocas almacenadoras afectadas por la misma fase de deformación

Los métodos para la detección de la estructura del subsuelo pueden ser:

- Geología superficial.
- Sismología.
- Geología de Subsuelo.
- Combinación de los anteriores.

Las trampas estructurales se clasifican en función de su origen y pueden ser clasificadas de acuerdo con las formas resultantes de la deformación en:

- Pliegues Anticlinales.
- Fallamiento normal, inverso o lateral.
- Fracturamiento
- Intrusión (sedimentaria o ígnea)
- Combinación de las anteriores.

4.6.1.1 LAS PRINCIPALES TRAMPAS ORIGINADAS POR PLEGAMIENTO SON LAS SIGUIENTES:

Anticlinal simétrico o asimétrico según que los flancos tengan echados de igual intensidad o desigualdades respectivamente.

Anticlinal recostado, uno de sus flancos se invierte girando más de 90° para alcanzar una posición similar al flanco normal.

4.6.1.2 TRAMPAS CAUSADAS POR AFALLAMIENTO.

Las fallas normales, fallas de crecimiento (de gravedad), fallas inversas y fallas laterales en las rocas almacenadoras forman total o parcialmente la trampa de muchos campos de aceite y gas; la mayor parte de los campos se caracterizan por trampas estructurales modificadas por fallas. En algunos casos el fallamiento puede ser la única causa de la formación de una trampa, pero lo más común es la formación de trampas de combinación con otros rasgos estructurales, tales como plegamientos, basculamiento de bloques o con variaciones en la estratigrafía con cambios de permeabilidad.

En las principales trampas asociadas a fallamiento inverso se pueden formar trampas por encima o por debajo del plano de falla. La trampa puede estar limitada sobre un lado por la falla, pero frecuentemente está asociada a plegamientos de diferente geometría.

4.6.1.3 TRAMPAS CAUSADAS POR FRACTURAMIENTO

El fracturamiento de rocas almacenadoras frágiles quebradizas es una causa común del incremento de la porosidad y permeabilidad; las fracturas o juntas en rocas muy competentes mecánicamente son tipos importantes y comunes de porosidad secundaria. Las rocas almacenadoras con fracturas incluyen calizas, dolomías, rocas sedimentarias silíceas, rocas ígneas y metamórficas. Lutitas interestratificadas con areniscas y calizas pueden presentar fracturamiento selectivo en ciertas capas. Entonces las fracturas en los carbonatos se convierten en canales que favorecen el movimiento de los hidrocarburos, si únicamente circula agua se producen modificaciones por solución.

Tres son las causas principales que explican la mayor parte de las fracturas:

- La deformación, tal como plegamiento y afallamiento.
- El removimiento de sobrecarga por erosión en la zona de intemperismo.
- Reducción de volumen de las lutitas debido al mineral diagenético (cambios después del depósito) que cambia el volumen con una pérdida de agua durante la compactación.

4.6.2 YACIMIENTOS EN TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS

Trampa estratigráfica es un término general que se utiliza para describir trampas que son el resultado de una variación lateral en la litología de la roca almacenadora o que presentan un cambio en su continuidad; una roca receptáculo permeable cambia a una roca impermeable por alguna de las siguientes causas: a) es truncada por una discordancia y traslapada, b) cambia a lo largo de su estratificación por lo que el límite entre las dos rocas determina principalmente la extensión del yacimiento, este límite puede ser abrupto o puede ser gradual. El cambio de permeabilidad puede ser total o parcialmente siendo la responsable para que se forme una trampa.

Las trampas estratigráficas pueden ser divididas en dos clases generales:

4.6.2.1 TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS PRIMARIAS: formadas durante la depositación o diagénesis de las rocas, incluyen aquellas formadas por lentes, cambios de facies, arenas de costa, arrecifes, etc.

4.6.2.2 TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS SECUNDARIAS: resultan de causas subsecuentes, tales como solución y sedimentación pero principalmente cuando hay discordancias.

4.6.3 YACIMIENTO DE TRAMPAS COMBINADAS

Algunas trampas combinan los elementos estratigráficos con elementos estructurales en porciones aproximadamente iguales.

Una trampa combinada generalmente tiene dos etapas históricas:

1. El elemento estratigráfico que causó el límite de permeabilidad de la roca.
2. El elemento estructural que causó la deformación complementa la trampa; ambos elementos son esenciales para formar la trampa. El estratigráfico se pudo haber formado primero durante el depósito y diagénesis de la roca almacenadora, o posteriormente, por la cementación local subsecuente; también se puede formar por levantamiento, truncamiento y traslape no concordante, el elemento estructural puede ser cualquier

forma de plegamiento o fallamiento o ambos, y puede presentarse antes, poco después, o mucho después que el elemento estratigráfico fue formado.

4.7 APLICACIÓN DE LA GEOLOGÍA AL CASO FRESNEL 1

La geología estructural para el yacimiento Fresnel se ubica al oeste del Campo Lizamba, aproximadamente 300 metros abajo del yacimiento Galileo, específicamente, se presenta en el flanco de la estructura monticular de Chúcaro-Estanzuela como un acuñaamiento.

Estratigraficamente

El pozo Fresnel 1 atravesó dos secuencias productoras pertenecientes al Mioceno-Plioceno productoras principalmente de gas, resultando productor dentro de la secuencia LS_MS_9.26. Estratigraficamente esta secuencia esta constituida principalmente por un dominio arcilloso con intercalaciones de cuerpos de arenisca. El ambiente de depósito presente para el Mioceno es de aguas profundas generando depósitos turbidíticos como abanicos de piso marino. Los intervalos productores del pozo Fresnel 1 están constituidos por litarenitas de grano fino, deleznales con partículas subredondeadas dentro de una matriz arcillo-calcárea.

El sistema petrolero para el pozo fresnel es el siguiente:

Roca generadora y almacenadora:

Mediante análisis de pirolisis y biomarcadores practicados a los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases de la cuenca de Veracruz, se ha postulado que los sistemas generadores del Jurásico y Paleoceno-Eoceno son los que introducen la carga de hidrocarburos a las trampas Terciarias.

Trampa

La trampa es de tipo combinada cuya principal componente es la estratigráfica.

El yacimiento se distribuye a lo largo del flanco de una estructura anticlinal, aunque en el eje transversal se notan cambios laterales de amplitud, que pudiera indicar variaciones de facies hacia la parte estructurada o una disminución del espesor del cuerpo debido al acuñaamiento echado arriba.

Roca Sello

La roca sello es de gran importancia, ya que permite que los hidrocarburos no escapen. Para el caso del pozo Fresnel en la parte superior del yacimiento se identifican reflectores muy continuos de baja amplitud sísmica, que se observan en otros pozos del área y corresponden a un sello superior arcilloso de amplia distribución regional

CAPITULO 5

METODOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN LA CUENCA DE VERACRUZ

5.1 PLAN Y PROGRAMA DE PERFORACION

Antes de comenzar con la perforación de un pozo exploratorio o de desarrollo, es necesario hacer un plan y un programa, el primero nos indicara las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto; mientras que el segundo nos ayudara a realizarlo en tiempo y forma. Por esta razón es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos para cumplir de manera satisfactoria con el proyecto.

- Ubicación geográfica
- Selección del Equipo de Perforación.
- Selección del tipo adecuado de barrenas.
- Diseño de la tubería de perforación.
- Programa de lodos a utilizarse
- Equipo de corte y recuperación de núcleos
- Estimación de costos

5.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La ubicación geográfica juega un papel estratégico, ya que de no tener una buena ubicación geográfica este rubro elevaría los costos, pues implicaría un mayor gasto en el traslado de equipo y herramientas en caso de ser necesarios. Para la ubicación de un pozo petrolero se utilizan coordenadas geográficas o coordenadas Universal Transversa de Mercator (UTM).

5.1.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.

La selección del equipo adecuado es otro aspecto importante, ya que de no tener el equipo que se ajuste a las necesidades de acuerdo al proyecto, podemos vernos limitados o sobrados de equipo.

El equipo de perforación tiene dos funciones básicas, la primera es subir y bajar la tubería, barrenas y otros equipos dentro del pozo y la segunda darle rotación a la sarta de perforación. Para poder seleccionar un equipo de perforación específico, se deben determinar los requerimientos del pozo a perforar; estos aspectos importantes entre otros son: diámetro del agujero a perforar, potencia hidráulica, tipo y configuración de las sargas de perforación y programa de tuberías de revestimiento, por mencionar algunos.

En casi todos los casos, por lo menos uno de los criterios de selección del equipo no se cumple y por lo tanto la perforación se llevara a cabo bajo condiciones limitadas.

El proceso de selección del equipo adecuado consiste en determinar la capacidad de operación mínima necesaria del equipo, esto es de acuerdo con los requerimientos y experiencia en pozos ya perforados en la zona. Si el equipo seleccionado es inadecuado para el trabajo a realizar, se tiene la posibilidad de perforar un agujero en el cual las operaciones de terminación y producción sean

deficientes, por lo que el proceso de selección del equipo adecuado es un aspecto vital dentro de la planeación del proyecto.

5.1.3 SELECCIÓN DEL TIPO ADECUADO DE BARRENAS.

Existen varias características que se deben tomar en cuenta para seleccionar el tipo de barrena a utilizar en una perforación; se pueden seleccionar de acuerdo al tipo de estructura de corte, por su sistema de rodamiento, de acuerdo con los materiales utilizados en su fabricación, etc.

Existen varios factores que nos indicaran el tipo de barrena que debemos seleccionar, entre los más importantes son:

- Tipo de formación geológica.
- Limitaciones mecánicas del equipo de perforación del pozo.
- Máximo rendimiento en el costo/metro.

Las barrenas las podemos clasificar de acuerdo a la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación IACD quien crea el sistema de tres dígitos.

- El primer dígito especifica el tipo de corte y el tipo de formación geológica.
- El segundo dígito nos indica el grado de dureza de la formación geológica.
- El tercer dígito indica el tipo de diseño de la barrena.

Por otra parte, la operación de las barrenas esta controlada por tres rubros o parámetros importantes:

- Peso sobre la barrena (PSB). Es la carga que le transfiere toda la sarta de perforación la cual nos ayudara a penetrar todas las formaciones suaves o duras.
- Velocidad de rotación (RPM). Podemos definir a la velocidad de rotación como la cantidad de vueltas que la mesa rotaria le transfiere a la sarta de perforación y a la barrena por minuto.
- Hidráulica de perforación (HP). Podemos definir a la hidráulica de perforación como la potencia que deben desarrollar las bombas de lodo, la cual esta controlada por la viscosidad del lodo, peso especifico, gasto y presiones máximas de bombeo, diámetro de la barrena, velocidad de perforación, profundidad del pozo, etc.

5.1.4 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

En todos los casos la tubería de perforación se selecciona de acuerdo a un análisis de esfuerzos a los cuales será sometido durante toda su vida útil, algunos de los factores mas importantes que deben de ser tomados en cuenta para hacer un buen diseño son: presión interna, presión de colapso, daño por cuñas, torsión, severidad de las desviaciones bruscas, etc.

5.1.5 PROGRAMA DE LODOS A UTILIZARSE

El desarrollar un buen programa de lodos es importante durante la perforación, ya que de acuerdo al tipo de formación que se tenga será el tipo de lodo que se utilice; por otra parte, como sabemos el lodo nos ayudara a controlar la presión mediante la columna hidrostática que se forme, también tiene la función de lubricar a la barrena y sacar los recortes. Por otra parte es importante evitar el daño que el lodo ocasione a la formación para posteriores estudios como la toma de registros que pueden verse afectados por el enjarre del lodo que se acumule en la pared del pozo.

5.1.6 EQUIPO DE CORTE Y RECUPERACIÓN DE NÚCLEOS.

El empleo del equipo adecuado para la recuperación de núcleos con la tecnología adecuada es importante ya que nos evitara hacer grandes gastos y evitar perdida de tiempo. En este caso la tecnología utilizada es de gran ayuda ya que se pueden utilizar el equipo WL- HYBRID CORINGS SYSTEM (DOSECC). En la etapa de recuperación de los núcleos se empleara el lodo adecuado que no afecte las características litológicas de la formación.

5.1.7 ESTIMACIÓN DE COSTOS.

La determinación de los costos afecta en gran medida la realización de cualquier proyecto, en este análisis se deben de tener contemplados cuando menos los aspectos siguientes: perforación del pozo, tuberías de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción, cabezales, logística del pozo (preparación del sitio, equipo y servicio de muestreo, registros geofísicos de pozo, lodo y productos químicos, cemento y servicios de cementación, transporte de personal, barrenas, renta de equipo, costo de operación y producción, etc.); parámetros que nos proporcionan indicadores sobre la factibilidad de la realización. Es importante considerar que si no existe una buena localización varios de los aspectos ya mencionados elevaran el costo, lo mismo ocurrirá si se modifica la profundidad del pozo.

5.2 METODOS DE PERFORACION

En la actualidad, los métodos de perforación resultan ser más costosos, riesgosos y a mayor profundidad; sin embargo se tiene un mayor desarrollo en la tecnología empleada y un mayor cuidado hacia el medio ambiente. Teniendo esta visión, las técnicas empleadas en la perforación de pozos para alcanzar el objetivo de los programas de perforación en la búsqueda de hidrocarburos, se debe realizar en el mínimo de tiempo, menor costo y cuidando de la seguridad de las personas y del medio ambiente.

5.2.1 PERFORACIÓN CON LA TÉCNICA DE TUBERÍA FLEXIBLE

La tubería flexible (T.F) es uno de los aspectos más importantes de desarrollo tecnológico en la industria petrolera; tal es su importancia, que en la actualidad un buen número de pozos son intervenidos con este sistema. Estos equipos intervienen en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos a la industria petrolera. La técnica de perforación con tubería flexible tiene ciertas características que se explicaran a continuación.

Componentes de equipo de tubería flexible

- Unidad de bombeo
- Unidad de potencia
- Carrete y tubería flexible.
- Cabeza inyectora.
- Conjunto de Preventores
- Grúa y subestructura

Dimensiones y características de la T. F.

De acuerdo con los principales fabricantes de tubería flexible, “Quality Tubing” y “Precision Tube Technology”, esta puede suministrarse en carretes de 1” hasta 3 1/2 “ y longitudes máximas de 25 pies.

Las características que debe reunir la T.F. son:

Acero con bajo carbón

Esfuerzo mínimo a la cadencia 70-80 000 psi.

Tensión mínima de 80-90 000 lbs.

Dureza máxima Rockwell de 22c.

Perforar un pozo rápido, seguro y a bajo costo se puede lograr ya que la T.F no necesita conexiones por ser continua, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento. Asimismo evitan pegaduras ya que se tiene circulación continua. Al final, esto reduce en beneficios económicos.

Es importante mencionar que un equipo de tubería flexible se puede utilizar por ser más económico al explotar formaciones someras, con mejores condiciones de seguridad y mínimo impacto ambiental.

Metodología

Analizar la información disponible de pozos perforados, recopilando todos los antecedentes como datos históricos de perforación, columna geológica del área de estudio, registros geofísicos, núcleos, gradientes de presión y de fractura, fluidos utilizados etc.

Diseño del pozo

Analizar los requerimientos de producción para que, con base en ello, se diseñe la geometría del pozo.

Infraestructura

Con que equipo y accesorios se dispone para desarrollar este método alternativo de perforación.

Logística

Este punto es importante, ya que conlleva un ahorro significativo; si el suministro de materiales y accesorios se efectúa a tiempo.

Ejecución de la perforación:

Por ser la perforación una operación relativamente rápida es necesario contar con equipo de registros, parámetros de medición en tiempo real, para poder definir con oportunidad los pasos a seguir durante el desarrollo de la intervención.

Diseño de perforación

En este punto, el diseño se lleva a cabo de manera similar al que se realiza para perforar con un equipo convencional, considerando los siguientes parámetros:

Geometría del pozo: esta se determina principalmente por la profundidad y diámetro requerido; con base en este parámetro, se selecciona el diámetro de las barrenas, que va en relación directa a la tubería de revestimiento que se requiera y a los asentamientos de la misma.

Profundidad desarrollada: tomando en cuenta que la perforación es con tubería flexible se debe considerar; por seguridad, un mínimo de 220 m de tubería flexible extra en el carrete.

Barrenas: con base en la experiencia para perforar formaciones suaves se recomienda utilizar barrenas tipo PDC (diamante policristalino); para las demás formaciones se debe seleccionar de acuerdo al código IADC (asociación internacional de Contratistas de Perforación)

Fluidos de perforación e hidráulica:

Como en la perforación convencional, el fluido de control debe ser compatible con la formación, ya que se debe enfriar adecuadamente la barrena y tener capacidad de sustentación para acarrear el recorte; también es importante mantener la estabilidad de las paredes del agujero y un bajo contenido de sólidos. Dependiendo de las necesidades operativas, también se debe considerar el fluido para perforación bajo balance y el uso de fluido espumado.

Trayectoria del pozo:

Esta se adecua a los requerimientos del yacimiento, pues prácticamente no existe limitación en cuanto a cumplir con las trayectorias diseñadas, debido a que se perforan las formaciones con sarta navegable.

En la práctica se ha observado que, en perforación vertical, la inclinación del agujero no debe exceder los 2 grados.

Herramientas de Fondo:

Los componentes típicos de una sarta de perforación son: Barrena, motor de fondo, sustituto de flotación, dos lastrabarrenas antimagnéticos, equipo de medición durante la perforación (MWD), martillo hidráulico y conector de tubería flexible.

Conexiones Superficiales de control: Deben ser acordes a las presiones esperadas en el yacimiento y contar como mínimo de un preventor doble con arietes de corte y ciegos. Carrete con salidas laterales para la línea de flujo y estrangulador ajustable; también se debe contar con un preventor cuádruple (con arietes de tubería, cuñas, corte y ciegos) de acuerdo al diámetro de la tubería y estoperos adecuados.

5.2.2 PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La industria de la perforación, como toda empresa preocupada por su permanencia en el mercado, tiene entre sus principales objetivos estar a la vanguardia en la tecnología de perforación para ser competitiva en los mercados nacional e internacional; toda incorporación de tecnología deberá de ser encaminada a reducir los costos y/o a incrementar las utilidades de los clientes.

Un cambio básico, consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla por tubería de revestimiento; de acuerdo a la perspectiva de las compañías que han utilizado este método de perforación, han logrado un ahorro en el costo entre 7 y 10 por ciento, también ha disminuido el tiempo total de perforación.

Equipo de Perforación

- El equipo de perforación es convencional.
- El equipo deberá acondicionarse para utilizar una flecha (Kelly) de 15 metros de longitud, para lo cual se necesitara modificar la profundidad del agujero auxiliar y aumentar la longitud del Stand Pipe y la manguera del cuello de ganso.
- La rampa deberá considerar la nueva longitud de la tubería.
- Los peines de la changuera deberán abrirse entre 4 y 6 centímetros más que el diámetro exterior de la tubería de revestimiento a utilizar.
- Se recomienda la implementación de un indicador de torsión como herramienta necesaria durante la perforación del pozo.

Herramientas para perforar con tubería de revestimiento:

- Barrena de 8 ½ “ PDC.
- Estabilizadores de 6 ½” x 8 3/8”.
- Lastrabarras (Drill Collars) de 6 ½ “helicoidales.
- Martillo de 6 ½”.
- Junta de seguridad (Bumper) de 6 ½”.
- La tubería de revestimiento de 5 ½” 17lb/pie N-80 deberá ordenarse en rango 3 de acuerdo a la norma API 5CT, para que su longitud varíe entre 13.90 y 14.50 metros.
- Las conexiones para esta tubería son Hydril Tipo 521.

Herramientas y accesorios para el manejo e introducción de la tubería.

- Elevador de cuñas para T.R de 5 ½”, verificar que el ajustador del elevador sea del diámetro exterior de la T.R.
- Collarín de arrastre para T.R de 5 ½”.
- Collarín de seguridad para T.R de 5 ½”.
- Cuñas para T.R de 5 ½”.
- Araña de piso para T.R de 5 ½”.
- Juego de 3 sustitutos de Nelly, de una longitud de 40 a 45 cm, de un material igual o equivalente al de la T.R.
- Juego de 4 tapones para manejo de T.R de 5 ½” con la conexión Hydrill tipo 521.

- Calibrador para T.R de 5 ½”, 17 lb/pie.
- Guía de enchufe para T.R de 5 ½” con conexión HD-521.
- Llave de apriete hidráulico con capacidad para T.R de 5 ½”.
- Juego de 2 válvulas de pie de 5 ½”.
- Grasa API modificada para T.R.

Procedimiento para el manejo de la T.R durante la perforación.

- La tubería deberá de inspeccionarse, medirse y colocarse en el orden correspondiente para utilizarse durante la perforación.
- Instalar el tapón de manejo al tubo, en la cama de tubería.
- Colocar collarín de arrastre al tubo para izarlo.
- Subir la T.R a la rampa.
- Repetir este procedimiento hasta completar 4 tramos en la rampa.
- Durante la perforación meter un tramo al agujero auxiliar.
- Al terminar de perforar la longitud del Nelly, levantarlo y colocar cuñas y collarín de seguridad mientras no haya suficiente peso en la tubería.
- Desconectar el tubo del sustituto del Nelly.
- Aplicar grasa API modificada para T.R unicamente a los piñones de las roscas Hydril HD-521.
- Apretar el sustituto del Nelly manualmente al tubo colocado en el agujero auxiliar (agujero de raton). Esto evitara que se dañen las roscas por conectar la tubería de revestimiento no alineada con el Nelly.
- Enroscar con el Nelly spinnere a baja velocidad para evitar dañar las roscas hasta que se pare el mismo.
- Apretar con las llaves del equipo de perforación hasta alcanzar 6 mil libras-pie, verificar el apriete en el indicador de torsión del equipo de perforación.
- Levantar el Jelly junto con el tramo de T.R para alinearlos y finalmente conectarlos con la sarta de perforación.
- Bajar con el swivel y continuar perforando.
- Repetir esta operación hasta alcanzar la profundidad programada.

Procedimiento para el manejo de la T.R durante la recuperación.

- Sacar la T.R por lingadas de 28 m aproximadamente.
 - Colocar cuñas de piso.
 - Desconectar con llave hidráulica, hasta observar que ha salido mas de la mitad del piñón y ha brincado ligeramente.
 - Levantar lentamente el piñón y girar un cuarto de vuelta hasta soltarse la rosca, para evitar que se enganche el diente de tipo serie 500.
 - Colocar el protector de rosca al piñón.
 - Ayudar al chango a mover la lingada hacia los peines, para estibar la tubería correctamente.
 - Continuar realizando esta operación hasta tener solo 8 toneladas en el indicador de peso.
-

- Se deberá colocar el collarín de seguridad a partir de este momento; ya que no se cuenta con suficiente peso en la sarta. Podríamos correr el riesgo de soltar la tubería, que caería al fondo.
- Continuar sacando hasta recuperar los lastrabarrenas, estabilizadores y la barrena.
- Eliminar herramienta y colocarla en los burros de tubería.

La aplicación de la técnica para perforar con tubería de revestimiento deberá implementarse únicamente en pozos y campos que cumplan con los siguientes requisitos:

- Campos de desarrollo en explotación intermedio o avanzado, donde se requiere aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión.
- En pozos verticales de someros a medianos con una profundidad promedio entre 500 y 3000 metros.
- Que requieran solo 2 o 3 etapas para su perforación.
- Que sus necesidades de producción se manejen a través de diámetros reducidos.
- Que las conexiones a utilizar para este tipo de tuberías deberán tener valores a la torsión y arrastre, igual o mayor que la correspondiente tubería de perforación utilizada normalmente para hacer pozos similares.
- Los diámetros de T.R. recomendables para utilizar esta técnica son 4 ½, 5, 5 ½, 6, 6 5/8 y 7”.
- Los campos deben de ser de desarrollo, por lo tanto, las formaciones estarán perfectamente identificadas y serán factibles de perforar con esta técnica.

5.2.3 PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

La perforación en yacimientos depresionados con técnicas convencionales representa un gran reto ya que enfrenta diferentes problemas en forma simultánea, tales como pérdidas totales de circulación, brotes, pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sartas de perforación por empacamiento, descontrol subterráneo, etc. Lo que provoca diversas consecuencias, como que los pozos solo se pueden perforar pocos metros dentro del horizonte productor, o bien que se tenga que invertir más para controlar pérdidas o para operaciones riesgosas, todo lo cual tiende a incrementar el costo de la perforación.

Lo anterior obedece a que la densidad equivalente necesaria para perforar cierta sección del pozo, contrasta con la que requiere otra sección, en tanto se trata de formaciones de diferente presión que requieren tuberías de revestimiento adicionales, lo que no siempre es técnica y económicamente factible; sin embargo, con la técnica de perforación bajo balance es posible resolver tales problemas (Un siglo de la perforación en México, 2000).

Definición de Operación Bajo Balance.

Se tiene una operación bajo Balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de la formación al pozo, que deben circularse y

controlarse en la superficie. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión, pues también se aplica en pozos de alta presión, con los mismos objetivos: reducir el riesgo de atrapamiento por presión diferencial y hacer factible la perforación. En la **tabla 5.1** se muestran algunas de las ventajas que tiene perforar bajo balance en comparación con la técnica convencional.

Técnica Convencional	Técnica Bajo Balance
Se evitan brotes manteniendo la $P_h > P_y$.	Se causa flujo intencional haciendo $P_h < P_y$.
Se detiene la perforación al haber flujo.	Se continúa perforando aun con flujo.
Se detiene la perforación al haber pérdida de circulación	Se continúa perforando aun con pérdida de circulación.
No se realizan viajes con presión.	Se realizan viajes con presión controlada.

Tabla 5.1 Ventajas de la perforación bajo balance con relación a la técnica convencional

La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, aun cuando se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca.

Las principales consideraciones para seleccionar el fluido circulante en la perforación bajo balance, tomando en cuenta que el fluido circulante debe realizar las funciones normales de un fluido de perforación y resolver los problemas planteados por la condición bajo balance; este debe reunir características de densidad, lubricación y acarreo de recortes, además de cumplir con las siguientes características:

- Evitar que se presente corrosión en los elementos tubulares dentro del pozo.
- Evitar que se genere combustión espontánea.
- Evitar inestabilidad química.
- Tener el menor costo posible.

Cuando se requiere una densidad equivalente menor que la que se logra con fluidos líquidos, se puede optar por sistemas de fluidos ultraligeros con esferas de vidrio de baja densidad, tecnología reciente que tiene limitantes en profundidad debido a la resistencia compresiva de estas. Como solución alterna y más generalizada se emplea un líquido mezclado con gas en tal proporción que se obtenga la densidad equivalente necesaria, con las propiedades de lubricación y acarreo de recortes. Según el estado mecánico y la posición direccional del pozo se realiza el análisis siguiente:

Fase gaseosa:

Como en todas las operaciones que se realizan en un pozo, se trata de perforar con seguridad, al mínimo costo y en el menor tiempo posible; el gas mas barato es el aire, pero utilizarlo implica riesgos de corrosión y combustión espontánea. Es común tener en los pozos las condiciones de presión, temperatura y presencia de fluidos para caer en ambas situaciones, por lo que el gas más utilizado es el nitrógeno, ya sea abastecido en carrotanques provenientes de plantas o producirlo en sitio por medio de membranas. La decisión de usar uno u otro depende de la facilidad para controlar la calidad y pureza del gas y la rápida capacidad de respuesta del proveedor.

Existen diversos métodos para calcular el volumen de gas requerido y obtener una columna estable con la densidad necesaria pero todos están fundamentados en el comportamiento fisicoquímico y termodinámico de los gases. Las diferencias la constituyen consideraciones particulares como tipo de gas y fase líquida que se use además la relación con los factores geométricos del pozo, la estabilidad del surfactante empleado a las diversas condiciones encontradas en el pozo, las variaciones en la densidad del gas por efectos de cambio en la temperatura y presión; así como la incorporación de gases y líquidos del yacimiento, todos estos elementos hacen variar la composición y comportamiento del fluido, lo que pone de manifiesto lo complejo de su análisis.

Fase Líquida.

La fase líquida que se usa normalmente es la misma que para el fluido de perforación normal y esta en función de las condiciones de los pozos, se puede emplear los siguientes líquidos:

Diesel: Sobre todo porque es el líquido comercialmente viable de menor densidad (0.87gr/cm^3) y porque evita totalmente el desarrollo de problemas fisicoquímicos por la presencia de arcillas en la formación, lo que ocurre a menudo.

Agua: En yacimientos calcáreos depresionados, profundos (>500 m) con mínimo contenido de arcillas y con gradientes de presión menores a 0.7 gr/cm^3 , el uso de agua es la opción económicamente más factible dado que el uso de diesel no garantiza conseguir circulación, lo que puede implicar la pérdida de grandes volúmenes de fluido.

Salmuera: Puede contrarrestar el efecto de la hidratación de arcillas, pero presenta complicaciones operativas con el control de su densidad, además de su mayor costo.

Fluidos de Baja densidad: Son emulsiones directas (base agua) o inversas (base aceite) que dan como resultado fluidos de densidad entre $0.87\text{-}0.95\text{ gr/cm}^3$, según su formulación y uso tienen la ventaja de ser sistemas completos resistentes a contaminaciones.

Espuma: Recientemente se han logrado avances significativos con el empleo del sistema de espumas, en donde la fase continua es el líquido y la fase dispersa es el gas. Permiten alcanzar densidades de hasta 0.6 gr/cm^3 , y su mayor complicación es su manejo en superficie.

Fluidos especiales para yacimientos (TIPO DRILLIN).- Son limpios y libres de sólidos inertes, cuyo costo es significativo, su uso debe justificarse económicamente en función de los beneficios de evitar daño al yacimiento.

Aditivos

Se debe usar un agente surfactante que ayude a alcanzar el patrón de flujo necesario para el buen desarrollo de la perforación. Puede seleccionarse un espumante de tipo aniónico para generar suficiente tensión interfacial lodo-nitrógeno y que la energía cinética del gas arrastre al lodo, a los líquidos producidos por los pozos y mantengan el patrón de flujo en los límites deseados, aun cuando haya menor control sobre la proporción de las fases por la producción de las formaciones. Por otro lado el surfactante permite lograr suficiente capacidad de acarreo para limpiar el fondo del pozo y llevar los recortes hasta la superficie. Esto es básico debido a que comúnmente no se logra tener retorno completo durante la perforación bajo balance, o se pierde control sobre la columna de fluido en el espacio anular en intervalos que generan mayores caídas de presión tales como los cambios de gradientes de fractura de la roca, yacimientos con fracturas naturales, con alta permeabilidad o cambios de geometría; todo lo cual obliga a hacer una rápida adecuación de las condiciones de operación para evitar puentes de recortes que atrapen la tubería. Los aditivos pueden

agregarse en dosis constantes a la succión de la bomba, en baches directamente a la tubería de perforación al hacer la conexión o de ambas maneras, ya que debido a sus propiedades lubricantes reduce la torsión y arrastre en la sarta de trabajo. Es necesario aplicar diversos modelos para simular los cambios en las condiciones de operación por efecto de uso de gas, para hacerlas óptimas y prever los casos críticos que deban evitarse. Así mismo, se requiere efectuar simulaciones del comportamiento de otras variables importantes, que se mencionan a continuación:

Torsión y arrastre:

El factor de fricción de una tubería de perforación en agujero entubado o abierto, puede variar entre 0.15 y 0.35 según los componentes de la fase líquida, así como del tipo y cantidad de sólidos acarreados. Cuando se perfora con aire o gas, puede ser tan alto como 0.8 porque no hay lubricación. Cuando se usa diesel o fluidos de emulsión inversa o cuando se tiene incorporación de hidrocarburos líquidos en el fluido de perforación, se reduce la fricción; también pueden agregarse materiales sólidos, como grafito, o aditivos.

Barrenas e hidráulica

Las barrenas deben ser adecuadas de acuerdo con el fabricante, debido a sus mejoras sustanciales en estructura de corte y sistema de rodamiento respecto a las convencionales. La condición es respetar los parámetros óptimos de gasto, peso, torsión y velocidad de rotación, considerando que se usa un fluido en dos fases cuya densidad puede variar y provocar cambios en la flotación, en el peso sobre barrena y en la torsión de la sarta de perforación. La condición de bajo balance genera incrementos sustanciales en la velocidad de penetración, pero debe aplicarse al gasto óptimo para garantizar limpieza adecuada del fondo del pozo y la velocidad anular requerida para el acarreo de los recortes.

Sarta de Perforación:

En la sarta de trabajo se ajusta el diseño a la tensión debido a los cambios en la flotación tanto en condiciones de pérdida de circulación como con el fluido aireado en el pozo. Para el bombeo de gas se utilizan válvulas de contrapresión con el siguiente propósito: sobre la barrena para evitar entrada de fluidos de la formación al interior de la sarta, y sobre el primer tubo que conecta antes de iniciar la perforación con cada nueva barrena para evitar pérdida de nitrógeno y tiempo en estabilizar presión al realizar la conexión de cada tubo.

Equipo Superficial:

La perforación bajo balance requiere usar equipo adicional que satisfaga las necesidades de manejo superficial de presión y volúmenes de líquido y gas, tanto lo que se inyecta durante la perforación como lo que se obtenga del yacimiento como resultado de la condición bajo balance que se desee lograr. Un arreglo típico del equipo superficial debe cumplir con las siguientes funciones básicas: Perforar rotando la sarta, viajar y controlar la presión en el espacio anular; se consigue con el uso de cabezas o preventores rotatorios, siendo la presión a manejar el determinante para escoger uno u otro, además de la experiencia del operador.

Equipo Superficial de separación de fases:

Es muy importante aclarar que la selección del equipo superficial depende de la ingeniería de perforación bajo balance que se haga para el trabajo dentro del pozo, y no al contrario, de ahí que según el tipo de yacimiento que se perfora, el grado de bajo balance que se pueda o pretenda alcanzar así como los gastos esperados de inyección y de salida tanto de líquidos, gases y sólidos determina su tipo y capacidad.

En la actualidad la tecnología ha evolucionado en todo sentido, tanto en capacidad de separación, dimensiones de los equipos, medición, registro de datos; calidad de la separación y seguridad del equipo, de la operación y del personal.

Los sistemas de separación abiertos a presión atmosférica; fueron los equipos pioneros en la perforación bajo balance, tienen la siguiente ventaja:

- Puede usarse en forma modular, es decir se puede instalar solo una sección de él, según la aplicación.
- Son de menor costo.
- Es compatible con equipo de sensores y recolección de datos.

Mientras que sus desventajas son:

- Requiere de área relativamente grande para su instalación.
- Ofrece menor control sobre la operación que los sistemas cerrados.
- Sus especificaciones son para trabajar a presión atmosférica.

El equipo que lo integra son:

- a) Separador vertical de baja presión. Su capacidad varía entre 40 y 50 mil mpcd de gas y 30-40 mil bpd de aceite.
- b) Separador fluido de perforación-hidrocarburo/recortes. Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (Skimmer) integrado por tres presas distribuidas de la siguiente manera: una de separación, decantación y separación por desnatado del lodo y el aceite, otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.
- c) Separador de vacío: cuando se tiene presencia de gases amargos y es necesario asegurar su remoción del lodo, se requiere emplear separadores de vacío, los que también se deben utilizar cuando el lodo no permite una separación aceptable de gas por el efecto mecánico del separador atmosférico.
- d) Separación de Recortes: Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación, mediante una línea de 4" y las bombas centrifugas de las presas. Si ocurriesen arrastres de sólidos por efecto de alto volumen de retorno, se puede adaptar una salida de 2" en la línea de 8" que conduce el lodo hacia el skinner.

Sistema de separación cerrada de baja presión:

Pueden considerarse como la segunda generación de equipos de separación especializados para perforación bajo balance. Son capaces de manejar hasta 60MMPCD de gas y 40 mil bpd de aceite. Presenta las siguientes ventajas:

- Permiten mejor control de los volúmenes de entrada y salida, monitoreo y de operación.
- Pueden trabajar a presión de hasta 250 psi.

- Pueden manejar mayores volúmenes que los atmosféricos.
- Tienen mejores dispositivos de seguridad y normalmente tienen sistemas integrados de estrangulación.

Desventajas:

- Son de mayor costo que los equipos atmosféricos.
- No puede modularse su uso, obligando a usar el sistema completo en todos los pozos.

5.2.4 PERFORACIÓN DIRECCIONAL CONTROLADA

La perforación direccional tiene como objetivo el alcance de una ubicación subterránea predeterminada, con ubicación y desplazamiento de la vertical a cierta profundidad a través de una trayectoria planificada.

Razones para perforar direccionalmente

- El matar o controlar un reventón de un pozo, es una de las aplicaciones más dramáticas de la perforación direccional. Se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de aliviar la presión, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad.
- Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional controlada en la actualidad, es en los pozos de costa afuera. Erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, respetando el espaciamiento requerido entre pozos; esta aplicación se ha incorporado al proyecto AFCT en su variante terrestre.
- También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite o la localización exacta de un plano de falla. Algunas veces se usa para perforar debajo de la inclinación o declive de un plano de falla. Este uso elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla, o en el caso de un terremoto, donde se podría deslizar y cortar la tubería de revestimiento.
- Algunas veces es imposible localizar el equipo de perforación sobre el punto exacto donde el pozo se debe de perforar, ya sea por razones técnicas o económicas. Para evitar este problema, el equipo de perforación se puede colocar a un costado y desviar el pozo con la finalidad de llegar al objetivo programado.
- Si un pozo se perfora en el casquete de gas de un yacimiento, este se puede taponar parcialmente, para desviarlo y localizar la zona de aceite.
- También la perforación direccional puede usarse para desviarse de algunos de los problemas que ocurren en el subsuelo, como pueden ser los domos salinos y el contacto agua-aceite.
- Efectuar la desviación de un pozo existente, esta desviación puede ser efectuada para librar una obstrucción (“un pez”) en el agujero original.

Profundidad desarrollada

Se llama profundidad desarrollada a la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (**Fig.5.1**). La manera de determinar esta profundidad es a través del conteo de lingadas de tubería o bien por el controlador de de profundidad de la línea de acero

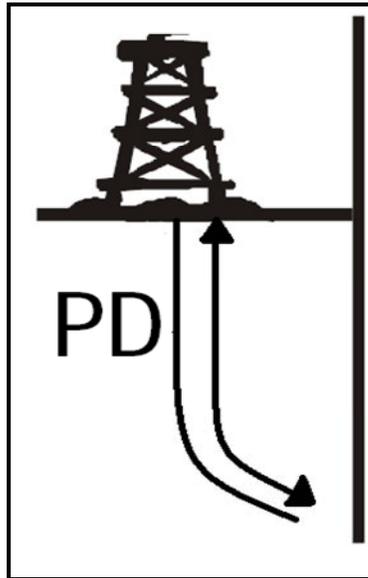


Fig. 5.1 Profundidad desarrollada en un pozo direccional (Robbins, Raúl “Curso Conceptos Fundamentales De Ingeniería Petrolera y Campos de Acción”)

Profundidad Vertical Verdadera

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria de un pozo, normalmente es un valor calculado (**Fig.2**).

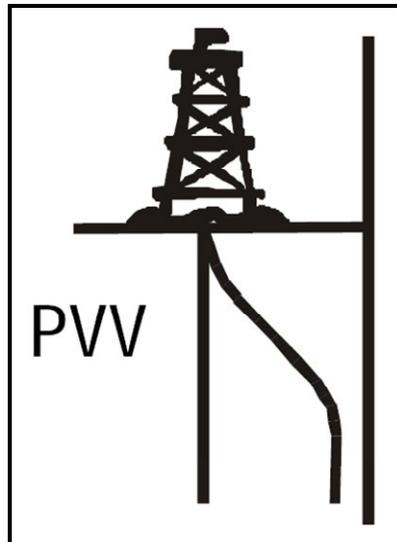


Fig 5.2 Profundidad vertical verdadera de un pozo horizontal (Robbins, Raúl “Curso Conceptos Fundamentales De Ingeniería Petrolera y Campos de Acción”)

Patrones de desviación

El patrón de tipo I, está planificado de manera que el ángulo de desviación inicial se obtenga a una profundidad no muy grande y de ese punto el ángulo se mantiene como una línea recta hacia el objetivo.

Una vez que el ángulo y la dirección se han obtenido, se cementa la tubería de revestimiento superficial a través de la sección desviada y se cementa. Generalmente el patrón I puede emplearse en dos programas de profundidad precisa (**Fig. 5.3**).

El patrón de tipo II también se desvía cerca de la superficie. Después que se ha logrado la desviación, se coloca y cementa la tubería de revestimiento superficial. La perforación continúa a lo largo de este curso desviando hasta que se alcanza el desplazamiento lateral deseado; entonces el agujero se regresa a la vertical (**Fig.5.4**).

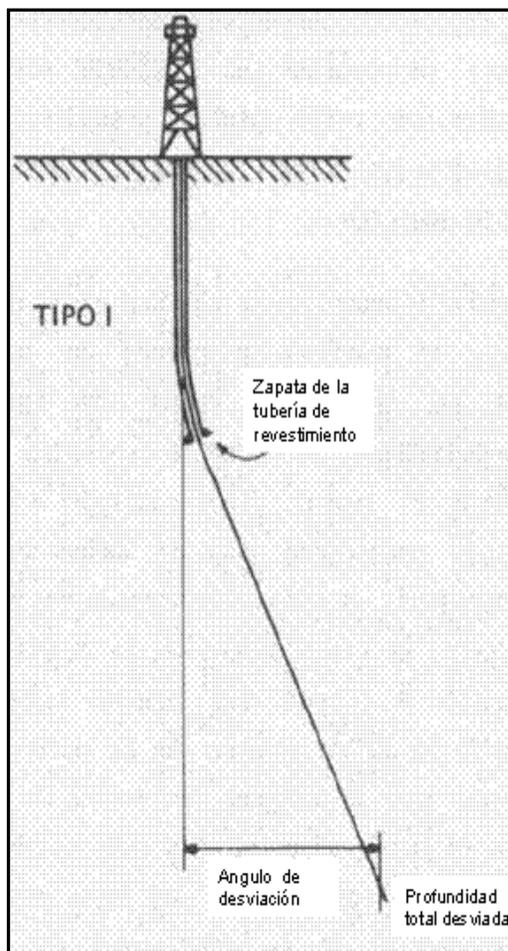


Fig. 5.3 Patrón de desviación tipo I

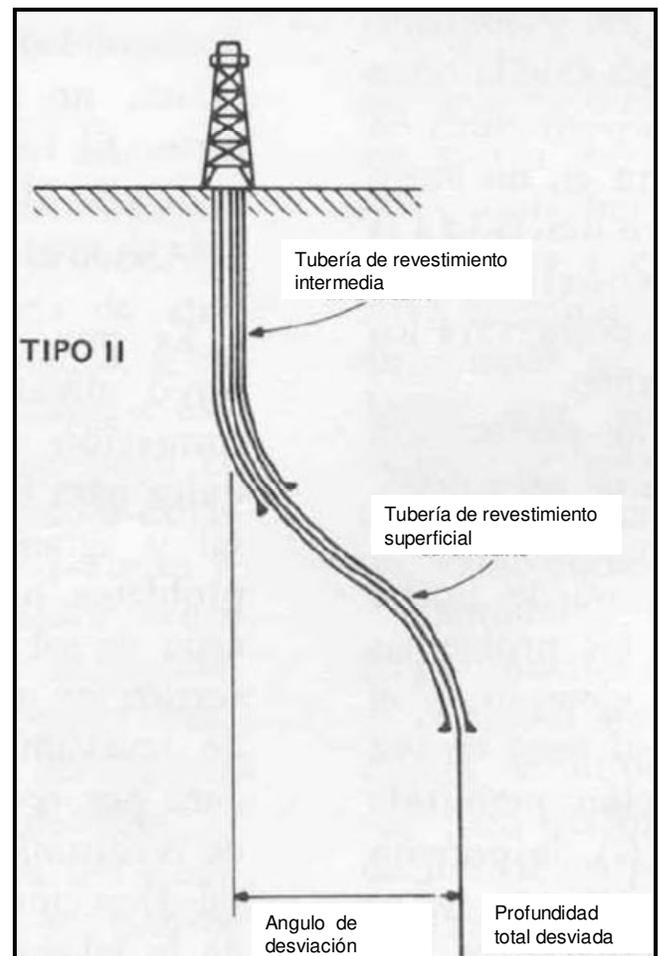


Fig. 5.4 Patrón de desviación tipo II

La desviación en el patrón tipo III (**Fig. 5.5**) se empieza bastante debajo de la superficie. El ángulo del agujero se mantiene fijo entonces hasta el objetivo. Los ángulos de desviación son altos, y la distancia lateral hasta el objetivo deseado debe de ser relativamente más corta que en otros patrones.

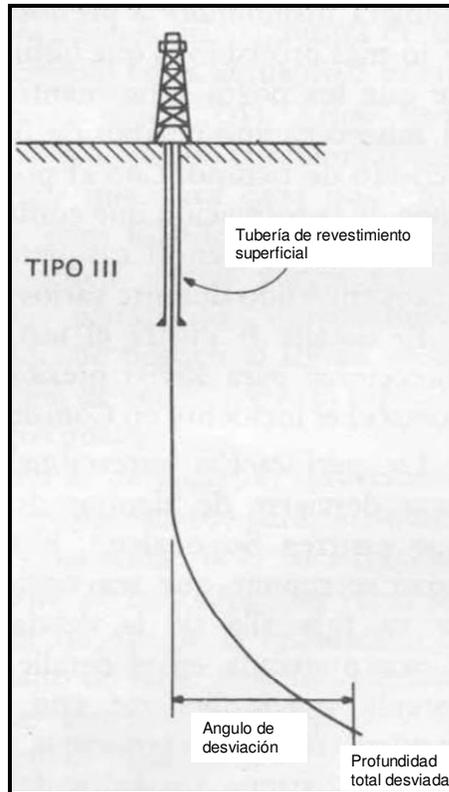


Fig. 5.5 Patrón de desviación tipo III (Robbins, Raúl “Curso Conceptos Fundamentales De Ingeniería Petrolera y Campos de Acción”)

Tipos de Trayectorias.

El primer paso en la planeación de un pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar el objetivo programado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA) que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del agujero, por lo tanto se puede decir que la selección del tipo trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Desplazamiento horizontal del objetivo.

La **fig. 5.6** muestra cuatro tipos de trayectoria más comunes que pueden ser perforados para alcanzar el objetivo. La trayectoria A es una trayectoria de incrementar y mantener; el agujero penetra el objetivo con un ángulo igual al máximo ángulo de incremento; la trayectoria B es una trayectoria “S modificada” y la C es una trayectoria “S”. En la trayectoria S el agujero penetra verticalmente al objetivo y en la S modificada el agujero penetra con un ángulo de inclinación menor que el ángulo máximo en la sección de mantenimiento. Para la trayectoria D, que es una trayectoria de incremento continuo, la inclinación continua incrementándose hasta o a través del objetivo. La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo, la trayectoria S modificada requiere mayor inclinación y la trayectoria S requiere aún más que la S modificada. La trayectoria de incremento continuo requiere la mayor inclinación de todos los tipos de trayectoria para alcanzar el objetivo.

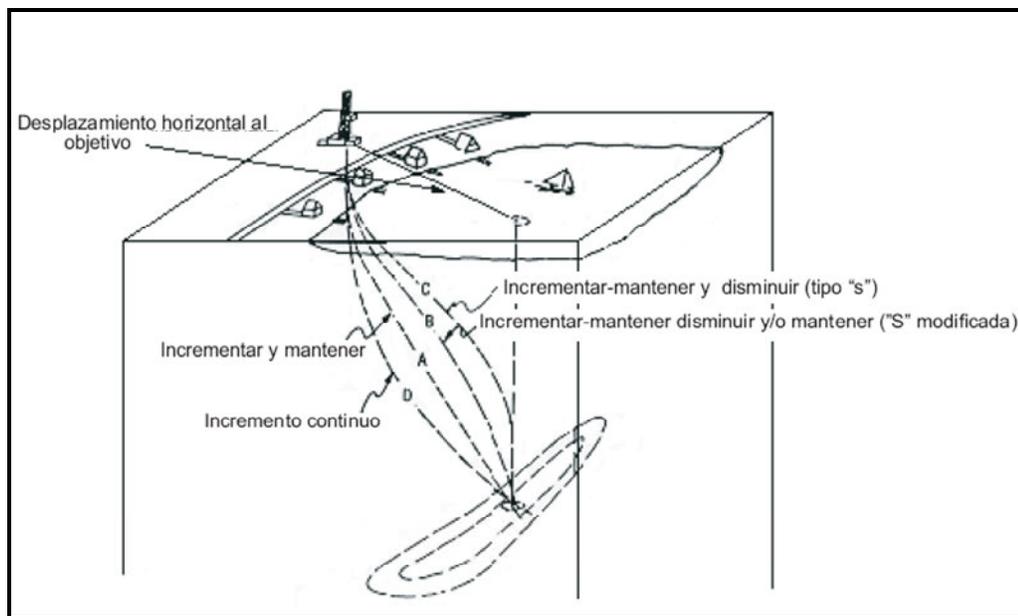


Fig. 5.6 Tipos de trayectorias más comunes en la perforación direccional (Manual de Diseño de la Perforación, 2003)

5.2.5 PERFORACION HORIZONTAL

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con una cierta orientación (equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la aplicación de los siguientes métodos para el tipo de construcción de radio de curvatura como se observa en la **fig. 5.7**

- Método del radio de curvatura largo (LTR)
- Método del radio de curvatura medio (MTR)
- Método del radio de curvatura corto (STR)
- Método del radio de curvatura ultracorto (USTR)

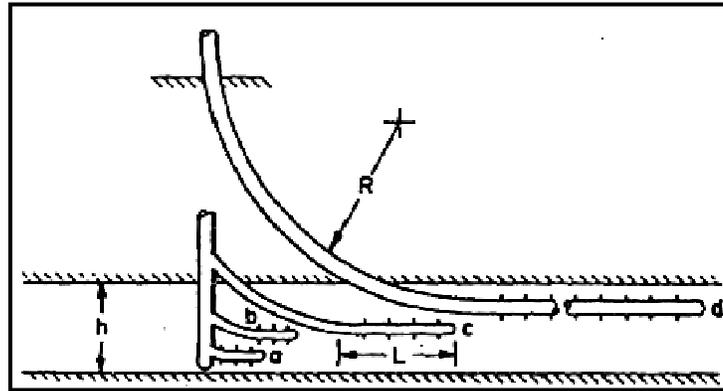


Fig. 5.7 Esquema de las diferentes técnicas de perforación

- a) Radio ultra corto $R = 1 - 2$ pies, $L = 100 - 200$ pies.
- b) Radio corto $R = 20 - 40$ pies, $L = 100 - 800$ pies.
- c) Radio medio $R = 300 - 800$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.
- d) Radio largo $R \geq 1000$ pies, $L = 1000 - 4000$ pies.

Pozos de radio largo

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y completar la longitud a perforar, y por lo tanto, la terminación del pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como largo alcance o alcance extendido. Sin embargo, estos pozos son perforados de 70 a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

Pozos de radio medio

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con afallamientos y estratos muy pronunciados, con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema, es el trabajo de la tubería de perforación y T.R crea resultados y problemas de fricción dentro de límites aceptables. La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y mas especialmente de aparejos de fondo flexibles.

Pozos de radio cortó.

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones

económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento. Anteriormente se perforaba verticalmente era contraído por la formación.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal múltiple con diámetros arriba de 6" puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

De esta manera forma se genera la dirección al yacimiento para un pozo sencillo. Se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical.

El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

Pozos de radio ultracorto

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento del yacimiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía no natural.

5.3 EXPLORACION Y PERFORACION DE POZOS

La intensa actividad exploratoria desarrollada dio como resultado el descubrimiento de yacimientos que han permitido revitalizar cuencas ya conocidas como la de Burgos y Veracruz en la región Norte, que han contribuido a alcanzar niveles históricos de producción de petróleo crudo y de gas no asociado. Entre los descubrimientos mas relevantes realizados en el año se encuentran el pozo Macarroca-1, productor de aceite pesado en la Cuenca de Veracruz.

En los últimos seis años se perforaron en México 3713 pozos, de los cuales 435 fueron de exploración y 3278 de desarrollo, se terminaron 3636 pozos, 442 de exploración y 3194 de desarrollo.

En 2007 se descubrieron 19 campos, 4 de crudo y 15 de gas; se terminaron 69 pozos de exploración de los cuales 32 resultaron productores, 11 de aceite y 21 de gas. El porcentaje de éxito alcanzado en esta actividad fue de 46.4 por ciento. Del total de pozos exploratorios y terminados, la mayor parte se ubico en la región Norte principalmente en Burgos y Veracruz.

En la **tabla 5.2** se muestra el promedio de equipos de perforación por región y activos integrales; donde se puede observar que la región Norte hasta el 1 de enero de 2008 se tenían en total de 43 equipos, de los cuales 8 eran de exploración y 35 de desarrollo, mientras que en el activo Veracruz 4 eran de exploración y 3 de desarrollo.

Así, también se puede observar la **tabla 5.3** que muestra el número de pozos perforados; para la región norte se habían perforado un total de 481 pozos, de los cuales 36 eran de exploración y 445

de desarrollo. De estos 16 pertenecen al activo Veracruz como pozos exploratorios y 17 pozos de desarrollo.

Es importante mencionar que la terminación de un pozo es importante ya que involucra dejar al pozo bajo condiciones aptas para poder producir, así como la instalación de equipo de sistemas artificiales para un futuro. En la **tabla 5.4** se observa el número de pozos terminados; para la región norte se tiene un total de 526 pozos entre exploratorios y de desarrollo, para el activo Veracruz se tienen un total de 15 exploratorios y 18 de desarrollo respectivamente. El éxito en la terminación de pozos por región y activo se puede apreciar en la **tabla 5.5**. En el se tiene los porcentajes de éxito; el porcentaje para pozos exploratorios es de 44 y 94 para pozos en desarrollo. El activo Veracruz contribuye con un 40 % de éxito para exploratorios y 89 % para pozos en desarrollo.

	2005	2006	2007
Total	116	103	115
Total Exploración	27	23	20
Región Marina Noreste	2	2	1
Cantarell	-	0	0
Ku-Malob-Zaap	-	2	1
Exploración	-	-	-
Región Marina Suroeste	9	5	5
Abkatun-Pol-Chuc	-	1	1
Litoral de Tabasco	-	2	3
Activo Regional de Exploración	9	1	1
Región Sur	4	7	6
Cinco Presidentes	1	2	-
Bellota-Jujo	2	2	2
Samaria-Luna	1	2	1
Muspac	0	1	1
Macuspana	-	-	-
Activo Regional de Exploración	0	1	2
Región Norte	12	10	8
Burgos	4	5	4
Poza Rica- Altamira	1	1	-
Veracruz	4	3	4
Activo Regional de Exploración.	3	0	-
Total de Desarrollo	88	80	96
Región Marina Noreste	99	13	17
Cantarell	5	6	8
Ku-Malob-Zaap	4	7	9
Región Marina Suroeste	13	9	11
Abkatun-Pol-Chuc	3	1	2
Litoral de Tabasco	10	8	9
Región sur	28	21	33
Cinco Presidentes	3	1	4
Bellota-Jujo	11	7	12
Samaria-Luna	10	8	11
Muspac	1	2	3
Macuspana	3	2	3
Región Norte	39	37	35
Burgos	28	26	23
Poza Rica-Altamira	5	6	9
Veracruz	6	5	3

Tabla 5.2. Cuadro que muestra los equipos de perforación en operación por región y activos integrales (numero de equipos promedio) (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

	2005	2006	2007
Total	759	103	115
Total Exploración	73	672	615
Región Marina Noreste	5	3	49
Cantarell	-	-	-
Ku-Malob-Zaap	-	3	2
Exploración	5	-	-
Región Marina Suroeste	9	5	4
Abkatun-Pol-Chuc	-	1	2
Litoral de Tabasco	-	1	1
Activo Regional de Exploración	9	3	1
Región Sur	5	6	7
Cinco Presidentes	2	4	-
Bellota-Jujo	2	-	4
Samaria-Luna	-	1	1
Muspac	-	-	1
Macuspana	-	-	-
Activo Regional de Exploración	1	1	1
Región Norte	54	44	36
Burgos	26	29	20
Poza Rica- Altamira	4	1	-
Veracruz	21	12	16
Activo Regional de Exploración.	3	2	-
Total de Desarrollo	686	614	566
Región Marina Noreste	31	39	44
Cantarell	18	20	18
Ku-Malob-Zaap	13	19	26
Región Marina Suroeste	16	9	8
Abkatun-Pol-Chuc	6	3	-
Litoral de Tabasco	10	6	8
Región sur	78	45	69
Cinco Presidentes	22	7	28
Bellota-Jujo	20	12	10
Samaria-Luna	26	17	21
Muspac	-	3	3
Macuspana	10	6	7
Región Norte	561	521	445
Burgos	427	407	252
Poza Rica-Altamira	86	95	176
Veracruz	48	19	17

Tabla 5.3 donde se muestra el numero de pozos perforados por región y activos integrales (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

	2005	2006	2007
Total	742	656	659
Total Exploración	74	69	49
Región Marina Noreste	7	3	2
Cantarell	-	-	-
Ku-Malob-Zaap	-	3	2
Exploración	7	-	-
Región Marina Suroeste	6	8	5
Abkatun-Pol-Chuc	-	3	2
Litoral de Tabasco	-	2	1
Activo Regional de Exploración	6	3	2
Región Sur	5	5	6
Cinco Presidentes	1	4	-
Bellota-Jujo	1	1	2
Samaria-Luna	-	-	2
Muspac	-	-	1
Macuspana	-	-	1
Activo Regional de Exploración	3	-	-
Región Norte	56	53	36
Burgos	31	35	21
Poza Rica- Altamira	2	1	-
Veracruz	19	14	15
Activo Regional de Exploración.	4	3	-
Total de Desarrollo	668	587	610
Región Marina Noreste	928	38	48
Cantarell	17	15	23
Ku-Malob-Zaap	11	23	25
Región Marina Suroeste	16	19	6
Abkatun-Pol-Chuc	7	3	-
Litoral de Tabasco	9	16	6
Región sur	84	45	66
Cinco Presidentes	22	7	28
Bellota-Jujo	23	9	9
Samaria-Luna	25	19	20
Muspac	2	3	2
Macuspana	12	7	7
Región Norte	540	485	490
Burgos	401	386	304
Poza Rica-Altamira	90	80	168
Veracruz	49	19	18

Tabla 5.4 muestra el número de pozos terminados por región y activos integrales (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

	2005	2006	2007
Total Exploración	53	46	53
Región Marina Noreste	57	33	100
Cantarell	-	-	-
Ku-Malob-Zaap	-	33	100
Exploración	57	-	-
Región Marina Suroeste	67	88	80
Abkatun-Pol-Chuc	-	67	50
Litoral de Tabasco	-	100	100
Activo Regional de Exploración	67	100	100
Región Sur	60	40	67
Cinco Presidentes	0	25	-
Bellota-Jujo	0	100	100
Samaria-Luna	-	-	50
Muspac	-	-	100
Macuspana	-	-	0
Activo Regional de Exploración	100	-	-
Región Norte	50	42	44
Burgos	58	40	48
Poza Rica- Altamira	100	100	-
Veracruz	42	43	40
Activo Regional de Exploración.	0	33	-
Total de Desarrollo	92	92	94
Región Marina Noreste	100	100	98
Cantarell	100	100	96
Ku-Malob-Zaap	100	100	100
Región Marina Suroeste	88	95	83
Abkatun-Pol-Chuc	86	100	-
Litoral de Tabasco	89	94	83
Región sur	94	91	91
Cinco Presidentes	100	100	100
Bellota-Jujo	96	100	56
Samaria-Luna	96	89	100
Muspac	50	33	100
Macuspana	83	100	71
Región Norte	91	92	94
Burgos	91	90	91
Poza Rica-Altamira	94	99	100
Veracruz	90	95	89

Tabla 5.5 Tabla que muestra el porcentaje de éxito en pozos terminados (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

5.4 ASPECTOS HISTORICOS DE LA EXPLORACION Y PERFORACION EN LA CUENCA DE VERZCRUZ

Los aspectos más relevantes de la evolución de la Cuenca de Veracruz comienzan con el descubrimiento del primer campo del activo, este fue el Angostura en 1953, productor de aceite. Posterior a ello, en 1958 se inicia la explotación de gas seco con el pozo San Pablo 4. Continuando con la exploración en el periodo que comprende de 1970 - 1980 se descubren los campos Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos productores de aceite con el descubrimiento de estos campos se pretendía elevar la producción de aceite, la cual alcanzo 18,271 bpd.

Hacia el periodo de 1981 a 2000 el objetivo primordial era mantener la producción y reactivar algunos campos, en este periodo se comienza con la explotación de gas húmedo en los campos del Cretácico Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos; así como, la reactivación de la exploración con sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios en el activo dando como resultado el descubrimiento de los campos Playuela y Lizamba en el 2000.

Con objetivos puestos hacia el futuro PEMEX, pretende alcanzar los 1,000 mmpcd en 2008. Así como también se descubrió el campo perdiz y se ha reactivado el campo Cocuite y desarrollado el campo Playuela.

También dentro de los descubrimientos mas importantes están los campos Apertura, Madera, Alquimia, Lizamba y Papan; así como el descubrimiento desarrollo y explotación del campo Vistoso.

5.5 PROYECTO INTEGRAL VERACRUZ

El proyecto integral Veracruz se encuentra localizado en la parte central del Estado de Veracruz, geológicamente comprende a la Cuenca Terciaria de Veracruz y a la Plataforma Cretácica de Córdoba (**fig. 5.8**) con una producción de gas seco, dulce y húmedo amargo; el activo esta constituido por 30 Campos y en el se encuentran operando actualmente 190 pozos



Fig. 5.8 Localización del proyecto Integral Veracruz (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

Los campos más importantes dentro del proyecto integral Veracruz son: Vistoso, madera, Playuela, Cocuite, Apertura, Papan, Lizamba, Mirador, Alquimia, Veinte, Miralejos, Copite, M. Pionche, Macayucan, Angostura, San Pablo, R Pacheco, etc. Dentro del activo integral Veracruz (**fig. 5.9**), existen pozos ya perforados en cada campo, algunos que están en perforación y otros que están en proyectos a perforar, con ello se pretende elevar la producción de gas.

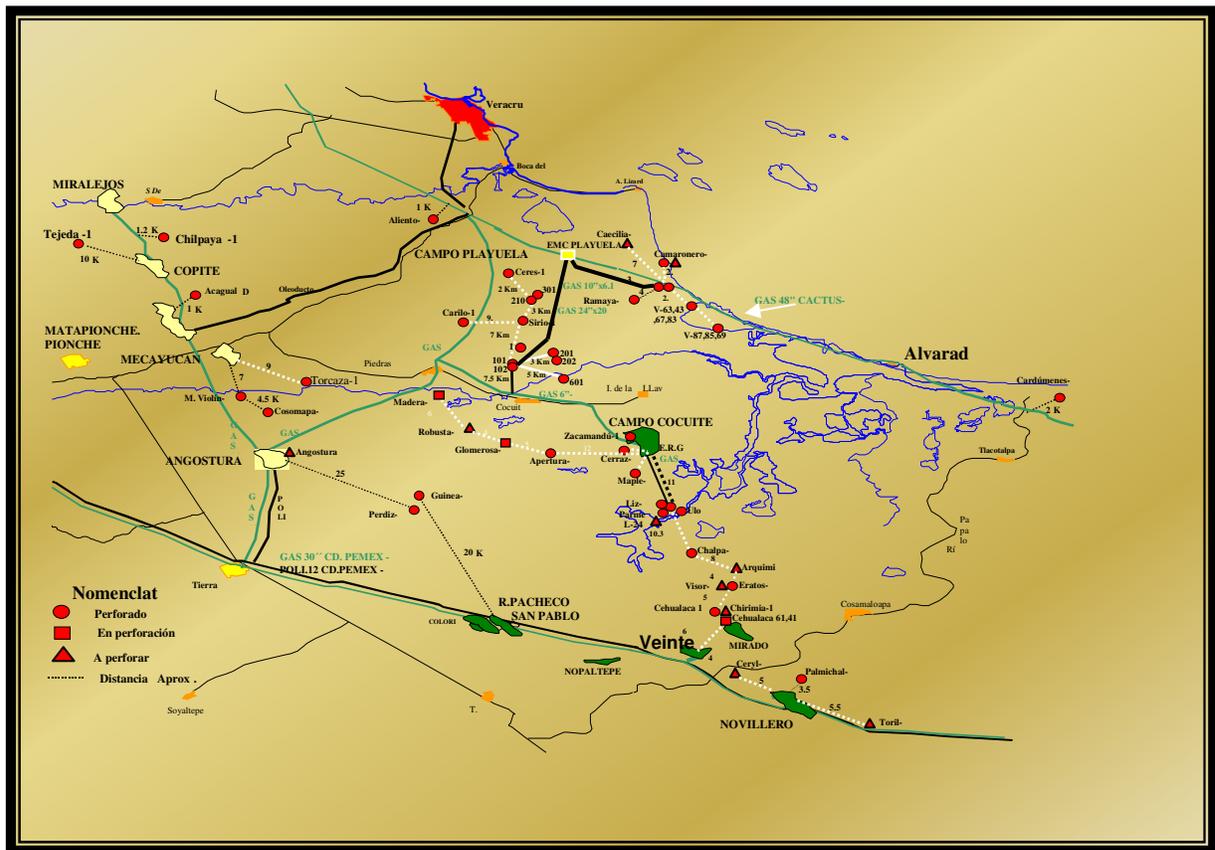


Fig. 5.9 Localización de Pozos en su estado actual (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

A continuación se presentan los mapas de localización de algunos campos pertenecientes al activo integral Veracruz, en ellos se pueden localizar los pozos con los que cuentan y el tipo de producción existente actualmente (gas y/o aceite).

El campo Miralejos esta constituido por yacimientos productores de aceite y gas, su importancia se debe a que su mayor producción es de gas (**Fig. 5.10**)

CAMPO MIRALEJOS

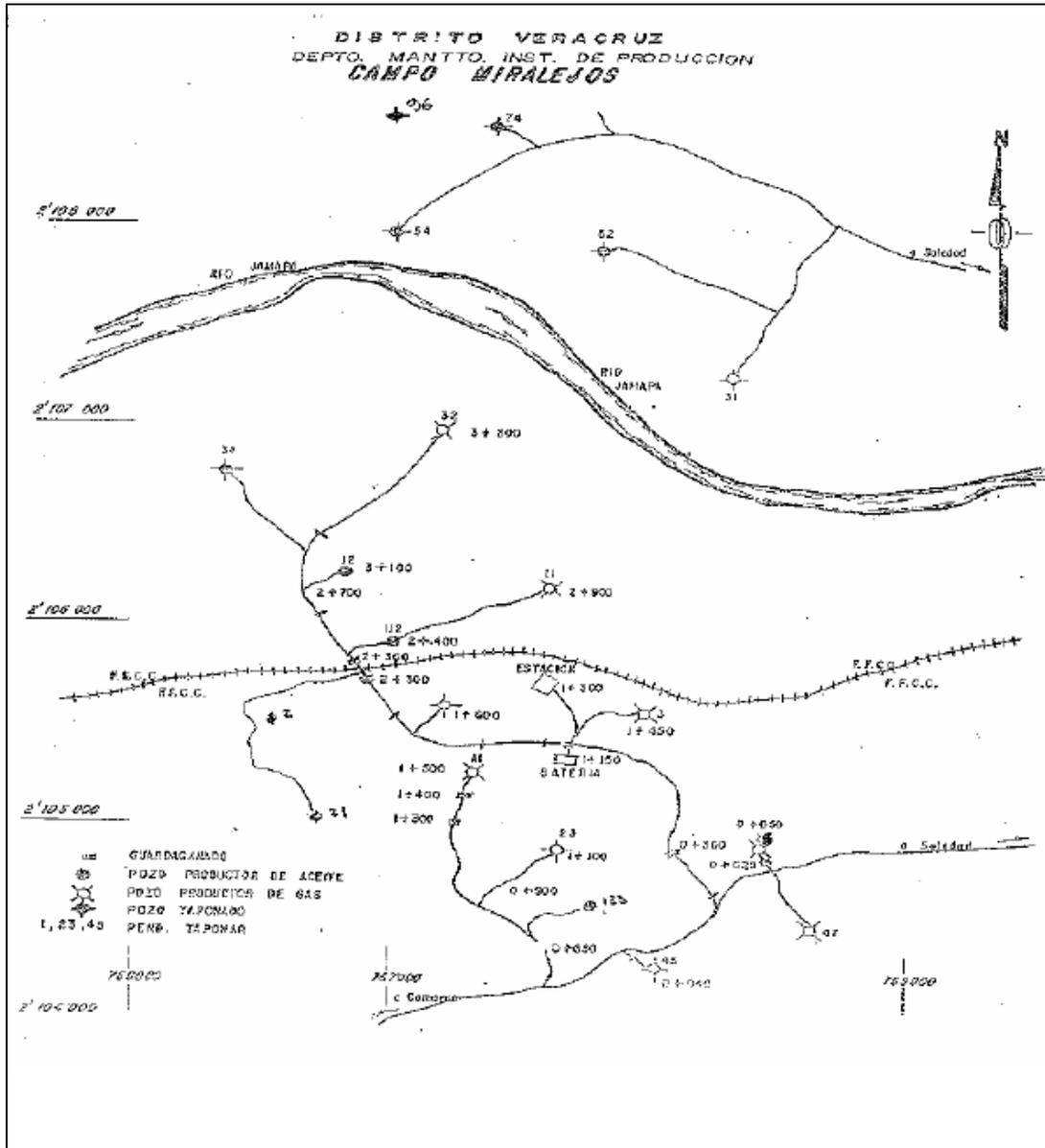


Fig. 5.10 Mapa de localización del campo Miralejos (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

El campo Mata Pionche esta constituido principalmente de pozos productores de aceite, y algunos productores de gas seco. Cuenta con 3 estaciones de recolección de gas y la constituyen cerca de 50 pozos (fig.5.12).

CAMPO MATAPIONCHE

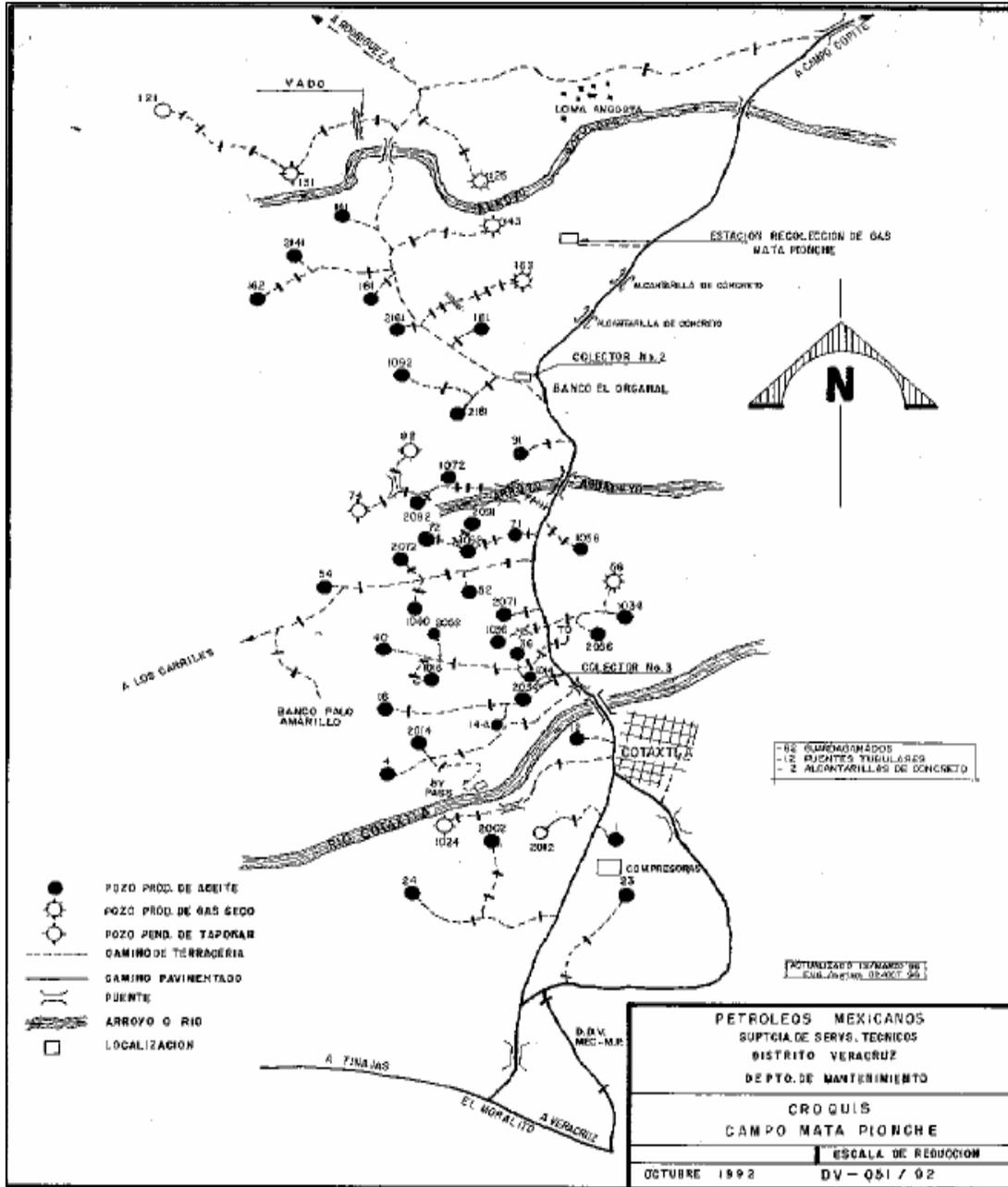


Fig. 5.12 Mapa de localización Campo Mata Pionche

El campo Mecayucan se encuentra constituido por alrededor de 36 pozos productores de gas (**fig. 5.13**).

CAMPO MECAYUCAN

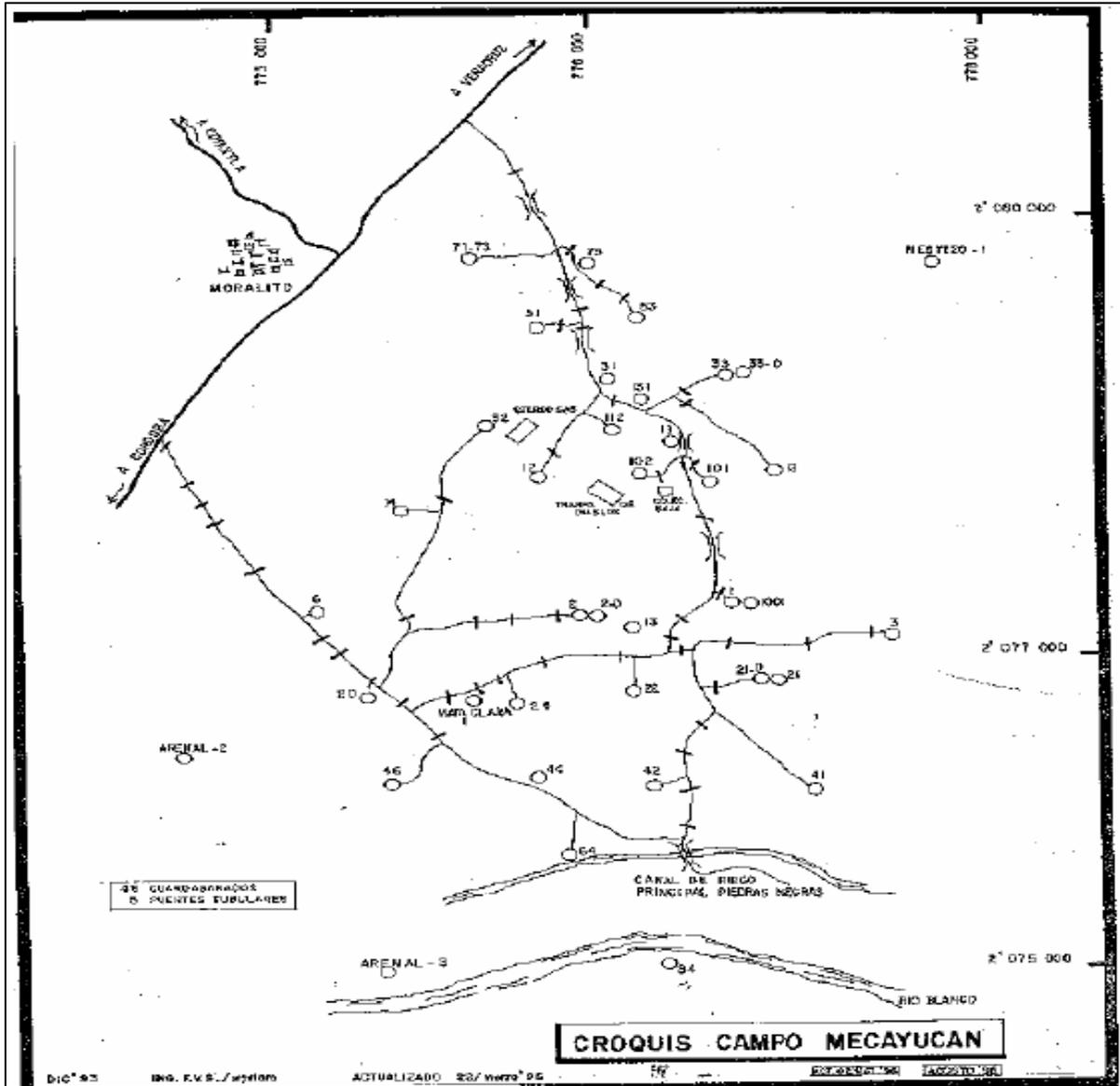


Fig. 5.13 Mapa de localización del campo Mecayucan (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

CAMPO COCUITE

El campo cocuite por ser reciente, este solo cuenta con pocos pozos, todos son productores de gas (**Fig. 5.14**).

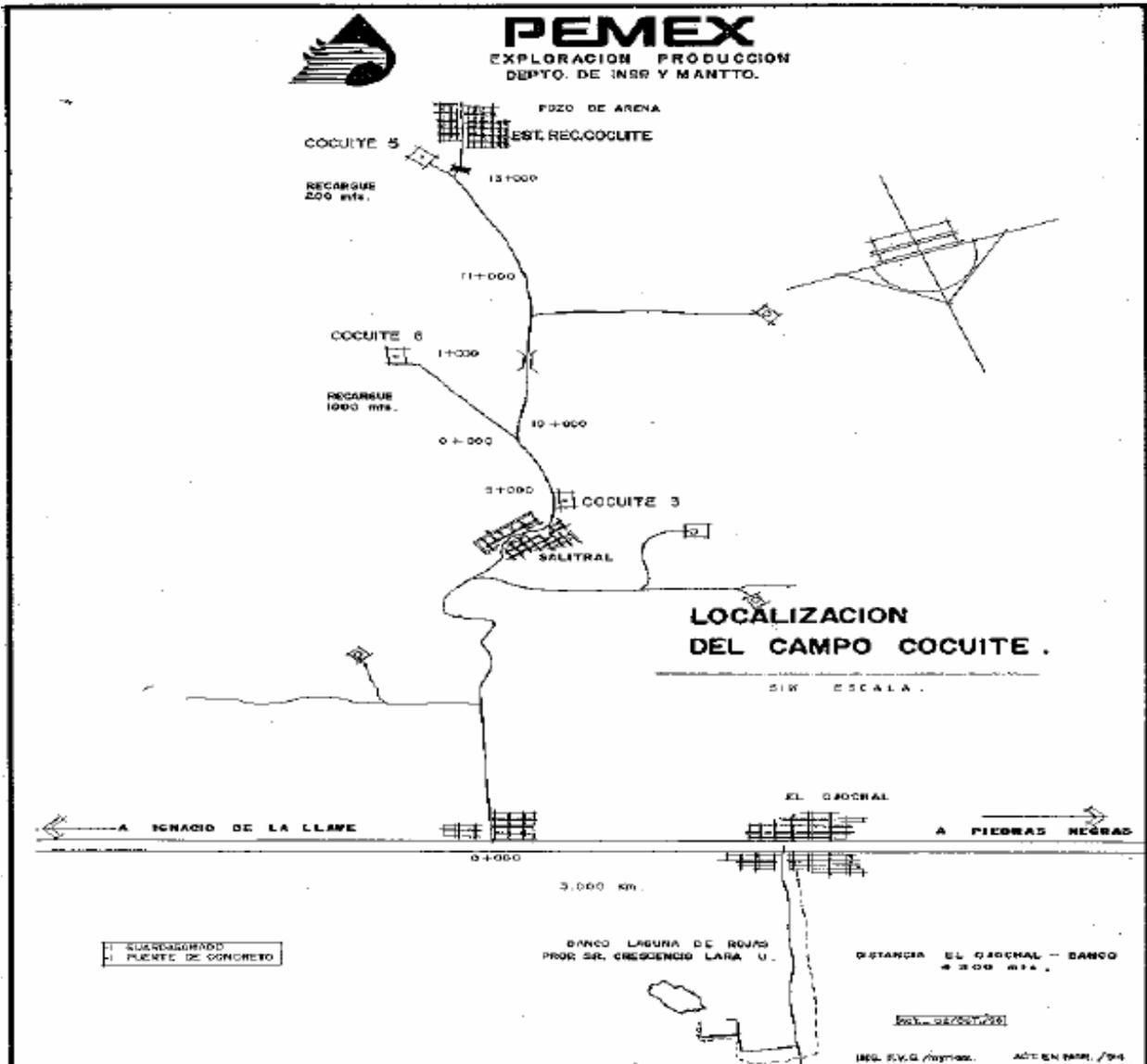


Fig. 5.14 Mapa de localización del campo Cocuite (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

El campo angostura se integra por pozos productores de gas (**fig. 5.15**), de los cuales 12 son productores.

CAMPO ANGOSTURA

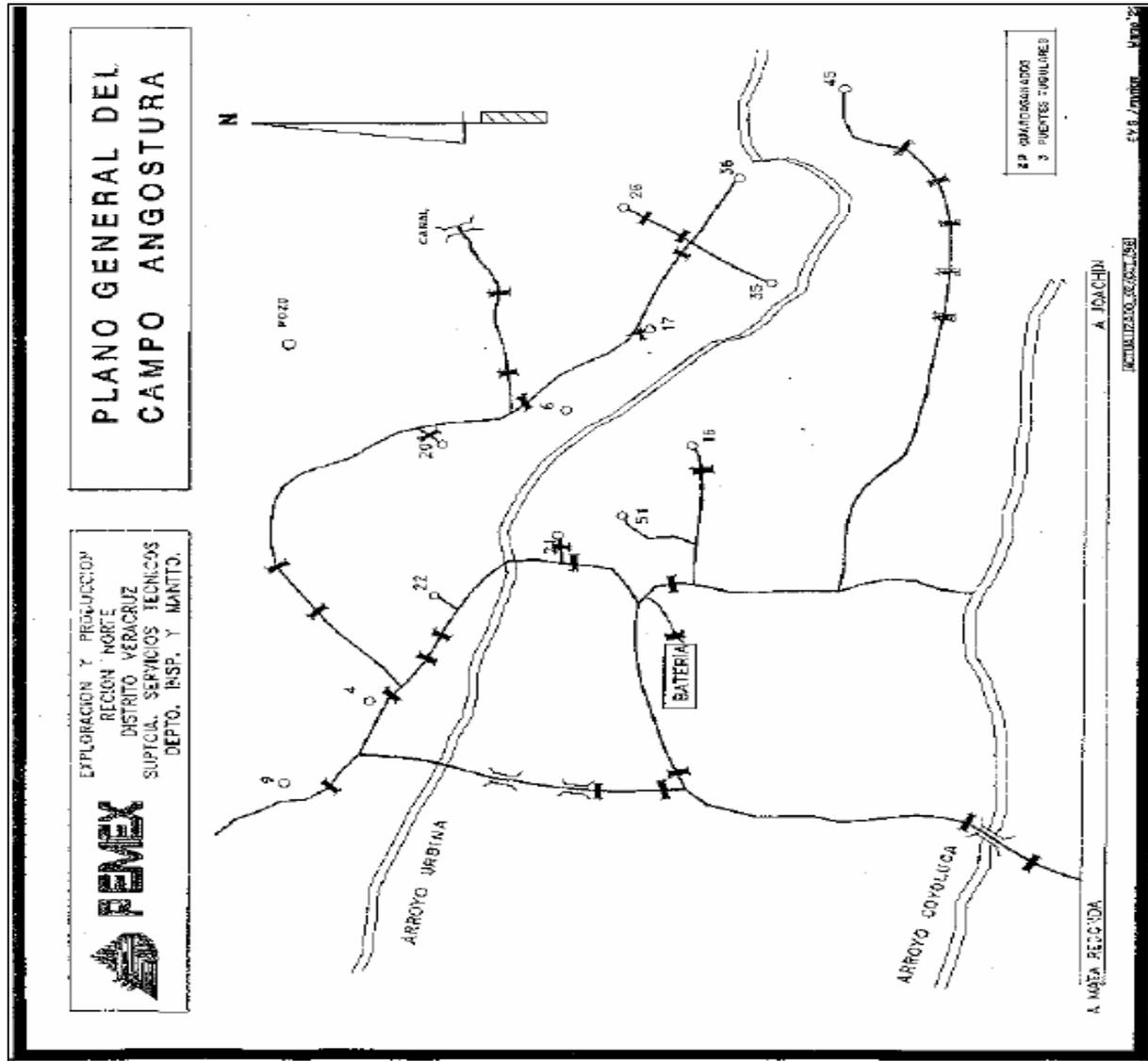


Fig. 5.15 Mapa de localización del campo Angostura (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

5.6 TECNOLOGIA EMPLEADA EN LA PERFORACION DE POZOS DENTRO DE LA CUENCA DE VERACRUZ.

Perforación bajo balance (Pbb): La perforación de pozos petroleros en México desde sus inicios, se venía realizando mediante técnicas convencionales de sobre balance para controlar presiones y estabilidad mecánica de las rocas de las diferentes formaciones productoras atravesadas durante la perforación, fue hasta 1995 cuando en Petróleos Mexicanos se implementó la técnica de perforación bajo balance (*pbb*) con el propósito fundamental de perforar yacimientos depresionados. Sin embargo, aprovechando las ventajas que ofrece dicha técnica, actualmente se ha orientado su utilización a la prevención del daño a la formación, al restablecimiento de la circulación en zonas de pérdida y al incremento de los ritmos de penetración, dentro de otras cualidades que benefician el proceso de la perforación.

Dentro de las técnicas de *pbb* se han clasificado a todas aquellas en la que la columna hidrostática de fluidos es inferior a la presión de formación, empleando fluidos compresibles como aire o gases en una sola fase o fluidos con fase líquida combinados con gases para formar la mezcla multifásica utilizada como fluido de perforación. Un aspecto importante en el empleo de esta técnica es el relacionado a la planeación, en la cual se definen los diseños de tuberías, fluidos, sartas, barrenas, equipos, software, etc., que favorecen el adecuado desarrollo de la perforación. En México la *pbb*, ha permitido la perforación de 103 pozos resolviendo diversos problemas en las distintas regiones en que la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos opera; tal es el caso de los pozos de la Región Norte.

En México, la empresa encargada de realizar la perforación, terminación y mantenimiento de pozos es la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Pemex; cuya actividad se desarrolla en una extensa área geográfica, que es atendida por las Gerencias Divisionales Norte, Sur y Marina; las cuales enfrentan diferentes problemáticas operativas que incluyen: pozos con alta presión y alta temperatura, formaciones con presencia de fluidos amargos, pozos con brote y pérdida sucesivas, inestabilidad de las paredes del agujero, atrapamiento de la sarta, formaciones depresionadas, etc.

La *pbb*, ha sido la solución a muchos de los problemas encontrados en los campos depresionados. Entre los más comunes están ilustrados en la **fig. 5.16**

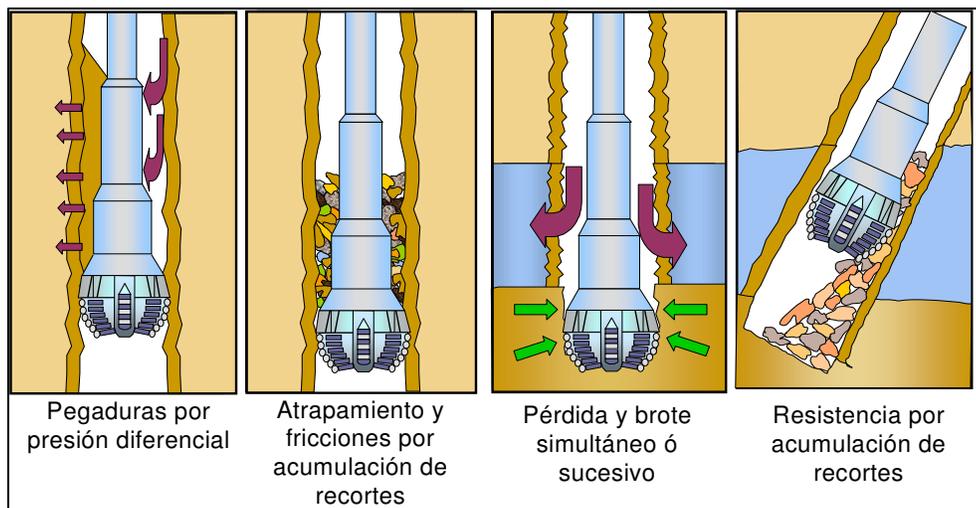


Fig. 5.16 Principales problemas en la perforación (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

En los años recientes, la *pbb* ha surgido con renovado interés, particularmente en los países de Norte América, en los cuales investigan y aplican sistemas de fluidos, procedimientos, herramientas de fondo y superficie, así como software técnico, que han evolucionado la técnica de *pbb*, hasta lograr alcanzar sus objetivos, con márgenes aceptables de seguridad y rentabilidad. En México, ésta técnica inició su aplicación intensiva en agosto de 1995.

En la Región Norte esta técnica se ha empleado en los pozos Novillero 1, Novillero 10, Veinte 2, Cocuite 201 y Cópite 1 los cuales se encuentran localizados dentro del activo integral Veracruz.

Es notable la evolución que ha tenido el equipo empleado para la *pbb* en México en la Region Norte, ya que prácticamente se ha seguido la evolución de la tecnologías disponible a nivel mundial, sin perder de vista la adaptabilidad y ventajas económicas y técnicas que presentan todos y cada uno de los equipos empleados a lo largo de la experiencia acumulada. Esto sostiene el firme criterio de continuar agregando equipo sofisticado al proceso, en la medida en que agregue valor a este, por lo que se continuará disponiendo de equipo necesario al costo que cada aplicación pueda justificar. Hablando de equipo de separación, se han empleado desde los sistemas abiertos hasta los más sofisticados equipos cerrados. Lo mismo en términos de equipo rotatorio, ya que se han empleado cabezas de rangos de presión media y baja, y no se diga del equipo de estrangulación, en donde se utiliza desde los múltiples tradicionales, hasta los más recientes del tipo elastométrico.

Aplicaciones Típicas en México (Región Norte): Debido a que la ingeniería de diseño de pozos para *pbb* tiene como condiciones más importantes la profundidad y la presión de las formaciones, los pozos se clasifican en:

- Someros (menos de 2500 m).
- Profundidad media (entre 2500 y 4000 m)
- Profundos (más de 4000)

De esta manera se han diseñado los siguientes tipos de estados Mecánicos (**fig. 5.17**) más comunes de la región norte.

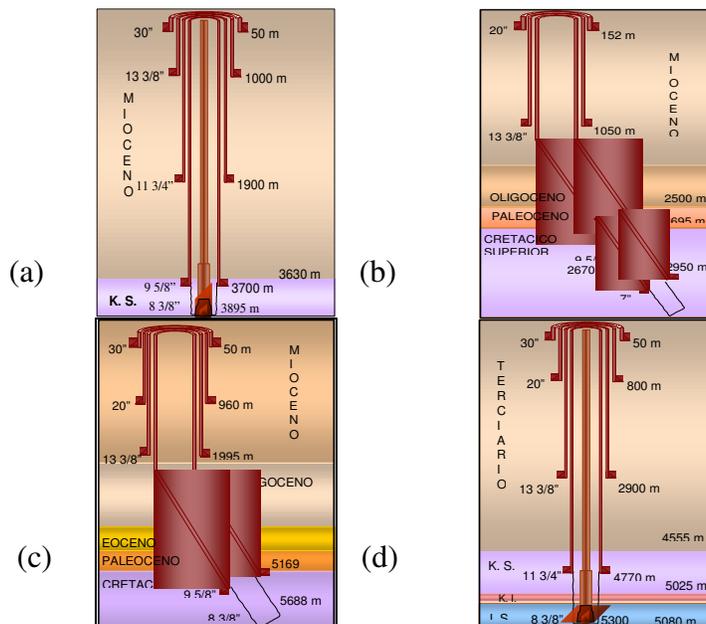


Fig.5.17 Tipos de Estados Mecánicos en el Activo Integral Veracruz. (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

Como podemos observar en las cuatro diferentes configuraciones de los estados mecánicos de los pozos; se comienza con tubería de 30" y posterior a ello la tubería disminuye su diámetro de tal forma que adquiere una configuración telescópica hasta llegar al objetivo. Esta técnica puede utilizarse tanto para pozos verticales, desviados y horizontales su terminación puede ser a agujero abierto o cerrado (**Fig. 5.18**).

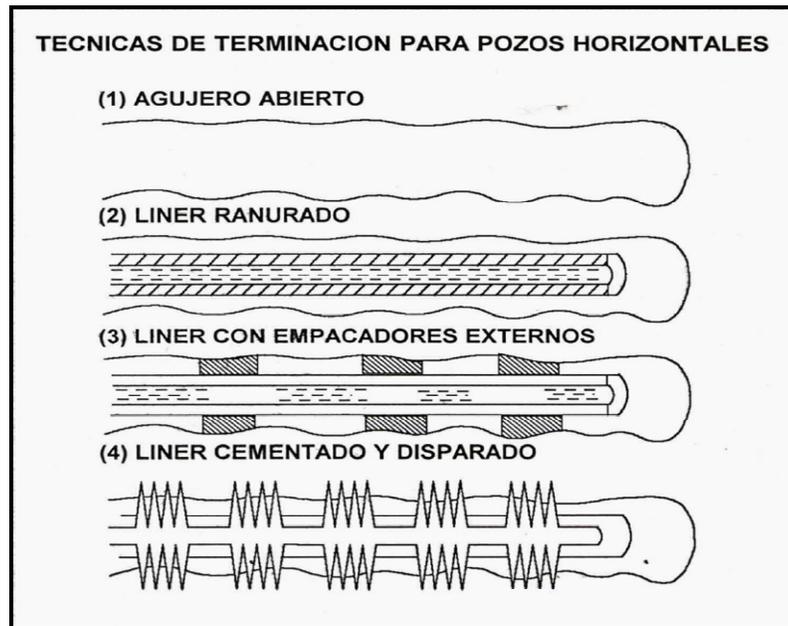


Fig. 5.18 Principales técnicas de Terminación en pozos

Nueva tecnología en la perforación horizontal y terminación de los pozos Arquimia y Papan

En el campo Arquimia se han perforado pozos horizontales (fig. 5.19) con el fin de obtener una mayor producción, sin embargo, la terminación que se empleó en algunos pozos (Liner ranurado), han dado buenos resultados, ya que se observó que la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical de las formaciones de la Cuenca de Veracruz, ha permitido que los pozos fluyan continuamente.

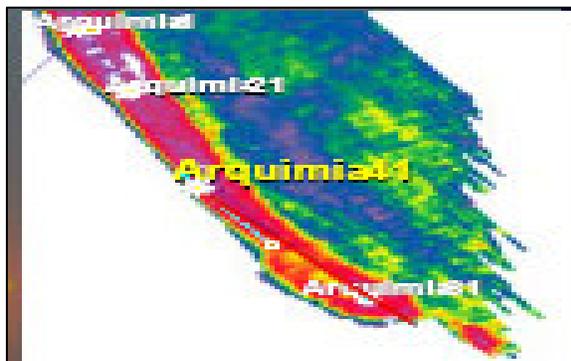


Figura 5.19 Pozos Horizontales (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

El primer Pozo Multilateral perforado en el campo Papan será el pozo Papan 93. En estos casos se gana experiencia en ciertas áreas de la perforación horizontal y los costos disminuyen; el primer pozo normalmente cuesta dos o tres veces más que uno vertical y el segundo pozo normalmente cuesta mucho menos que el primero. Sin embargo un programa de múltiples pozos horizontales tiene una mejor oportunidad de éxito económico. Aunque esta técnica ya se aplica en el campo Arquimia tal es el caso de la Arquimia 41 (**fig. 5.20**).

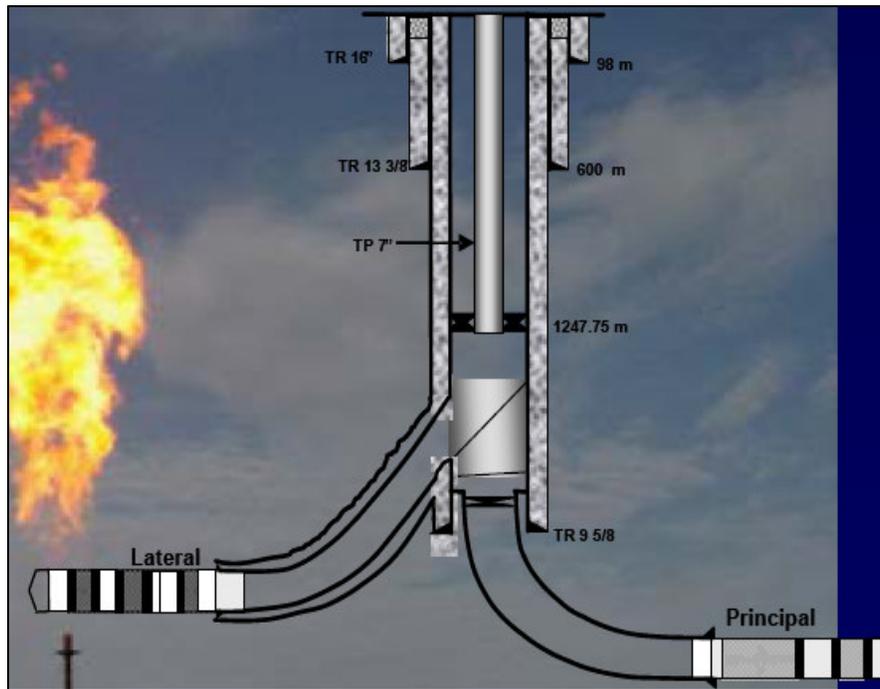


Fig.5.20 Estado Mecánico del Pozo Arquimia 41

Evaluación de la producción

Se han realizado varios trabajos para evaluar la productividad de los pozos horizontales, donde se considera un área cerrada de drenaje, de esta manera se ha establecido que la ecuación que representa el índice de productividad para condiciones de flujo en estado estacionario, es la siguiente:

$$q_H = \frac{0.00708 K_H h \Delta p}{B_\mu \left[\frac{a^2 + \sqrt{a^2 - 0.25 L_w^2}}{0.5 L_w} \right] + \left(\frac{\beta h}{L_w} \right) \ln \left[\left(\frac{0.5(\beta h)^2 + 2\beta^2 \delta^2}{\beta h_{rw}} \right) \right] + S_d} \dots\dots\dots(1)$$

$$\text{Donde: } \beta = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \quad a = 0.5L_w \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_e}{L_w}\right)^2} \right]^{0.5}$$

El índice de productividad para pozos verticales y horizontales esta dada por:

$$J_v = \frac{q_v}{P_e - P_w} \dots\dots\dots(2)$$

$$J_H = \frac{q_H}{P_e - P_w} \dots\dots\dots(3)$$

Respectivamente.

Combinando estas ecuaciones con su correspondiente para el gasto de un pozo vertical y la ecuación 1, se obtiene:

$$\frac{J_H}{J_v} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left[\left(1 + \left(\frac{2r_e}{L_w}\right)^2\right)^{0.5} + \frac{2r_e}{L_w}\right] + \left(\frac{\beta h}{L_w}\right) \ln\left(\frac{\beta h}{2\pi r_w}\right)} \dots\dots\dots(4)$$

Esto muestra un resultado interesante, indica que el índice de productividad solamente es función de de cinco parámetros del yacimiento: radio de drene (r_e), radio del pozo (r_w), longitud horizontal del pozo (L_w), grueso de la formación (h) y $\beta = \sqrt{k_h/k_v}$.

De acuerdo a las técnicas empleadas recientemente se ha logrado un aumento en la producción como se observa en la **fig. 5.21**.

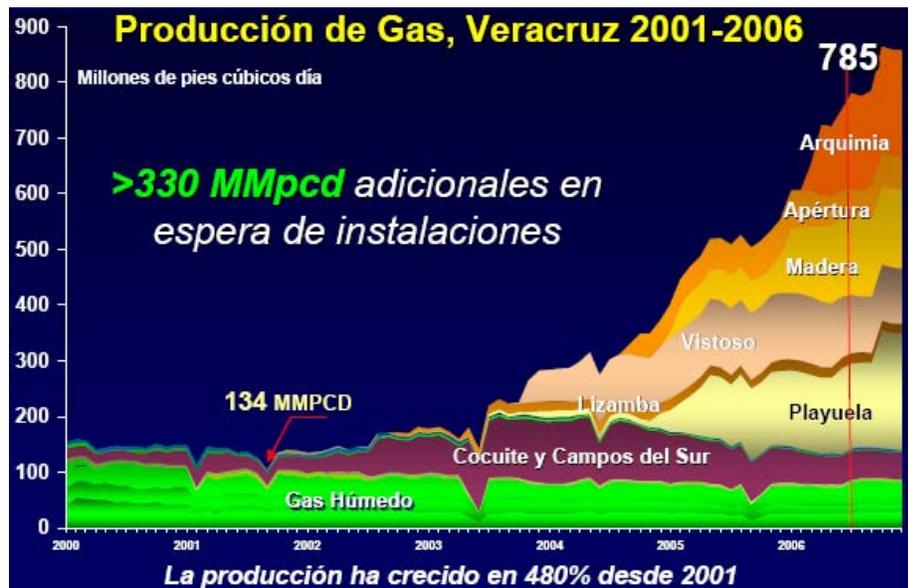


Fig.5.21 Muestra el crecimiento de la producción de gas del Activo Integral Veracruz (PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2008)

CAPITULO 6

RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS

Las reservas de hidrocarburos son calculadas bajo un cierto nivel conocimientos y de incertidumbre, por esta razón se pueden hacer diferentes estimaciones que corresponden con las: reservas probadas, probables y posibles. Los cálculos de estas reservas están determinados por el nivel de información disponible en el momento de la evaluación, esta información comprende los siguientes parámetros:

- Información geológica y geofísica.
- Registros geofísicos.
- Núcleos.
- Pruebas de presión-Producción
- Información de daño a la formación.
- Precio del hidrocarburo.
- Costo de exploración.
- Costo de Producción.
- Costo de infraestructura.

Estos son algunos de los principales aspectos que influyen en el cálculo de reservas; donde intervienen aspectos científico-tecnológicos y aspectos comerciales.

Los volúmenes reportados por los diferentes países a nivel internacional son valorados y certificados por diferentes organismos internacionales, en el caso de PEMEX los organismos que certifican son Society of Petroleum Geologists y la Securities and Exchange Comisión (SEC organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país), son los principales organismos quienes establecen los lineamientos para la estimación y clasificación de reservas.

6.1 DEFINICIONES

6.1.1 RESERVAS.

Se define como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Así las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Cabe destacar que en general las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

6.1.2 RESERVAS PROBADAS.

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operaciones existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. Tendrá que haber datos disponibles, los cuales justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia, por ejemplo la correspondiente inversión y costos de operación para que este cambio este incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al 31 de diciembre.

En general, las reservas son consideradas probadas si la oportunidad comercial del yacimiento esta apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología y de ingeniería disponible.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

6.1.3 RESERVAS DESARROLLADAS

Son aquellas reservas que se esperan sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso este instalada o cuando los costos requerido para ello sean considerablemente menores, la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

6.1.4 RESERVAS NO DESARROLLADAS

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

6.1.5 RESERVAS NO PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

6.1.6 RESERVAS PROBABLES

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

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

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

6.1.7 RESERVAS POSIBLES

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

6.2 PRODUCCIÓN DE PEMEX Y RESERVAS

PEMEX es la empresa petrolera mexicana que se ha dedicado a las actividades de exploración y producción; principalmente terrestres y en la plataforma del Golfo de México por alrededor de 70

años. Haciendo una división de las principales cuencas petroleras productoras como se observa en la **fig. 6.1**



Fig. 6.1 Cuencas petroleras productoras de México (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

De estas cuencas petroleras las más importantes por su producción acumulada y reservas remanentes de aceite son la llamada cuenca de Tampico-Misantla y las cuencas del Sureste. Mientras que las cuencas de Burgos, Sabinas y Veracruz son principalmente gasíferas de las que destaca la Cuenca de Burgos por su volumétrica. De esta manera la cuenca del Golfo de México Profundo se tiene poco conocimiento, de la cual se han creado grandes expectativas hacia el futuro. Las estadísticas reportadas por PEMEX Exploración y Producción, al 17 de Abril de 2008 se tienen una reserva total de 46,890 millones de barriles de petróleo crudo equivalente como se observa en la **fig. 6.2**. De estas, la cuenca de Veracruz contribuye con un mínimo de 417 mmbpce., lo que representa el 1% del total.

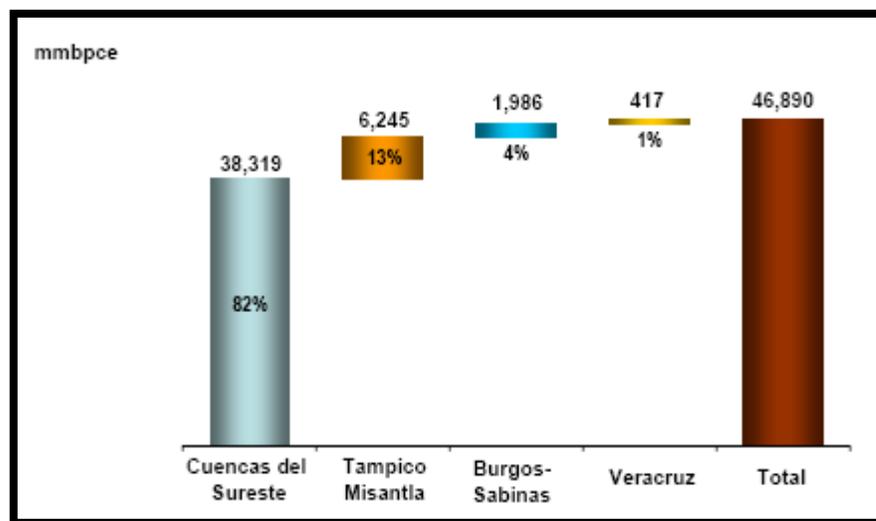


Fig. 6.2 Muestra las reservas totales (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

En cuanto a la producción de gas natural ha venido en aumento alcanzándose una producción máxima en el año 2007 de 6,068 mpcd.. Siendo la cuenca de Burgos y la cuenca de Veracruz las principales productoras de gas. La producción de gas de ambas alcanzan un volumen de mas de 2300 miles de millones de pies cúbicos de gas equivalentes lo que equivale a un 38% de la producción nacional. De este porcentaje la cuenca de Veracruz contribuye con una producción de gas de 900 mmpcd como se observa en la **fig. 6.3**; en ella se puede observar el crecimiento de la producción en los últimos años principalmente a partir del año 2004 a la fecha.

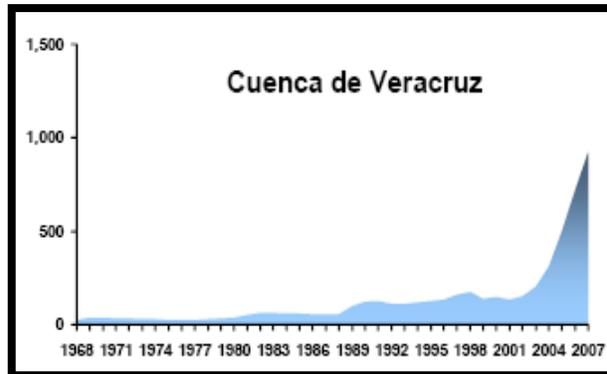


Fig. 6.3 Muestra la producción de gas de la Cuenca de Veracruz (PEMEX Exploración y Producción, 2008)

6.2.1 RESERVAS

Las reservas remanentes totales, conocidos también como 3P, que corresponden a la adición de las reservas probadas, probables y posibles, ascienden a 44,482.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2008. Las reservas probadas participan con 33.1 por ciento, las probables con 34.0, y las posibles con 32.9 por ciento. De los cuales la Cuenca de Veracruz aporta 12546 mmb de aceite (Fig. 6.4) de acuerdo a lo reportado hasta el primero de enero de 2008; en esta figura se observa que la reservas 3P de aceite han decaído en los últimos 3 años.

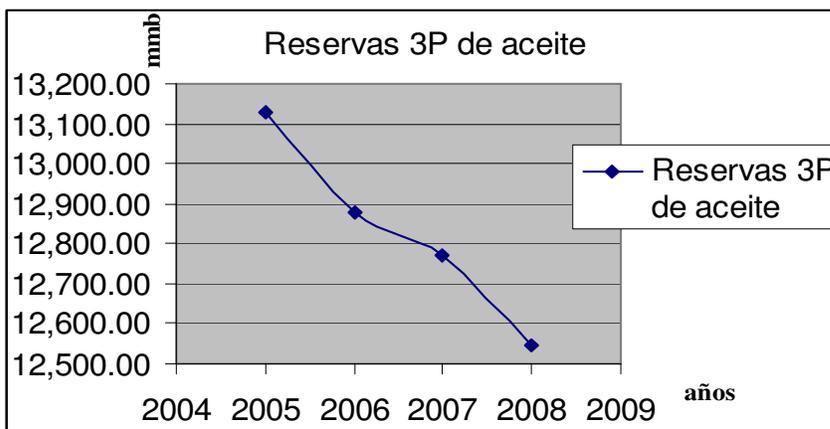


Fig. 6.4 Reservas 3P de aceite en los últimos tres años

Mientras que las reservas 3P de condensados en la cuenca de Veracruz han caído en los últimos años, de esta manera pasaron de 65.4 mmb en el año 2005 a 19.4 mmb reportados al 01 de enero de 2008 como se observa en la **fig. 6.5**

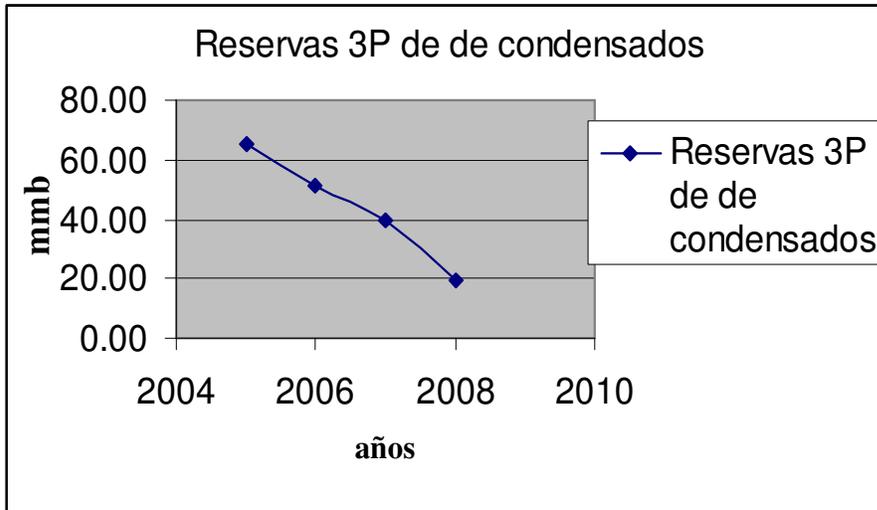


Fig. 6.5 Reservas 3P de condensados en los últimos tres años

Mientras que para las reservas 3P de gas (asociado y no asociado) las cifras reportadas son de 109.30 mmmpc en lo que corresponde a gas asociado y 1098.60 mmmpc de gas no asociado; como se puede observar en la **fig. 6.6** la Cuenca de Veracruz es principalmente productor de gas no asociado esto reportado a enero de 2008

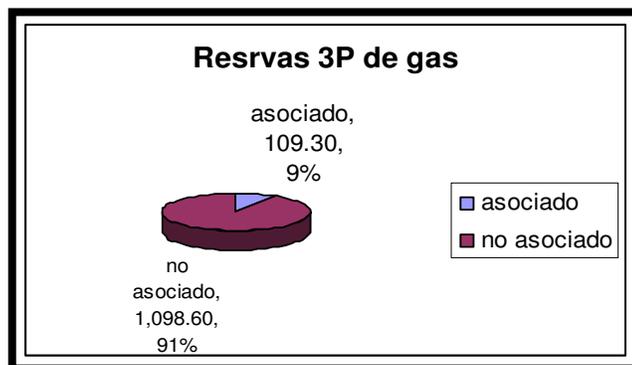


Fig. 6.6 Reservas 3P de gas asociado y no asociado.

En cuanto a reservas 3P de aceite la cuenca de Veracruz incorpora principalmente aceite pesado con un volumen reportado de 33.70 mmb a enero de 2008 como se observa en la **fig. 6.7**.



Fig. 6.7 Reservas 3P de aceite en la Cuenca de Veracruz.

En cuanto a reservas 2P de aceite pesado, ligero y superliger la Cuenca de Veracruz incorpora principalmente reservas de aceite pesado, con un volumen de 18.10 mmb. (**Fig. 6.8**)

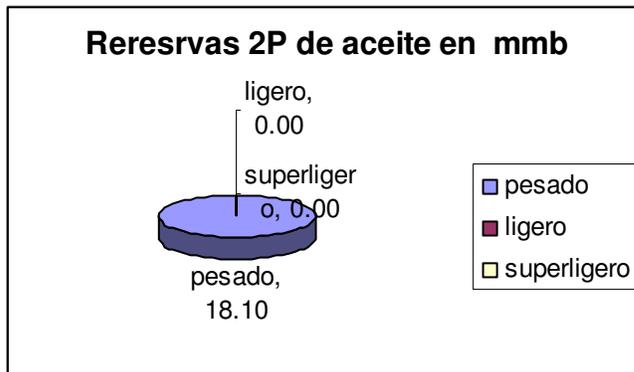


Fig. 6.8 Reservas 2P de aceite en la Cuenca de Veracruz

Las reservas 2P de gas en la Cuenca de Veracruz (**Fig. 6.9**) están constituidas por gas asociado con un volumen de 66.00 mmpc y gas no asociado con un volumen de 1047.10 mmpc. En el se observa que al igual que las reservas 3P las reservas 2P son en gran medida de gas no asociado con un 94%.

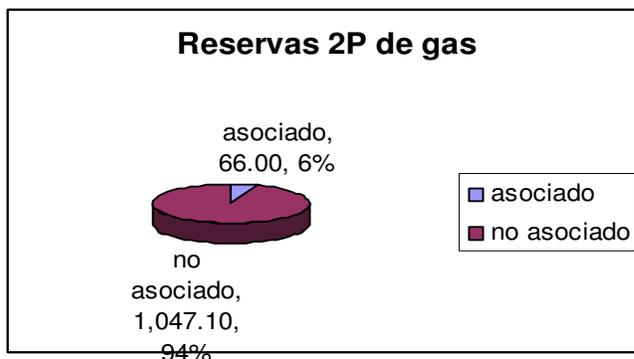


Fig. 6.9 Reservas 2P de gas en la cuenca de Veracruz.

Ahora analicemos la distribución de reservas probadas, probables y posibles de gas en la Cuenca de Veracruz, como se puede observar en la **fig. 6.10** la reserva probada representa un volumen de 1049.90 mmmpc, lo que representa el 87 %; en segundo lugar se encuentran las reservas posible con un volumen de 96.80 mmmpc representando el 8% y finalmente las reservas probables con un volumen de 62.60 representando el 5%.

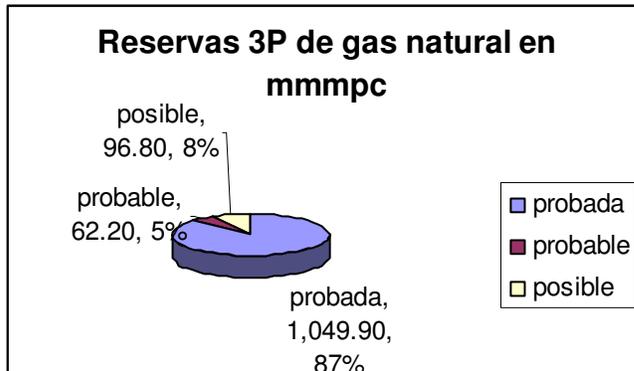


Fig. 6.10 Distribución de reservas probada, probable y posible en la Cuenca de Veracruz

En cuanto a las reservas 3P de gas a entregar en planta estos también se pueden dividir en probada, probables y posible, en el caso de la Cuenca de Veracruz estas reservas se ven representadas en la fig. 6.11 donde las reservas probadas representan el 88% con un valor de 1044.90 mmmpc, probable con un volumen de 58.70 representando el 5% y finalmente las posibles con un volumen de 87.10 mmmpc con un porcentaje del 7%.

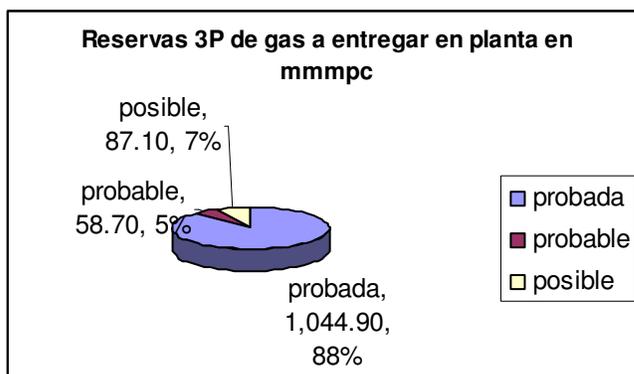


Fig. 6.11 Distribución de reservas a entregar en planta.

Las reservas de gas seco en la Cuenca de Veracruz se encuentran distribuidas en posible, probable y probada con un volumen de 82.10 mmmpc , 55.70 mmmpc y 1038.80 mmmpc respectivamente como se observa en la **fig. 6.12**.

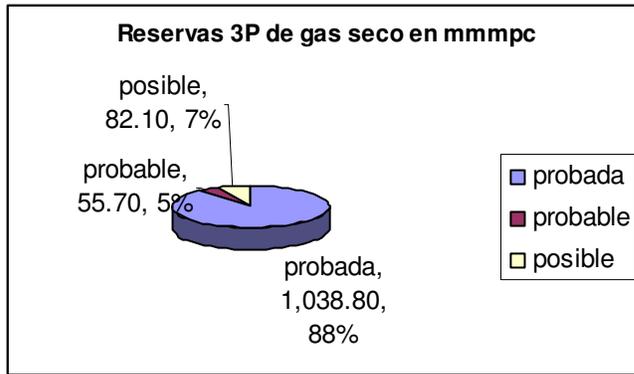


Fig. 6.12 Distribución de reservas 3P de gas seco.

Con estas cifras reportadas por PEP en cuanto reservas se refiere, para la Cuenca de Veracruz se puede llegar a la conclusión que la cuenca es principalmente gasífera productora de gas no asociado y asociado y casi nula producción de aceite. Con estas cifras reportadas al 01 de enero de 2008 la Cuenca de Veracruz se ubica como la segunda en importancia en la producción de gas a nivel nacional.

6.3 DESARROLLO DE CAMPOS

6.3.1 PRINCIPALES DESCUBRIMIENTOS

Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En 2007 los descubrimientos de reserva probada, o 1P, fueron de 183 MMbpce. A nivel 2P, los descubrimientos ascendieron a 675 MMbpce y a nivel 3P, mil 53 MMbpce. De estas reservas la cuenca de Veracruz incorporo 7 MMbpce en reservas 1P, 13 MMbpce de reservas 2P y 17 MMbpce de reservas 3P; comparado con las otras cuencas resulta un porcentaje muy pequeño (fig. 6.13)

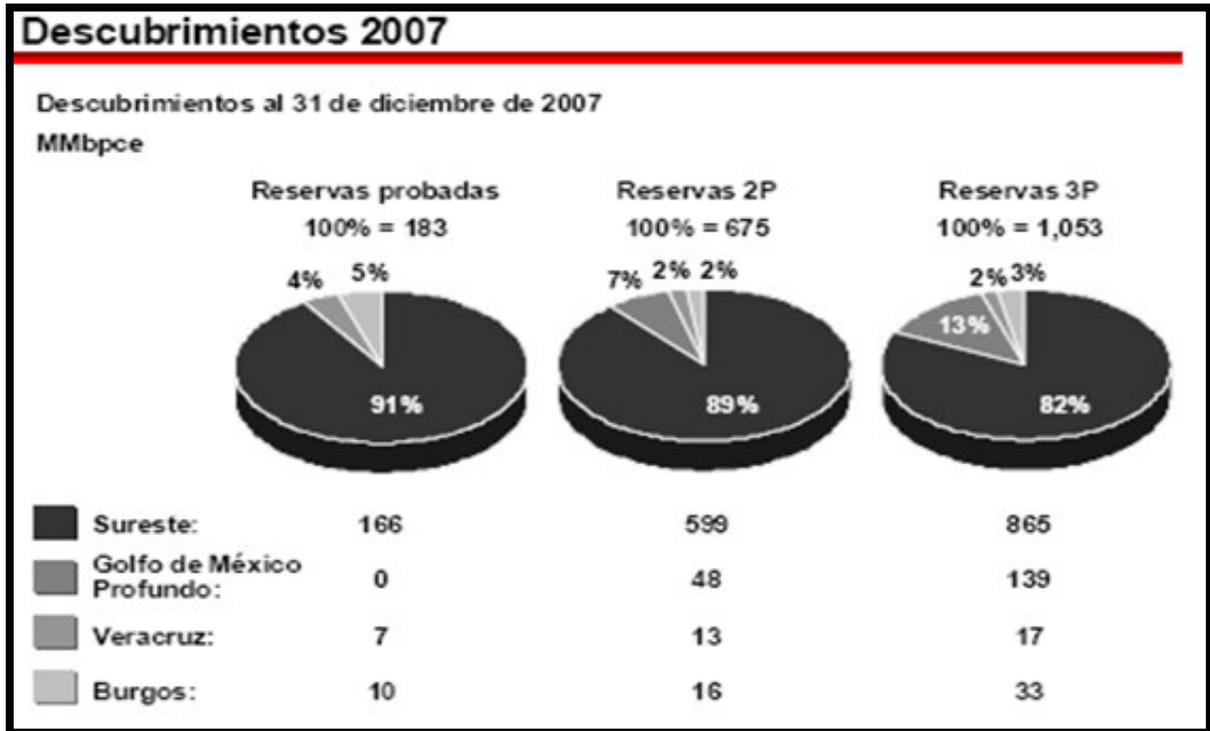


Fig. 6.13 distribución de reservas 1P, 2P Y 3P

Como se puede observar en la figura anterior la cuenca de Veracruz aporta el 4% del total de reservas 1P, un 7% de reservas 2P y finalmente un 13% de reservas 3P.

Con toda claridad los resultados por cuenca reflejan la importancia volumétrica de cada una de ellas. Así, aún cuando es notable la contribución de las Cuencas del Sureste con 8 pozos exploratorios, la parte profunda del Golfo de México muestra su relevancia estratégica. Estos descubrimientos están en línea con diversas iniciativas estratégicas definidas en exploración, para todas las cuencas incluyendo la cuenca de Veracruz como son las siguientes:

- Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo y mantenerla en el resto de las Cuencas del país;
- fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias aumentando el número y el tamaño promedio de las localizaciones; y
- mejorar el desempeño de las principales palancas de valor del costo de descubrimiento.

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo.

La variación en la reserva probada muestra un comportamiento estable, con crecimientos atribuibles a los descubrimientos realizados y a los desarrollos en campos ya existentes. La variación registrada en 2007 fue la menor desde la adopción de los lineamientos de la Securities and Exchange

Comisión (SEC). Los descubrimientos y desarrollo de campos en la Cuenca de Veracruz han permitido incorporar reservas en los tres 1P, 2P Y 3P; principalmente en los campos Perdiz, Barajas, Castell, Jaf, Kibo y Obertura (fig. 6.14).

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Composición de las reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2007								
Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pee (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		129.1	244.3	467.5	944.8	708.3	1,604.0	1,053.2
Golfo de México Profundo								
Lalail	Lalail-1	0.0	0.0	0.0	242.6	0.0	708.8	138.9
Burgos								
Axón	Axón-1	0.0	49.4	0.0	80.4	0.0	168.4	32.6
Bato	Bato-1	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	8.1	1.4
Bonanza	Bonanza-1	0.0	10.2	0.0	19.9	0.0	37.0	7.9
Cabeza	Aceitero-1	0.0	8.4	0.0	15.5	0.0	27.1	4.8
Calibrador	Calibrador-1	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	5.8	1.2
Oasis	Oasis-401	0.0	11.0	0.0	17.6	0.0	43.0	7.6
	Oasis-1001	0.0	6.9	0.0	7.5	0.0	7.5	1.4
	Fémur-1	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	2.2	0.4
Torreallas	Vigilante-1	0.0	7.2	0.0	14.2	0.0	28.2	6.0
	Vigilante	0.0	2.0	0.0	2.0	0.0	9.5	1.7
Sureste								
Ayatsil	Ayatsil-1	128.8	160.6	466.7	556.2	706.1	650.6	865.2
Malooob	Malooob-DL3	0.0	0.0	0.0	0.0	111.0	13.1	118.8
Kuil	Kuil-1	85.0	39.3	168.0	77.6	194.0	89.6	218.8
Xulum	Xulum-101A	9.0	8.6	93.6	89.4	114.9	109.9	138.8
	Paché-1	7.1	0.9	17.3	2.1	95.0	11.4	97.6
Tajón	Tajón-101	7.9	21.6	58.6	160.5	58.6	160.5	96.9
Gaucho	Gaucho-301	13.4	8.7	116.9	76.0	116.9	76.0	135.8
Cráter	Cráter-1	0.9	16.1	0.9	16.1	0.9	16.1	2.8
	Cráter	5.6	65.4	11.5	134.5	14.8	174.0	55.8
Veracruz								
Perdiz	Quetzalli-1	0.3	34.3	0.8	65.6	2.2	76.2	16.5
Barajas	Barajas-1	0.3	0.3	0.8	1.1	2.2	1.8	2.2
Castell	Castell-1	0.0	3.4	0.0	10.8	0.0	10.8	2.1
Jaf	Jaf-1	0.0	8.9	0.0	8.9	0.0	8.9	1.7
Kibo	Kibo-1	0.0	14.2	0.0	14.2	0.0	14.2	2.7
Obertura	Obertura-1	0.0	0.0	0.0	7.7	0.0	9.9	1.9
	Obertura	0.0	7.4	0.0	22.8	0.0	30.5	5.9

Fig. 6.14 Reservas de Hidrocarburos desarrolladas (Reservas de Hidrocarburos, PEMEX 2008)

Las reservas 1P de crudo desarrolladas en la Cuenca de Veracruz, se encuentra representado por el campo Perdiz con la perforación del pozo Quetzalli-1 incorporando un total de 0.3 MMb lo que representa el 100% del total de las incorporaciones para el año 2007 (Fig. 6.15).

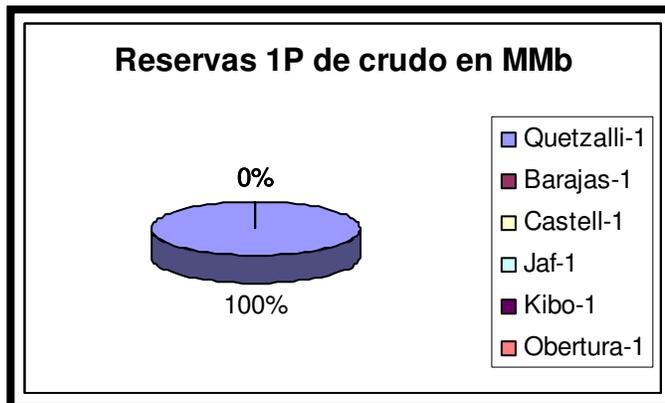


Fig. 6.15 Distribución de reservas de Crudo desarrolladas en la Cuenca de Veracruz

Las reservas 1P correspondientes a gas, las cuales fueron desarrolladas en el año 2007 permitió incorporar un total de 34.3 MMMpc distribuidas en los campos Perdiz (pozo Quetzalli-1) con 0.3 MMMpc, el campo Barajas (Pozo Barajas-1) con una cifra de 3.4 MMMpc, el campo Castell (pozo Castell-1) con un volumen de 8.9 MMMpc, Campo Jaf (pozo Jaf-1) con una aportación de 14.2 MMMpc, el campo Kibo (Pozo Kibo-1) el cual no incorporó reservas y finalmente el Campo Obertura (Pozo Obertura-1) incorporando un volumen de 7.4 MMMpc (**Fig. 6.16**).

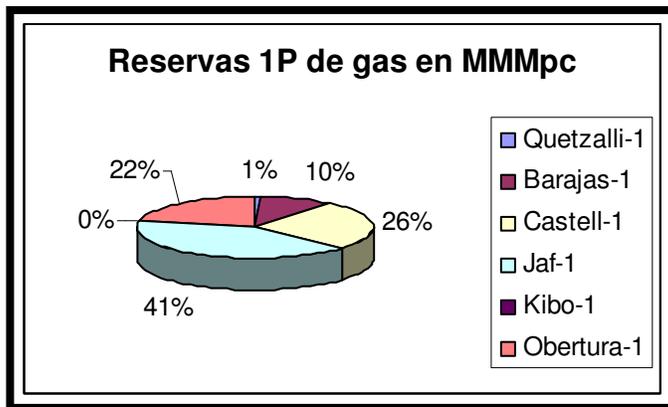


Fig. 6.16 Distribución de reservas de gas desarrolladas en la Cuenca de Veracruz

En cuanto a reservas 2P de crudo el campo que incorporó reservas fue el campo Perdiz (Quetzalli-1) como se puede observar en la **Fig. 6.17** con un volumen de 0.8 MMb.

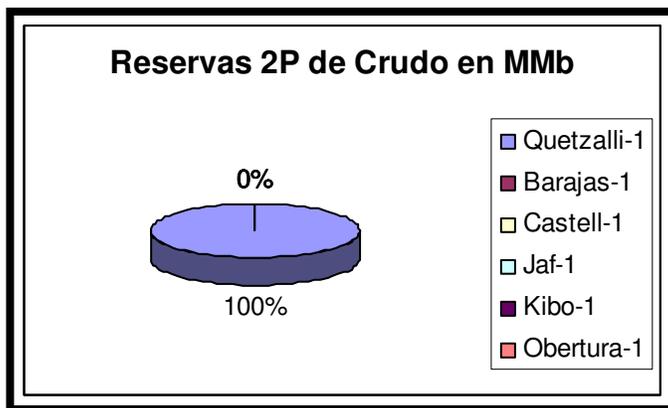


Fig. 6.17 Distribución de reservas 2P de Crudo desarrolladas en la Cuenca de Veracruz.

Mientras que para las reservas 2P de gas se incorporaron un total de 65.6 MMMpc distribuidas en los campos Perdiz (pozo Quetzalli-1) con 1.1 MMMpc, el campo Barajas (Pozo Barajas-1) con una cifra de 10.8 MMMpc, el campo Castell (pozo Castell-1) con un volumen de 8.9 MMMpc, Campo Jaf (pozo Jaf-1) con una aportación de 14.2 MMMpc, el campo Kibo (Pozo Kibo-1) el cual incorporó 7.7 MMMpc y finalmente el Campo Obertura (Pozo Obertura-1) incorporando un volumen de 22.8 MMMpc (**Fig. 6.18**).

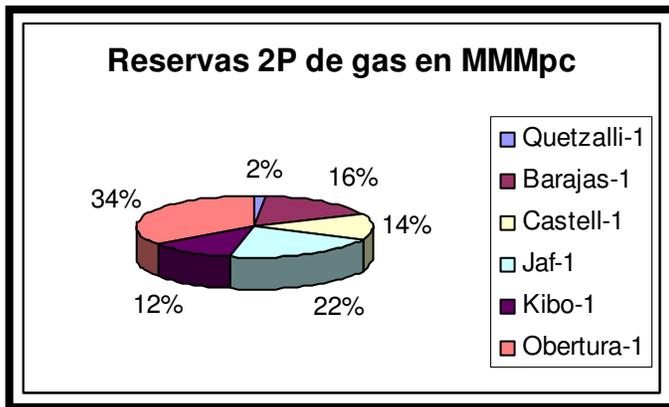


Fig. 6.18 Distribución de reservas 2P de gas desarrolladas en la Cuenca de Veracruz.

En cuanto a reservas 3P se incorporo un total de 2.2 MMb; el cual fue aportado en su totalidad por el campo Perdiz (pozo Quetzalli-1) como se muestra en la **fig. 6.19**, con ello queda muy presente que la Cuenca de Veracruz es principalmente gasífera.

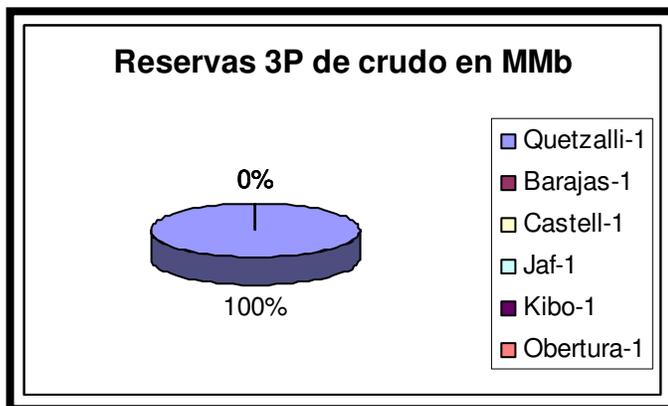


Fig. 6.19 Distribución de reservas 3P de crudo desarrolladas en la Cuenca de Veracruz.

Para las reservas 3P de gas se incorporaron un total de 76.2 MMMpc distribuidas en los campos Perdiz (pozo Quetzalli-1) con 1.8 MMMpc, el campo Barajas (Pozo Barajas-1) con una cifra de 10.8 MMMpc, el campo Castell (pozo Castell-1) con un volumen de 8.9 MMMpc, Campo Jaf (pozo Jaf-1) con una aportación de 14.2 MMMpc, el campo Kibo (Pozo Kibo-1) el cual incorpora 9.9 MMMpc y finalmente el Campo Obertura (Pozo Obertura-1) incorporando un volumen de 30.5 MMMpc (**Fig. 6.20**).

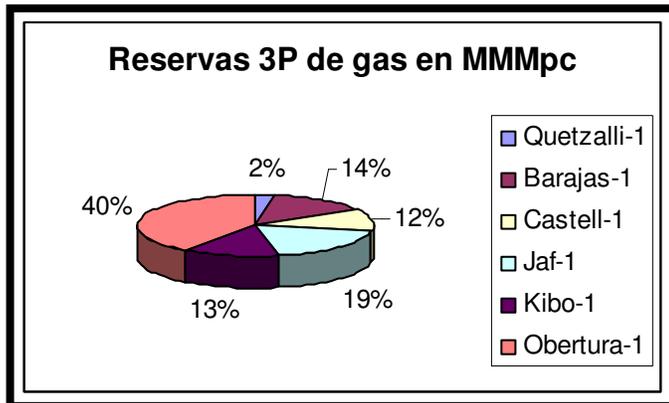


Fig. 6.20 Distribución de reservas 3P de gas desarrolladas en la Cuenca de Veracruz.

Mientras que el volumen de petróleo crudo equivalente incorporado sumo un total de 16.5 MMb, distribuidas en los campos Perdiz (pozo Quetzalli-1) con 2.2 MMb, el campo Barajas (Pozo Barajas-1) con una cifra de 2.1 MMb, el campo Castell (pozo Castell-1) con un volumen de 1.7 MMb, Campo Jaf (pozo Jaf-1) con una aportación de 2.7 MMb, el campo Kibo (Pozo Kibo-1) el cual incorpora 1.9 MMb y finalmente el Campo Obertura (Pozo Obertura-1) incorporando un volumen de 5.9 MMMpc (**Fig. 6. 21**).

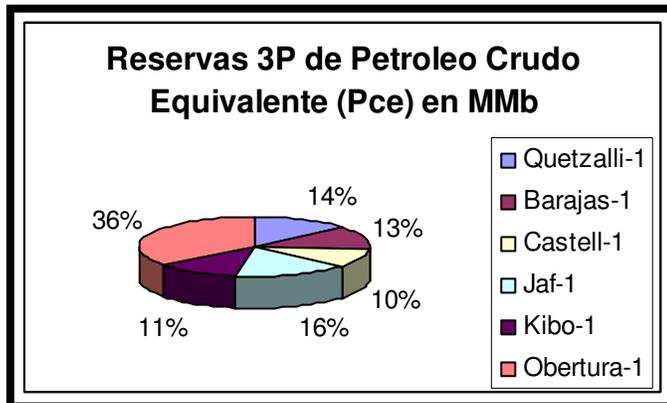


Fig. 6.21 Distribución de reservas 3P de Pce. en la Cuenca de Veracruz.

6.3.2 PRINCIPALES CAMPOS A DESARROLLAR

La Cuenca de Veracruz comprende un área de 24,000 kilómetros cuadrados, incluyendo su parte marina somera. En la década de los cincuentas inicia su exploración y en 1956 se obtuvo producción de aceite. La cuenca fue reactivada en la década de los noventa con el objetivo de descubrir yacimientos de gas y a la fecha se han descubierto 40 campos, de los cuales 26 se encuentran actualmente produciendo a partir de siguientes subprovincias:

- El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental, también conocido como Plataforma de Córdoba, constituida por calizas del Cretácico Medio- Superior productoras de aceite y gas amargo húmedo.
- La fosa terciaria, corresponde a un depocentro relleno por conglomerados, arenas y arcillas depositadas como resultado del levantamiento de la Sierra Madre Oriental y deformada por emplazamientos volcánicos recientes, con producción de gas no asociado. Como resultado de la estrategia de PEP enfocada a la búsqueda de gas, esta porción de la cuenca fue reactivada a través de una intensa campaña de adquisición sísmica y perforación exploratoria, logrando descubrimientos que la ubican actualmente como la segunda mejor cuenca productora de gas no asociado del país, alcanzando una producción de 1,000 millones de pies cúbicos por día en agosto de 2007. Las reservas remanentes totales de la cuenca son de 268 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y actualmente produce en promedio 897 millones de pies cúbicos por día. La Cuenca de Veracruz cuenta con un recurso prospectivo total de 800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (**Tabla 6.1**), de los cuales se tienen documentados 480 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 60 por ciento del potencial registrado en 254 oportunidades exploratorias, el 40 por ciento restante se encuentra en programa de documentación.

Tipo de hidrocarburo	Oportunidades número	Recursos prospectivos mmbpce
Aceite ligero	13	70
Aceite pesado	10	65
Gas húmedo	17	42
Gas seco	214	304
Total	254	480

Tabla 6.1 Recursos prospectivos en la Cuenca de Veracruz por tipo de hidrocarburo (Reservas de hidrocarburos de Mexico, 2008).

El conocimiento que actualmente se tiene de la distribución geográfica de los recursos prospectivos en México, ha permitido dirigir la estrategia exploratoria hacia la búsqueda de aceite, sin descuidar la exploración de gas no asociado de acuerdo al valor económico y/o a los volúmenes de hidrocarburos estimados para cada una de las cuencas. De acuerdo a lo anterior, las actividades exploratorias serán dirigidas en el corto y mediano plazo principalmente hacia las Cuencas de Burgos y Veracruz, los cuales contribuirán de manera importante a la producción de gas no asociado. En cuanto a desarrollo y campos descubiertos en el 2007 el de mayor importancia fue el campo Obertura como se describe a continuación.

6.3.2.1 POZO OBERTURA-1

El pozo Obertura-1 se localiza geológicamente, en la Cuenca Terciaria de Veracruz y geográficamente a 62 kilómetros al Sur del puerto de Veracruz, Veracruz; **fig. 6.22**. Se posicionó en el cruce de la línea 2,820 y la traza 1,200 del estudio sísmológico Zafiro-Perdiz 3D. Su objetivo fue

evaluar el potencial económico de las rocas depositadas como facies canalizadas y desbordes asociados a abanicos de piso de cuenca de edad Plioceno Inferior.

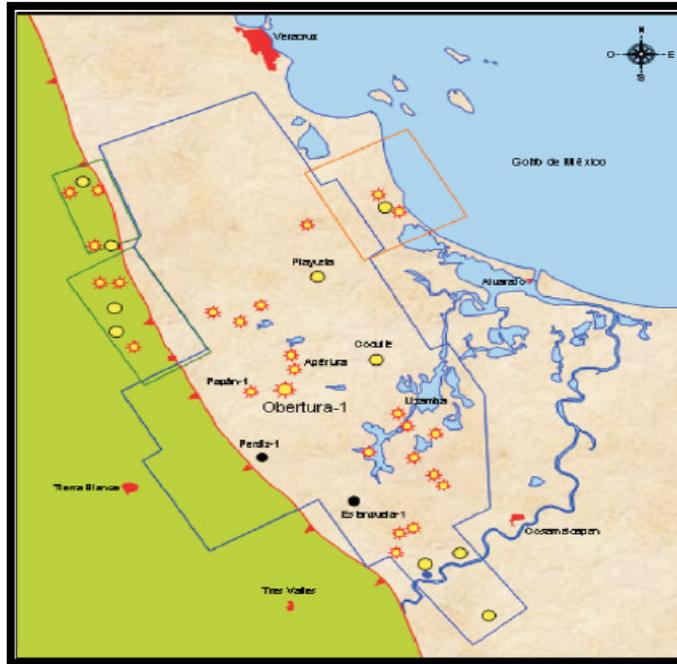


Fig. 6.22 Mapa de localización del pozo Obertura-1 en la Cuenca Terciaria de Veracruz, a 62 kilómetros del puerto de Veracruz (Reservas de hidrocarburos de Mexico, 2008)

El pozo Obertura-1 se encuentra estructuralmente situado en una trampa combinada. La estructura presenta una orientación general Noroeste a Sureste y su componente estratigráfico está constituido principalmente por un abanico de piso de cuenca en facies de canales y diques.

Este yacimiento se encuentra en un abanico submarino dominado por canales meándricos trenzados. Este sistema de canales se deposita bajo condiciones progradantes, por lo cual es muy común que las columnas cortadas por los pozos presenten una base compuesta por rellenos de canal y una cima de complejos de diques y lóbulos, característica de esta secuencia, que es productora en los campos Cocuite y Cehualaca.

Como resultado de lo anterior se puede llegar a la conclusión de que se trata de una trampa principalmente estratigráfica con una componente estructural, la forma y extensión de la trampa fue interpretada por la expresión de las anomalías sísmicas, como se muestra en la **fig. 6.23**; asimismo se determinaron las áreas con diferentes categorías de reservas; probadas, probables y posibles; en función de la incertidumbre asociada y calibrada con las características de los patrones de reflexión sísmica, **fig. 6.24**. El pozo se encuentra en una zona de mediana a alta amplitud sísmica, que define el área probada, y las áreas con baja amplitud sísmica, definen las áreas posibles a pesar de que estructuralmente se encuentren en posición más favorable de acuerdo al modelo estructural.

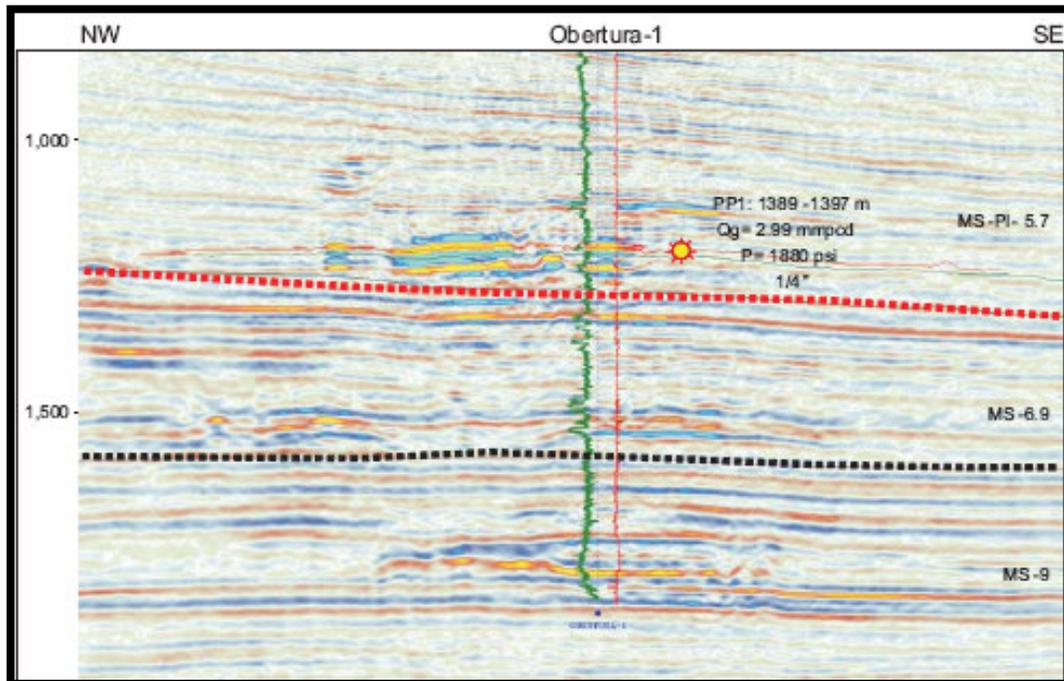


Fig. 6.23 Sección sísmica que ilustra la trampa en el pozo Obertura-1 definida por anomalías de amplitud sísmica (Reservas de hidrocarburos de México, 2008).

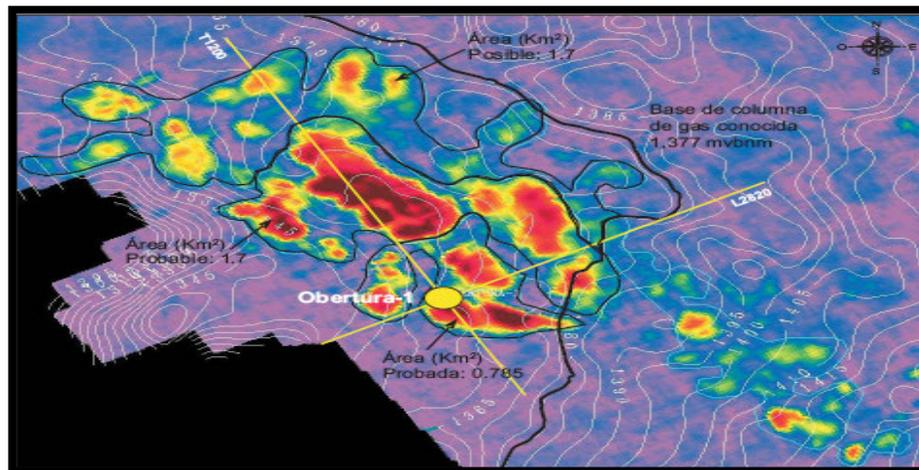


Fig. 6.24 Configuración estructural del yacimiento Obertura mostrando la distribución de áreas de reservas probadas, probables y posibles (Reservas de hidrocarburos de México, 2008).

La roca almacén está constituida por areniscas de grano fino a medio, presenta poros intergranulares abiertos. Los granos identificados incluyen cuarzo monocristalino, plagioclasa, fragmentos de roca ígnea como en el caso del campo Lizamba; fragmentos de rocas calcáreas, caso del campo Cocuite; fragmentos de pedernal y glauconita. Como accesorios, existen minerales como siderita o dolomita ferrosa, esmectita y/o illita/esmectita combinada. La porosidad es principalmente secundaria e intragranular de tipo móldica.

El yacimiento resulto productor para el intervalo de la prueba de producción 1, se obtuvo espesor neto impregnado de 15 metros. La porosidad promedio calculada fue de 32 por ciento, la permeabilidad de 1,347 milidarcies y la saturación de agua promedio de 20 por ciento.

En cuanto a reservas, el volumen original 3P de gas es de 61.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 7.4, 22.8 y 30.5 miles de millones de pies cúbicos de gas respectivamente.

6.3.2.2 POZO MACARROCA-1

El pozo Macarroca-1 se ubica aproximadamente a 61 km al sur del puerto de Veracruz y a 37 kilómetros al Noroeste del poblado de Cosomaloapan en el municipio de Tierra Blanca, Veracruz. Geológicamente se localiza hacia la parte Noroccidental de la cuenca Terciaria de Veracruz, como se observa en la **fig. 6.25**. El objetivo exploratorio fue probar el potencial económico petrolero de las rocas siliciclasticas depositadas en el margen Occidental de la Cuenca Terciaria de Veracruz, así como las facies canalizadas y lóbulos asociados a abanicos de pie de talud de edad Mioceno y Eoceno, mismas que se relacionan genéticamente con los campos productores Cocuite, Apertura, Novillero y Perdiz.

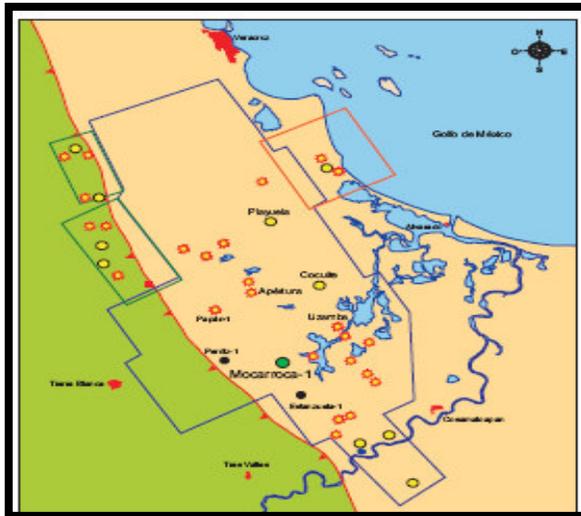


Fig. 6.25 Mapa de localización de pozo Macarroca-1 (Reservas de Hidrocarburos de México, 2007)

Estructuralmente este pozo se ubica en un bloque cabalgado y específicamente en el flanco Oriental de un anticlinal limitado por dos grandes fallas inversas que presentan vergencia hacia el Oriente. Posterior al cabalgamiento, este bloque fue afectado por una tectónica distensiva, generando fallas normales internas en la estructura con orientación de Noroeste a Sureste; las fallas normales occidentales muestran una caída del bloque hacia el oriente, y las fallas orientales una caída de bloques hacia el occidente, provocando el colapso de la estructura como se observa en la **fig. 6.26**.

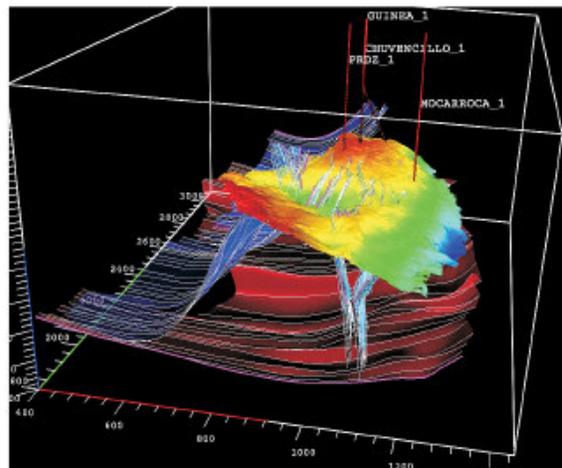


Fig. 6.26 muestra la estructura anticlinal donde el pozo Macarroca fue perforado en un flanco (Reservas de Hidrocarburos de México, 2007)

En la cuenca de Veracruz existen al menos 12 secuencias, de las cuales solo 5 son productoras de gas seco en el Mioceno-Plioceno y una productora de aceite en el Paleógeno, la cual corresponde a las arenas del yacimiento Perdiz, **fig. 6.27**. La secuencia atravesada por el pozo Macarroca-1, corresponde a rocas con edades que van del Eoceno Medio al Reciente; litológicamente esta constituida por lutitas y cuerpos litarenitas, así como conglomerados y areniscas del Eoceno Medio y Superior. Las unidades de roca del Eoceno Medio se interpretaron como facies de relleno de canal, desbordes proximales y distales, que fueron depositadas en forma de lóbulos en abanicos al pie de talud. En general las profundidades del sistema de depósito alcanzan de batial a nerítico externo en el Mioceno y batial en el Eoceno Medio.

EDAD	LIMITE DE LAS EC. DEPOSITACIONAL	NOMBRE DE LA UNIDAD	SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA
RECIENTE	LS.PI.04_20	PI-4		
PLIOCENO	MS.PI_05_00	PI-5		
	LS.MS_05_73	MS-PI-5.7	CANALES MEANDRICOS	COCLITE Y LIZAMBA
MIOCENO SUPERIOR	MS.MS_06_00	MS-6	RISO DE CUENCA	
	LS.MS_06_90	MS-6.9	CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE RISO DE CUENCA	FLAVUELA VISTOSO APERTURA, COCLITE, PAPAN
	MS.MS_07_00	MS-7	RISO DE CUENCA	
	LS.MS_09_26	MS-9	ABANICOS RISO DE CUENCA CON APORTE MULTIPLE	BREÑA, NEPLER, ARQUINIA-101, ARENA Q, ARQUIMA-1
	MS.MM_11_20	MS-11.2	RISO DE CUENCA	
MIOCENO MEDIO	LS.MM_11_70	MM-11.7	ABANICOS DE RISO DE CUENCA REGIONALES APORTE MULTIPLE	
	LS.M_16_30	MM-16	ULTIMA ETAPA DE RELLENO DE CAÑONES	
MIOCENO INFERIOR	LS.M_17_34	M-17	ABANICOS DE PIE DE TALUD ABASTECIDOS POR CAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS	
	LS.O_24_30	M-24		
OLIGOCENO				
EOCENO			TALUD-PIETALUD, FRACTURAS	PERDIZ Y MACARROCA

Fig. 6.27 muestra la secuencia deposicional y unidades productoras de la Cuenca de Veracruz (Reservas de Hidrocarburos de México, 2007)

Los análisis geoquímicos de pirolisis y biomarcadores practicados al los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases de la Cuenca de Veracruz, han permitido postular que los subsistemas generadores del Jurásico Superior y Paleoceno-Eoceno son los que introducen la carga de hidrocarburos a las trampas Terciarias.

La trampa de Macarroca-1 de acuerdo con la configuración estructural del Mioceno Inferior es combinada y su estructura presenta una orientación general Noroeste a Sureste. La componente estratigráfica se interpreto como un abanico de pie de talud en facies de canales y diques, definidos en tres zonas, abanico interno, medio y abanico distal. La componente estructural esta representado por un anticlinal donde el pozo Macarroca-1 fue perforado en su flanco **fig. 6.28** El anticlinal esta limitado por dos fallas inversas al Oriente y Poniente. Posterior al cabalgamiento, la estructura sufrió callamiento normal.

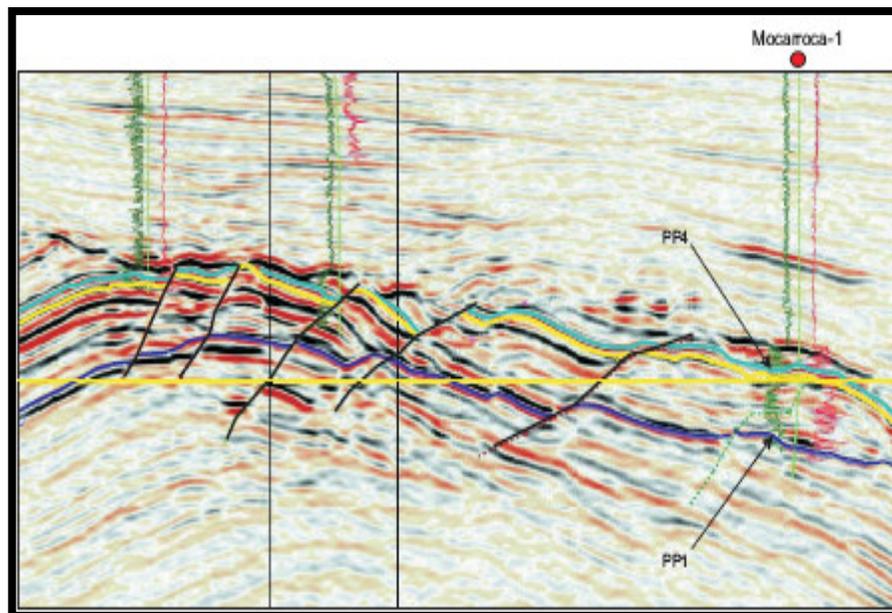


Fig. 6.28 muestra la posición de los horizontes productores del Eoceno (Reservas de Hidrocarburos de México, 2007)

La roca sello esta constituida por la sección arcillosa del plioceno superior con espesores de 150 metros.

En el pozo Macarroca-1 se definieron cuatro yacimientos que resultaron productores de aceite pesado en rocas de conglomerados y areniscas dolomitizadas fracturadas, de edad Eoceno Medio, con una porosidad promedio de 12 por ciento y saturación de aceite que varia de 60 a 73 por ciento. El mecanismo predominante es empuje por expansión del sistema roca-fluidos sin registrar contacto agua-aceite. La prueba de producción en el Eoceno medio apporto 1,148 barriles por día de aceite pesado de 21 grados API.

Los volúmenes originales 3P son 376.3 millones de barriles de aceite y 197.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas originales 3P son 37.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde 3.3 millones de barriles son reservas probadas y 3.7 millones de barriles son

probadas mas probables. En términos de gas asociado, 19.5 miles de millones de pies cúbicos son reservas 3P.

6.3.2.3 POZO FRESNEL-1

El pozo Fresnel-1 se ubica aproximadamente a 74 kilómetros al sur de la ciudad de Veracruz, Veracruz **Fig. 6.29** en la Cuenca Terciaria de Veracruz. El objetivo fue evaluar el potencial de hidrocarburos de la parte Centro-Occidental de la Cuenca para el Mioceno Superior y Medio, donde se interpretaron facies sísmicas que se relacionan genéticamente con los campos productores Cocuite, Lizamba y Alquimia.

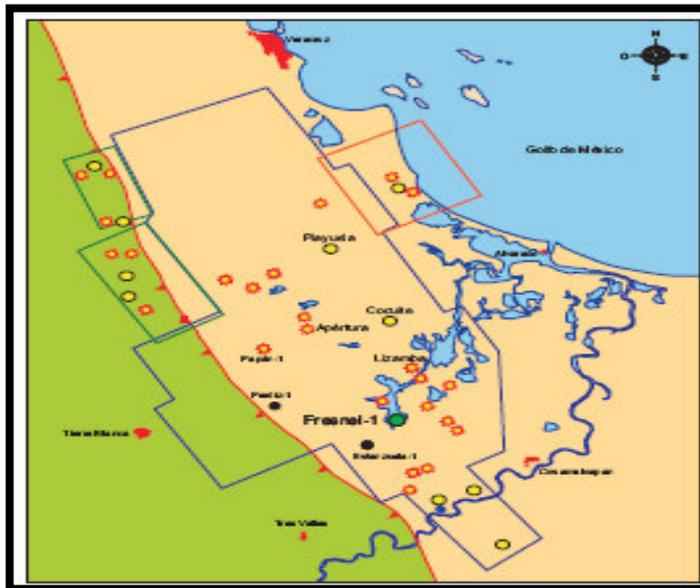


Fig.29 Mapa de localización de pozo Fresnel (Reservas de Hidrocarburos de Mexico, 2007)

El yacimiento Fresnel se ubica estructuralmente al Oeste del campo Lizamba, aproximadamente 300 metros abajo del Yacimiento Galileo, **fig. 6.30** Específicamente, se presenta en el flanco de la estructura monticular de Chucaro- Estancuela como un acuñamiento.

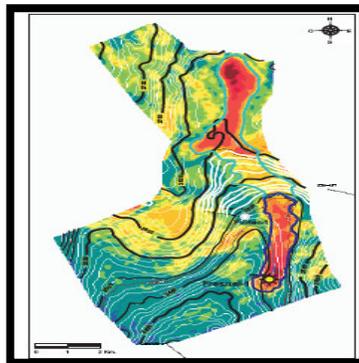


Fig. 6.30 Mapa de anomalías con su contorno estructural en el que se interpreta la distribución de las arenas del yacimiento Fresnel. (Reservas de Hidrocarburos de Mexico, 2007)

La cuenca Terciaria de Veracruz actualmente presenta cinco secuencias productoras de gas dentro del Mioceno-Plioceno. El pozo Fresnel-1 atravesó dos de ellas y resulto productor dentro de la secuencia LS_MS_9.26. Toda esta secuencia tiene un dominio arcilloso con intercalaciones de cuerpos de arena. El ambiente de depósito predominante para el Mioceno es de aguas profundas donde se emplazaron depósitos turbidíticos como abanicos de piso marino. Los sistemas de depósito en general evolucionan de profundidades batiales a neríticos profundos. Los intervalos productores del pozo Fresnel-1 están constituidos por litarenitas de grano fino, deleznales con partículas subredondeadas dentro de una matriz arcillo-calcárea.

Los análisis geoquímicas de pirolisis y biomarcadores practicados a los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases de la Cuenca de Veracruz, han permitido postular que los subsistemas generadores del Jurásico Superior y Paleoceno-Eoceno son los que introducen la carga de hidrocarburos a las trampas terciarias.

La trampa es de tipo combinada cuya principal componente es la estratigráfica. El yacimiento se distribuye a lo largo del flanco de una estructura anticlinal. En el eje transversal se notan cambios laterales de amplitud, que pudiera indicar variaciones de facies hacia la parte estructurada o una disminución del espesor del cuerpo debido al acuñaamiento echado arriba **fig. 6.31**

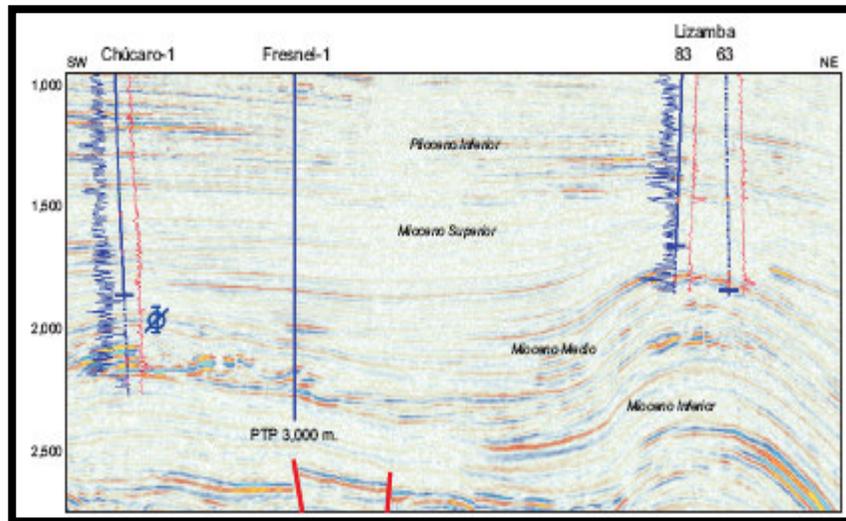


Fig. 6.31 Sección sísmica de correlación que ilustra la relación estructural del pozo Chucaram 1 con el yacimiento Fresnel y el campo Lizamba (Reservas de Hidrocarburos de México, 2007)

En la parte superior del yacimiento se identifican reflectores muy continuos de baja amplitud sísmica, que se observan en otros pozos del área y corresponden a un sello superior arcilloso de amplia distribución regional.

Se ubican dentro de la columna del Mioceno Superior y Medio, correspondiente a sistemas turbidíticos de aguas profundas representados por rellenos de canal y depósitos de desborde. Las propiedades promedio son 21 por ciento de porosidad, 33 por ciento de saturación de agua y 163 milidarcies de permeabilidad. El mecanismo predominante de empuje es por expansión de gas sin

registrar contacto agua-gas. La producción inicial medida fue de 5.6 millones de pies cúbicos de gas por día.

El volumen original 3P estimado es 152.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas estimadas probadas son 25.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, las probables ascienden a 14.8 miles de millones de pies cúbicos, y las posibles a 64.4 miles de millones de pies cúbicos, para un total de reservas 3P de 105.0 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Como se ha mencionado la cuenca de Veracruz desde su reactivación en los años noventa le ha permitido colocarse como la segunda cuenca productora de gas en México; esto es debido a la importancia que se le ha dado a la exploración con nuevas tecnologías y a la capacidad humana.

CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- La evolución geológica de la Cuenca de Veracruz y su desarrollo esta asociado a una serie de eventos que están relacionados a la apertura del Golfo de México, que se origino en el jurasico Tardío, posteriormente a la Orogenia Laramide de finales del Cretácico- principios del Cenozoico y finalmente con el relleno sedimentario Terciario. En el entorno de la Cuenca de Veracruz, se pueden identificar tres unidades estructurales que se diferencian perfectamente, estos son: el Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica, los Sistemas de Fallas de la Cuenca de Veracruz y por debajo de ésta el Frente Tectónico Sepultado.
 - En cuanto al sistema petrolero, este corresponde con un sistema conocido e hibrido, en el cual intervienen la roca generadora, la roca almacenadora y la roca sello, componiendo un arreglo geológico que permite generar, migrar y finalmente contener hidrocarburos en el subsuelo en trampas petroleras estratigráficas y mixtas.
 - Dentro de la cuenca de Veracruz se identificaron cinco subsistemas generadores que son: Jurasico Superior (Tithoniano) con Kerógeno tipo II y III, Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano) conteniendo Kerógeno tipo II, Cretácico Superior (Cenoniano-Turoniano), Paleógeno (Paleoceno-Eoceno) con Kerógeno tipo II y Neógeno (Mioceno-Plioceno) con cantidades de Kerógeno tipo III.
 - Los plays que han sido cargados por estos subsistemas generadores son: Play Orizaba del Cretácico (Albiano-Cenomaniano) presentan una porosidad media incrementándose hacia la parte superior; Brechas del Cretácico Superior, esta contiene microfracturas que permiten la movilidad de los hidrocarburos; Secuencias Arenosas del Eoceno Medio con posoridad media; Secuencias Arcillosas fracturadas del Mioceno y Secuencias Areno-arcillosas del Plioceno Inferior en este caso las fracturas y micro fracturas permiten que la permeabilidad y la porosidad sean eficientes, y de esta manera los hidrocarburos se transporten a través de ellas.
 - Las rocas generadoras pertenecen al Mesozoico, aunque la migración de hidrocarburos se dio del Cretácico Superior al Mioceno Inferior; este evento de migración se dio principalmente de manera vertical y lateral a lo largo de fallas inversas, fracturas y planos de estratificación. Mientras que en rocas pertenecientes al Cenozoico Temprano, la generación y migración se dio durante el Mioceno al reciente, donde las principales vías de migración fueron fallas normales profundas y discordancias que se formaron durante el Mioceno. Por otra parte, el gas biogénico encontrado en algunos yacimientos de la cuenca, experimento migración secundaria causada por los efectos de compactación, fuerzas de empuje e hidrodinamismo.
 - Las principales trampas petroleras identificadas, son una combinación entre estratigráficas y estructurales. Ejemplo de estas son la trampa estructural del campo Novillero y estratigráfica con componente estructural son: Cocuite, Lizamba, Apertura-Madera, por mencionar algunos.
 - El plan y programa de perforación nos indican las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto, en tiempo y forma. Para elaborar un plan y programa de
-

perforación se deben tomar en cuenta lo siguiente: Ubicación geográfica, Selección del Equipo de Perforación, Selección del tipo adecuado de barrenas, Diseño de la tubería de perforación, Programa de lodos a utilizarse, Equipo de corte y recuperación de núcleos, Estimación de costos, etc.

- Las principales técnicas de perforación son: Perforación con Tubería Flexible, Perforación con Tubería de Revestimiento, Perforación Bajo Balance, Perforación Direccional Controlada y Perforación Horizontal, estas técnicas nos permiten hacerlo de manera segura, rápida y con eficiencia; de las ya mencionadas, las técnicas actuales con los que se perforan los pozos de la Cuenca de Veracruz son: pozos multilaterales, perforación bajo balance y perforación con tubería de revestimiento; la tubería flexible se ha utilizado solo en reparación de pozos.
- El proyecto integral Veracruz esta constituido por los campos: Vistoso, madera, Playuela, Cocuite, Apertura, Papan, Lizamba, Mirador, Alquimia, Veinte, Miralejos, Copite, M. Pionche, Macayucan, Angostura, San Pablo, R. Pacheco, etc. Los cuales algunos ya son maduros como el caso del campo Angostura descubierto en 1953.
- En el Activo Veracruz se tenían hasta el 1 de enero de 2008 un total de 7 equipos de perforación, de estos, 4 eran de exploración y 3 de desarrollo. Durante el 2007 se perforaron un total de 17 pozos y se terminaron 15.
- Las estadísticas reportadas por PEMEX, Exploración y Producción, al 17 de Abril de 2008 se tienen una reserva total de 46,890 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; de estas, la cuenca de Veracruz contribuye con 417 mmbpce, lo que representa el 1% del total nacional.
- La producción nacional de gas natural ha venido en aumento alcanzándose una producción máxima en el año 2007 de 6,068 mpcd, de esta cantidad la Cuenca de Veracruz contribuye con una producción de gas de 900 mmpcd.
- Las reservas 3P de gas asociado corresponden a 109.30 mmmpc en lo que respecta a gas asociado y 1098.60 mmmpc de gas no asociado. Las reservas 3P de aceite corresponden principalmente a aceite pesado con un volumen de 33.70 mmb.
- Las reservas 2P de aceite corresponde a un volumen de 18.10 mmb, para el gas las reservas 2P están constituidas por gas asociado con un volumen de 66.00 mmmpc y gas no asociado con un volumen de 1047.10 mmpc.
- Las reservas incorporadas en la Cuenca de Veracruz, por campos descubiertos corresponden 7 MMbpce en reservas 1P, 13 MMbpce de reservas 2P y 17 MMbpce de reservas 3P.
- El conocimiento del subsuelo mediante la aplicación de tecnologías recientes, tales como la sísmica tridimensional es importante para la exploración y el desarrollo de campos, ya que se han generado de modelos geológicos más claros y certeros.
- La exploración y el conocimiento de la geología del subsuelo nos permite elaborar imágenes en 1D, 2D Y 3D que permiten conocer la estructura del yacimiento; por otra parte el trabajo de campo en la exploración que implica la recolección y análisis de muestras nos brinda información valiosa para identificar parámetros tales como: tipo de material, porosidad, granulometría, edad, etc. Por tal razón la geología ayudada de otras ciencias nos aportan conocimientos para lograr nuestro objetivo final que es la extracción de hidrocarburos del subsuelo de manera eficiente y al menor costo.

7.2 RECOMENDACIONES

- La cuenca de Veracruz es principalmente gasífera por lo que su importancia se debe principalmente a este recurso; pero no se debe descartar la exploración a mayor profundidad en rocas Jurasicas y Cretácicas donde se puede encontrar aceite y gas asociado.
 - La perforación y la aplicación de las tecnologías más recientes cobran gran importancia, ya que como se ha visto que con la perforación de los últimos pozos multilaterales se tiene un mejor desarrollo de los campos, por lo que se ha demostrado su eficiencia y conveniencia económica, por lo que se recomienda continuar con esta técnica en el desarrollo de campos.
 - El establecer un plan y programa adecuado de acuerdo al conocimiento y experiencia adquiridos en la Cuenca de Veracruz es un factor importante para realizar un proyecto en tiempo y forma, tomando en cuenta aspectos relevantes desde los inicios; con ello se ahorra esfuerzo, tiempo y dinero mejorando la eficiencia en gran medida, por lo que se recomienda buscar mejoras en los planes y programas de perforación.
 - El futuro próximo de la cuenca de Veracruz presenta un escenario donde la producción de gas es lo más importante, por lo que las nuevas instalaciones deben ser construidas bajo condiciones de producción que permitan manejar volúmenes suficientes, por lo que se recomienda manejar un programa de simulación donde se planteen los diferentes escenarios posibles.
-
-

BIBLIOGRAFIA

- Contreras Carmen, Gamero, Helena (2003) **“Investigación de la sedimentología de los yacimientos Clásticos”**. Venezuela
- Fuentes P. Luis., et al and Limón G, Mario (1999) **“Integración de los Subsistemas Generadores de México”** Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG Octubre 10-13, Veracruz, México.
- González García, Raúl Holguín Quiñones Noel (1992) **“Las Rocas Generadoras de México”**. Petróleos Mexicanos, Coordinación de Exploración. Vol. AMPG Artículo reeditado del Vol. XVII. Núm., 1 pp 16-30
- Guzmán A. E. Mondragon M. Yañez (2002) **“The Rejuvenation of Two Gas Basins in México: Burgos and Veracruz”**, SPE International Petroleum Conference and Exhibition in México, 10-12 Febrero, Villahermosa, Tabasco, México.
- Guzman Alfredo, E. (2002) **“Exploration and Production in Mexico Challenges and Oportunities”**. Pemex Exploración y Producción, AAPG, August 27-29.
- González-García, Holguín Quiñones, (1992), **“Las Rocas Generadoras de México”**, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Boletín 42, 1, 9 – 22.
- Hidalgo-Carabeó, F., (2006) **“El Sistema Petrolero de la Cuenca de Veracruz”** Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM. Inédito.
- López Ramos. E., (1979) **“Geología de México”** Tomo III, 1ª edición, México.
- Manual de Diseño de la Perforación, 2003 Pemex Exploración y Producción.
- Ortuño-Arzate, S., Ferket, M., Cacas, C., Swennwn, R., Roure, F., (2003), Late Cretaceous Carbonate Reservoirs in the Córdoba Platform and Veracruz Basin, eastern México, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum Gulf of México and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 476 - 514. *Original no consultado*.
- Pemex Exploración y Producción 2001 **“Mesozoic Plays of the Córdoba Platform, Veracruz Basin, México”**. Grupo Tinajas Pemex Exploración y Producción.

- Pemex Exploración y Producción 2002 “Cuenca Terciaria, Área Lizamba-Chalpa”. 20 de agosto.
- PEMEX Exploración y Producción “Anuario Estadístico” Región Norte 2003.
- Pemex Exploración y Producción 2007 “**Las reservas de hidrocarburos de México**” 1 de enero.
- PEMEX. “Informe anual 2006”.
- PEMEX 2007 “Anuario Estadístico 2007”.
- PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2008.
- Pérez Cuapio, Cesar A., (2006) “**Evaluación económica petrolera de una porción aflorante de la formación Guzmantla en el cerro Peñuela en Córdoba Veracruz con análogos en el subsuelo**” Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM. Inédito
- Prost y Aranda (2001), Original no consultado, citado en Pérez Cuapio, (2006).
- Robbins, Raúl (2006) “**Curso Conceptos Fundamentales de Ing. Petrolera y Campos de acción**”.
- **Un siglo de la perforación en México** PEMEX, 2000 Pemex Departamento de Reparación y Mantenimiento de Pozos.
- Valdivieso Víctor, García Víctor Hugo, Gutiérrez Clarisa 2001 “**Capacitación Técnica Especializada en la Generación de Prospectos de Gas al Proyecto Playuela**”. Activo de Exploración Papaloapan, Boca del Rio, Veracruz. PEP.
- Vázquez Covarrubias Emilio 2004, “**Sistemas Petroleros de la Cuenca de Veracruz**” PEMEX-PEP-Activo Integral Veracruz.
- Viniegra O. Francisco (1965),”**Geología del Macizo de Teziutlan y de la Cuenca Cenozoica de Veracruz**”. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XVII, Núm. 7-12