



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA

**“ANÁLISIS DE LAS RELACIONES
ESTRATIGRÁFICAS DE LAS SECUENCIAS DEL
JURÁSICO SUPERIOR CON REGISTROS
GEOFÍSICOS DE POZOS DE LA PARTE CENTRAL
DE LA PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

LEÓN VELASCO ANTONIO



DIRECTOR: ING. JOSÉ LUIS ARCOS HERNÁNDEZ

Ciudad Universitaria

2015

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres.

No tengo como pagar todo el amor y apoyo que me han dado durante toda mi vida, desde luego siempre tratando de darme buenos ejemplos y apoyo económico. Les prometo vivir mi vida en base a sus buenos ejemplos, dirigiéndome con honestidad y responsabilidad. GRACIAS LOS AMO.

A mi Alinita

Eres un gran ejemplo para mí. Te agradezco tus palabras de aliento cuando todo era difícil, te agradezco ser mi cómplice en mis locuras y travesuras. TE AMO MUCHO.

A mis Profesores.

Todos y cada uno de mis profesores, les agradezco su apoyo y paciencia. En especial a los Ingenieros de la Facultad de Ingeniería y más aun a los Ingenieros involucrados en mi tesis. GRACIAS:

A mis amigos que convirtieron en mi familia.

Gracias Alex, Boni, Washa y Coco. Gracias por estar conmigo en las buenas y en las malas, son todos unos excelentes amigos y compañeros imborrables. GRACIAS:

DEDICATORIAS.

A mi hermano José Manuel †.

Te dedico mi tesis y todo lo soy, sé que donde estés te sientes orgulloso de mí, estoy triste porque no puedo celebrar contigo en estos momentos, pero siempre estarás en mi corazón hasta que nos volvamos a ver. TE AMO.

A mis padres.

Les dedico este triunfo, los amo y siempre estaré agradecido. LOS AMO.

A mi Hermano Oscar.

Te dedico mi trabajo, eres una persona muy especial en mi vida, te quiero mucho carnal.

A mi Alinita.

Te dedico este triunfo, ya que juntos lograremos muchos más. TE AMO

A mi Familia Política.

A mis suegros, el Señor Rubén y la Señora Elba. Les dedico este logro no solo como un agradecimiento por su invaluable cariño y apoyo, si no por su ejemplo de responsabilidad y respeto. GRACIAS.

A mis hermanos Richy y Myr.

Les dedico este trabajo, ya que gracias a sus ejemplos de superación y trabajo me motivaron para seguir adelante. GRACIAS INFINITAS.

| | |
|--|-----|
| Índice..... | I |
| Resumen..... | III |
| Abstract..... | IV |
| Capítulo I. Introducción..... | 1 |
| 1.1 Generalidades..... | 1 |
| 1.1.1 Objetivos..... | 1 |
| 1.1.2 Antecedentes históricos..... | 1 |
| 1.1.3 Importancia nacional..... | 1 |
| 1.2 Localización y vías de acceso..... | 2 |
| 1.3 Delimitación del área de estudio..... | 3 |
| Capítulo II. Geología Regional..... | 4 |
| 2.1 Estratigrafía local..... | 4 |
| 2.2 Geología Estructural y Evolución Geológica..... | 7 |
| 2.2.1 Geología Estructural..... | 7 |
| 2.2.2 Evolución Geológica..... | 10 |
| Capítulo III. Registros Geofísicos..... | 14 |
| 3.1 Introducción..... | 14 |
| 3.2 Clasificación de registros geofísicos..... | 16 |
| 3.2.1 Rayos Gamma (GR)..... | 18 |
| 3.2.2 Potencial Espontáneo (SP)..... | 19 |
| 3.2.3 Caliper..... | 22 |
| 3.2.4 Resistividad..... | 22 |
| 3.2.5 Porosidad..... | 24 |
| 3.2.6 Saturación..... | 24 |
| 3.2.7 Permeabilidad..... | 24 |
| 3.3 Aplicación de los registros geofísicos en un caso real..... | 25 |
| 3.3.1 Índice de arcillosidad..... | 32 |
| 3.3.2 Identificación de la litología a partir de registros geofísicos..... | 33 |
| Capítulo IV. Sistema Petrolero..... | 35 |
| 4.1 Introducción..... | 35 |
| 4.2 Roca Generadora..... | 36 |
| 4.3 Roca Almacenadora..... | 44 |
| 4.4 Roca Sello..... | 46 |

| | |
|--|----|
| 4.5 Trampa..... | 47 |
| 4.6 Tipos de Fluidos..... | 48 |
| 4.7 Yacimientos no convencionales..... | 49 |
| Capítulo V. Geología Económica..... | 50 |
| 5.1 Reservas..... | 50 |
| 5.2 Producción..... | 50 |
| Capítulo VI. Conclusiones y Recomendación..... | 53 |
| Bibliografía..... | 54 |

Resumen.

La importancia económica que tiene la provincia Tampico-Misantla, se debe a sus condiciones Geológicas, siendo la estratigrafía del Jurásico superior de la porción centro de la Provincia la que juega un papel muy importante en el sistema petrolero. La Geología regional implica el conocimiento de la estratigrafía de secuencias sedimentarias, iniciando con las rocas marinas del Oxfordiano que están constituidas por lutitas carbonosas deleznable y ligeramente calcáreas intercaladas con calizas arcillo-carbonosas con gran contenido de material orgánico que corresponde con la formación Santiago, la que en el sistema petrolero funciona como roca generadora. Para el Kimmerigiano, la estratigrafía está representada por calizas arcillo-carbonosas, con intercalaciones de lutitas laminares y carbonosas que corresponden a la Formación Tamán, que para el sistema petrolero funciona como una roca generadora. Por otro lado en el Tithoniano se tiene a la Formación Pimienta compuesta por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, con estratificación delgada e intercalaciones de lutitas negras laminadas, bentonita y lentes de pedernal.

La cuenca con mayor cantidad de reservas dentro de la provincia Tampico-Misantla es la de Chicontepec, ya que tiene gran relleno de sedimentos que se explican por el levantamiento de la Orogenia Laramide, formando una cuenca foreland en el frente donde se depositaron turbiditas y abanicos submarinos. La estratigrafía de la cuenca de Chicontepec está definida por un grupo dividido en tres megasecuencias, la inferior, la media y la superior. La Formación Chicontepec inferior está constituido por rocas sello, Chicontepec medio es la de mayor importancia económica como roca generadora, la que está constituida por areniscas de grano fino a medio y estratos de conglomerados con geometrías tabulares y lenticulares; La Chicontepec superior se le considera como una roca sello, ya que presenta baja porosidad. Además se tienen facies arcillosas de la Formación Guayabal. El sistema petrolero está completo ya que tenemos rocas generadoras, almacenadoras, sello y sincronía.

Para una mejor evaluación del potencial económico-petrolero y para definir bases y cimas de las formaciones Geológicas presentes en la cuenca, se utilizan los registros geofísicos, siendo la información más confiable junto con los recortes de roca obtenidos durante la perforación en el pozo. En este trabajo se ocuparon para hacer una correlación de la estratigrafía, los registros más utilizados son los de porosidad, resistividad, mecánicos, temperatura y correlación; los que fueron de utilidad para conocer mejor a los componentes del sistema petrolero.

Abstract.

The economic importance of Tampico-Misantla province, is due to its Geological conditions, being the Upper Jurassic stratigraphy of the central portion of the province which plays a very important role in the oil system. The regional geology involves knowledge of the stratigraphy of sedimentary sequences, starting with marine rocks Oxfordian that consist of friable carbonaceous shales and slightly calcareous interbedded with clay-carbonaceous limestone with high content of organic material corresponding to the formation Santiago, the in the oil system functions as source rock. For Kimmerigiano, stratigraphy is represented by clay-carbonaceous limestones with intercalated layered and carbonaceous shales corresponding to the Taman Formation, which for the oil system functions as a source rock. On the other hand in the Tithonian you have to Pimienta Formation consists of black argillaceous limestone, slightly pyritized, with stratification and thin interbedded laminated black shale, bentonite and chert lenses.

The basin largest reserves within the province Tampico-Misantla is to Chicontepec as it has great filling sediment explained by lifting the Laramide orogeny, forming a foreland basin in front where turbidites were deposited and fans submarines. The stratigraphy of the Chicontepec basin is defined by a group divided into three megasequences, bottom, middle and top. The lower Chicontepec Formation consists seal rocks, half Chicontepec is the most economically important as a source rock, which is composed of fine-grained sandstones medium and layers of clusters with tabular and lenticular geometries; The top Chicontepec is considered as a caprock, since it has low porosity. Furthermore argillaceous facies have the Guayabal Training. The oil system is complete and we have source rocks, storers, seal and timing.

For a better assessment of the economic-oil potential and defining bases and tops of Geological formations present in the basin, geophysical logs are used, the most reliable information along with rock cuttings obtained while drilling the well. In this paper catered to a correlation of stratigraphy, the most used are the porosity logs, resistivity, mechanical, temperature and correlation; which were useful to better understand the components of the oil system.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.

1.1 Generalidades.

1.1.1 Objetivos.

El objetivo en este trabajo es caracterizar la estratigrafía en la parte centro de la Provincia Tampico-Misantla, mediante el uso de registros geofísicos de pozos en las secuencias del Jurásico superior, para así conocer sus características dentro del sistema petrolero.

Mediante el análisis entre la estratigrafía y los registros geofísicos de pozo nos podemos dar cuenta del estado actual en que se encuentran los yacimientos, esto permite conocer las características de las unidades estratigráficas, lo que es de utilidad para realizar evaluaciones económicas actuales y dar una opinión de los alcances y retos presentes en la provincia.

1.1.2 Antecedentes históricos.

En los inicios de la industria petrolera mexicana, las chapopoterías delataban la presencia de yacimientos someros de hidrocarburo; los que se ubicaban con técnicas no muy avanzadas y una extracción no muy compleja. Desde entonces los especialistas en Ciencias de la Tierra realizan trabajos de exploración mediante Geología superficial.

En 1893 la compañía mexicana de petróleo “El Águila” descubre los yacimientos de Poza Rica, Veracruz, convirtiéndose esta zona en una región de gran potencial. Comenzó el proyecto de una empresa petrolera nacional con la creación de la Compañía Petróleos de México, S.A. (Petromex), una empresa con participación de inversionistas privados y el Gobierno Mexicano.

El día 18 de marzo 1938 el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decreta, la expropiación de la industria petrolera en México. Para reorganizar, concentrar y coordinar la industria nacionalizada, el gobierno de México crea, el 7 de junio a Petróleos Mexicanos (Pemex) y a la distribuidora de Petróleos Mexicanos.

En 1941 Petróleos Mexicanos (Pemex) crea el departamento de Exploración para invertir la tendencia a la baja producción, siendo el Ingeniero Manuel Rodríguez Aguilar el primer jefe de este departamento.

1.1.3 Importancia nacional.

El recurso natural de mayor importancia económica en México es el petróleo, ya que satisface la demanda de energéticos y petroquímica, constituyendo el desarrollo de la industria en todo México y además contribuye con el 30% del PIB.

La historia de la importancia económica del petróleo en México, abarca desde el final de la revolución industrial, hasta la actualidad.

Desde que México ingresó al mundo de la globalización en el año de 1986, comenzó un gran cambio, ya que se abrieron las actividades comerciales tanto en exportaciones como en importaciones e inicio una etapa de grandes transformaciones, no solo en México sino para todo en el mundo.

Desde la Expropiación Petrolera, la paraestatal ha sido generadora de empleos y grandes ingresos para el Estado Mexicano; hoy en día, con la reforma energética la actividad de producción y exploración no será solo de (Pemex), sino que se traerán inversiones privadas para la modernización de la industria petrolera. La propuesta para la reforma energética comenzará con la exploración de plays no convencionales y producción en aguas profundas. Alrededor de 25 mil 716 millones de pesos (equivalente a casi 2 mil millones de dólares) invertirá Pemex para perforar y terminar 166 pozos en busca de nuevos yacimientos de shale gas y shale oil en las provincias de Sabinas, Burros-Picacho, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua.

El proyecto en el cual pone sus expectativas Pemex y el gobierno federal para obtener más recursos no convencionales, plantea que con la Reforma Energética es posible, en el caso de que los pozos exploratorios perforados den buenos resultados, se programará la perforación de pozos de desarrollo, además de la planificación de la infraestructura para la extracción de esos recursos, esto incrementaría la producción nacional del gas natural y aceite en 15% a partir del año 2018 (Universal, 2013). Es decir la producción de hidrocarburos es de 2 millones 880 mil barriles, aumentará en cinco años alcanzando una producción de 3 millones 312 mil barriles de petróleo crudo equivalente.

1.2 Localización y vías de acceso.

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla, está ubicada en la margen centro oriental de México y abarca desde la punta sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, también comprende las franjas orientales de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y la zona occidental del Golfo de México hasta la isobata de 200 m.

La principal vía de acceso que comienza desde la Ciudad de México capital del país, es la autopista México-Tulancingo-Nuevo Necaxa-Tuxpan número 132, posteriormente se convierte en Carretera Federal en el libramiento de Tihuatlan hasta llegar a la Ciudad de Poza Rica de Hidalgo, también la autopista número

127 que comunica las ciudades de Tampico y Poza Rica. También la provincia está conectada por la carretera federal número 119 en su tramo Zacatlán Puebla hasta llegar a Huehuetla, Puebla, otras vías de acceso son los caminos federales número 180 en su tramo Papantla-Poza Rica y por último los caminos secundarios a las carreteras federales como lo son la carretera número 51 en la comunidad de Huayacocotla, la carretera número 895 en la comunidad Zozocolco de Hidalgo.

1.3 Delimitación del área de estudio.

La provincia está delimitada por rasgos morfológicos:

- Al norte con las Provincias Burgos y Alto de Tamaulipas
- Al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana.
- Al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (Fig. 1.1).

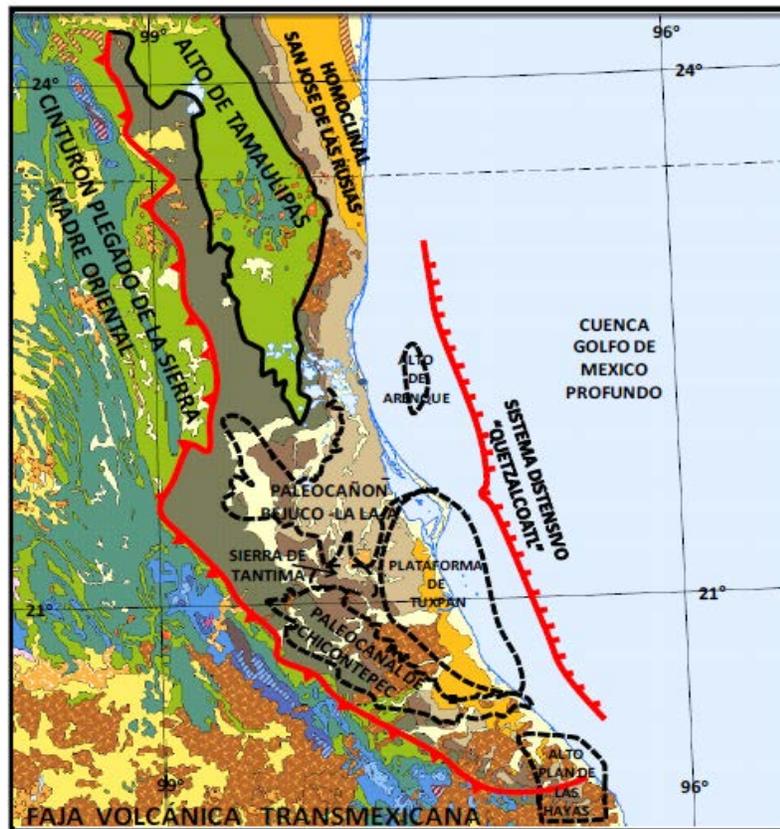


Fig 1.1 Esquema con los rasgos morfológicos (Pemex 2002).

CAPÍTULO II. GEOLOGÍA REGIONAL.

2.1 Estratigrafía local.

Formación Pimienta del Jurásico superior Tithoniano.

La Formación Pimienta aflora en una franja con orientación NW-SE, al norte de Zapotitlán de Méndez. La unidad está constituida por caliza arcillosa de color gris oscuro y negro en lugares donde la roca está fresca y con tonos cremas al intemperismo, con estratos que van desde 15 hasta 40 cm, más específicamente es un wackestone con pellets en una matriz de micrita, que se encuentra intercalada con lutitas carbonosas de color negro, de aspecto laminar en estratos de 10 a 20 cm; además se presentan lentes delgadas y bandas de pedernal negro, además de presentar un alto nivel de materia orgánica.

Formación San Andrés del Jurásico superior Kimmeridgiano.

Burckhardt en 1930 describió afloramientos de esta unidad en la región de Huayacocotla, Ver. Denominándola como cuerpo de "Calizas con Nerineas". En 1956 se identifica en esta formación en subsuelo de la Provincia Tampico-Misantla en los campos San Andrés y Poza Rica, designándola de manera informal con el nombre calizas "San Andrés".

La Formación San Andrés en la base de la sección presenta packstone de peloides, packstone-grainstone de ooides micritizados, bien clasificados, de condiciones de alta energía, con foraminíferos bentónicos (textuláridos) y fragmentos de lagas de género *Acicularia*, le sobreyace una litofacia de pellets con foraminíferos bentónicos y encima de esta última también en concordancia se tienen nuevamente packstone y packstone-grainstone de ooides micritizados y peletoides con fragmentos de foraminíferos bentónicos.

En la parte media se observa una facie postarrecifal, representada por floatstone y rudstone de corales, a la que subyacen wackestone-packstone, packstone de bioclastos y peloides micritizados.

La parte superior está caracterizada por mudstone y wackestone con bioclastos, constituyendo una mezcla de fauna bentónica de planctónica. En afloramiento presenta interestratificaciones de lutitas calcáreas laminares color negro, con un espesor total medio es de 50.5 m.

Formación Tamán del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Heim (1926) en su descripción original menciona que está constituida por caliza negra micriticristalina, estratificada, de grano fino y lutita negra. Cantú-Chapa (1969) describe a esta unidad en la región de la Huasteca como una litofacies y una biofacies uniformes, constituidas por micrita de color negro, en capas gruesas de .50 a .80 m de espesor que alterna con capas de lutita gris-negro, cuyos espesores varían de .10 a .20 m. Pessagno (1987) clasifica que el miembro inferior está constituido de caliza micritica gris oscura a negra de estratificación media a gruesa, con interlechos delgados de lutita negra; mientras que el miembro superior consiste de caliza micritica negra de estratificación delgada, con interlechos de lutita negra y limolita; estos autores agregan que se observan nódulos de caliza, que varían de 7.6 a 9 cm de diámetro en la mitad superior y en casi todo el miembro superior. En Tamazuchale, localidad tipo de la Formación Taman se estima un espesor superior a 1000 m.

Formación Santiago del Jurásico Superior Oxfordiano.

En la Formación Santiago, Reyes (1964) reconoce un cuerpo de lutitas calcáreas de color gris oscuro hasta de 40 cm de espesor, intemperizada a café pardo o café rojizo, presentan una foliación diagonal a los planos de estratificación que a veces dan lugar a apreciaciones erróneas en la medición de los datos estructurales, además poseen nódulos calcáreos intercalados.

En la localidad tipo Cantú-Chapa (1984) distingue que la parte media superior consta de tres horizontes litológicos, el primero constituido por capas delgadas de lutitas negras de color gris oscuro, que intemperiza en color café o rojizo, la cual contiene nódulos de caliza, gris oscuro con un diámetro promedio de 55 cm. Le sobreyace una intercalación de capas delgadas de caliza arcillosa, amarillo ocre con capas de lutitas calcáreas en las cuales se presentan nódulos de caliza gris oscura de 25 cm en promedio y el último constituido por capas delgadas de lutitas de color gris oscuro, con intercalaciones de capas delgadas de caliza arcillosa de color gris, todo esto con un espesor de 160 m.

A continuación se muestra la columna estratigráfica donde todavía se define el Cretácico medio, ya que está no ha sido actualizada conforme al código estratigráfico actual. (Fig. 2.1).

| PERIODO | EPOCA | EDAD | M.A | Formación | COLUMNA ESTATIGRAFICA DEL AREA POZA RICA | |
|-----------|-----------|-----------------|--------------------|---|---|---|
| TERCIARIO | Neogene | Mioceno | Med | Serravalliano 15.2 Lanchiano | Fm. Tuxpan: Areniscas y Lutitas de Ambientes Costeros , Algunos Conglomerados Fluviales forman principalmente acuíferos. | |
| | | | Inf | Burdigaliano 16.2 Aquitano 20 | Fm. Escolin-Coatzacoatlán: Lutitas, Areniscas y Lentes de Conglomerados de Aguas Someras , principalmente funcionan como roca sello. | |
| | | Oligoceno | Sup | Chattiano 25.2 | G. Palma Real: Lutitas y Areniscas de Ambiente Nerítico Interno con algunos Arrecifes pequeños. | |
| | | | Inf | Rupeliano 30 | Fm. Tantoyuca: Areniscas y conglomerados de Ambientes Deltaicos , productores de Aceite y Gas en el Campo Mecatepec. | |
| | Paleoceno | Eoceno | Sup | Priaboniano 36 Bartonian 39.4 | Fm. Guayabal: Lutitas de Aguas Profundas que sirven como excelente roca sello. | |
| | | | Med | Lutetiano 42 Ypresiano 49 | Fm. Chicontepec: Areniscas y Lutitas depositadas en Cañones y Abanicos Submarinos que forman yacimientos y se han explotado más de 14 campos productores de Aceite y Gas. | |
| | | Sup | Therapsidiano 54 | Fm. Velasco Basal: Lutitas Calcareas rojas y verdes de Aguas Profundas , funcionan como Roca sello. | | |
| | | | Inf | Daniano 60.2 | Fm. Mendez: Margas de color verde de Plataforma Externa con Globotruncanas , funciona como roca sello y es acumuladora en fracturas. | |
| | CRETACICO | Superior | Senoniano | Maastrichtiano 68.5 | DISCORDANCIA | |
| | | | | Campaniano 74 | Fm. San Felipe: Calizas arcillosas y Lutitas Bentoníticas de color azul verde con Globotruncanas . Son roca sello y acumuladora en fracturas. | |
| | | | | Coniaciano 80 | Fm. Agua Nueva: Caliza negra de Cuenca con Pedernal y Globotruncanas . es roca generadora, roca sello y funciona como roca almacenadoras en fracturas. | |
| | | | Medio | Galico | Turoniano 89 | DISCORDANCIA |
| | | | | | Cenomaniano 92 | Fm. Abra: Calizas Biógenas Arrecifales y de Laguna de Plataforma con Miliolidos , roca almacenadora por excelencia, existen más de 30 campos petroleros que forman la Faja de Oro. |
| | | | | | Albiano 96 | Fm. Tamabra: Brechas de Calizas Prearrecifales , altamente petrolífera, formando un alineamiento en donde están los principales Campos de Poza Rica. |
| Inferior | | Neocom | Tamaulipas Sup 108 | Fm. Tamaulipas Sup: Caliza gris, en partes Arcillosas, de Plataforma Externa a Cuenca , acumuladora de Aceite en calcarenitas, y fracturas. | | |
| | | | Otates | Fm. Horizonte Otates: Caliza Arcillosa Y Lutitas de Cuenca que funcionan como sello. | | |
| | | Paleogene | Maimico | Apliano 113 | Fm. Tamaulipas Inf: Calizas color café, capas de Bentonita y Calcarenitas de Plataforma, ambiente de Cuenca con Tintinidos almacena hidrocarburos en las Calcarenitas y fracturas. | |
| | | | | Barremiano 116.5 | Fm. Pimienta: Calizas Arcillosas y Lutitas negras de Cuenca , potencialmente generadora de hidrocarburos, constituye un almacén y roca sello. | |
| | | | | Hauteriviense 121 | Fm. San Pedro: Mudstone a Packstone de pelotoides y pelias fecales y bioclastos. | |
| | | | | Valanginiano 128 | Fm. San Andres: Calizas Oolíticas originadas en el Borde de Plataforma con excelente porosidad y permeabilidad, son rocas almacenadoras de hidrocarburos. Se considera un campo gigante. | |
| | | | | Berriasiense 134 | Fm. Chipoco: Packstone a Grainstone de pellets, intraclastos finos, con intercalaciones de Mudstone Dolomitizado y compacto, es una roca de Talud. | |
| | | | | 140 | Fm. Taman: Caliza Arcillosa café y ocasionalmente Lutitas negras de Cuenca . Roca generadora Y sello. | |
| JURASICO | Superior | Maimico | 145 | Fm. Cabellal: Wackstone a Packstone de peloides con cuarzo y feldespatos, se le observa una zona de idoceras. | | |
| | | | Oxfordiano | Fm. Santiago: Lutitas Negras Carbonosas y Calizas Arcillosas de Cuenca , excelente roca generadora aquí se generó la mayor parte del hidrocarburo de la cuenca. | | |
| | | | Doggeriano | Tepexic | Fm. Tepexic: Calcarenitas, Calizas Arcillosas y Bancos de Ostreas en un ambiente Costero , algunas capas pueden ser acumuladoras. | |
| | | | | Huehuetepec | Fm. Huehuetepec: Rocas Evaporíticas (Anhidrita-Sal) y Lutitas rojas formadas en Bahías de alta evaporación , de ambientes Supralitorales Sabhkas, productora de Aceite. En algunos pozos huehuetepec. | |
| | Medio | Liasico | 157 | Fm. Cahuasas: Conglomerado de Areniscas y Lutitas de color rojo, originadas en el ambiente Continental , funcionan como roca sello. | | |
| | | | Bathoniano 165 | Fm. Huayacocotla: Areniscas y Lutitas de color café oscuro a negro con intercalaciones de calizas con amonitas, pelecípodos y restos de plantas y varios lentes de conglomerados de ambientes Deltaicos? , posiblemente generadora y almacenadora. | | |
| | | | Badeniano 171 | | | |
| | | | Toarciano 179 | | | |
| | | | Pliensbachiano 186 | | | |
| | | | Sinemuriano 194 | | | |
| Inferior | Liasico | Hettangiano 201 | | | | |
| | | 230 | | | | |
| Triasico | ? | | 230 | En esta área no hay Fm. Huizachal | Basamento: constituido por Rocas Igneas Intrusivas, formadas por la solidificación de magmas que se encuentran a grandes profundidades y por rocas Metamórficas. | |

JAEC

GGAH 2003

Fig. 2.1 Columna estratigráfica. Inédita de Pemex

2.2 Geología Estructural y Evolución Geológica.

2.2.1 Geología Estructural.

La Geología Estructural de esta zona cobra gran relevancia desde la apertura del Golfo de México descrita por Pindell en 1985 hasta la Orogenia Laramide y el levantamiento de Sierra Madre Occidental, pasando por todos los aportes de sedimentos hacia las cuencas originadas en esos tiempos, dividiendo a esta zona con cuatro eventos de gran importancia. La etapa de rifting, etapa de margen pasiva, etapa de levantamiento de la Orogenia Laramide y por última una etapa de margen pasiva.

Etapa de rifting.

Esta es la primera etapa de apertura del Golfo de México desarrollada en el Triásico superior al Jurásico medio en la que se formaron fosas y altos estructurales conocidos como horst y graben producto de fallas normales a consecuencia de procesos extensionales y transtensionales a lo largo del frente de los Cinturones Orogénicos Apalachianos y Alegenianos alrededor de la periferia del Golfo de México. Estos grabens se rellenaron con lechos rojos continentales y parte de material volcánico; en el norte de México estos depósitos son conocidos como la Formación Eagle Mill y en el oeste del Golfo de México es la Formación Huizachal (Pindell y Dewey en 1982). Teniendo como gran particularidad que en el Triásico se depositaron grandes espesores de lechos rojos de origen continental, también una depositación abundante de areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas.

A principios del Jurásico inferior comienza la transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Formación Huayacocotla. está constituye una depresión irregular con edad Jurásico inferior a medio, de aguas someras a profundas, todo esto de acuerdo a un régimen de sedimentación rítmico tipo flysch (esto nos indica facies rocosas de origen sedimentario originadas por una alternancia de capas de roca tales como calizas o areniscas intercaladas con margas o arcillas). Ya en el Jurásico medio se originaron movimientos en los bloques del basamento existente (roca ígnea y metamórfica), esto provocó el paulatino retroceso de los mares, generando en el centro y oriente del país nuevas condiciones continentales, en poca palabras existió un descenso en el nivel del mar, realizándose a la vez manifestaciones de actividad ígnea que afectaron a la Formación Huayacocotla en varias localidades de la porción sur de la Provincia

Tampico Misantla, que se reflejaron a su vez en el sector oriente de la Sierra Madre Oriental (Fig 2.2).

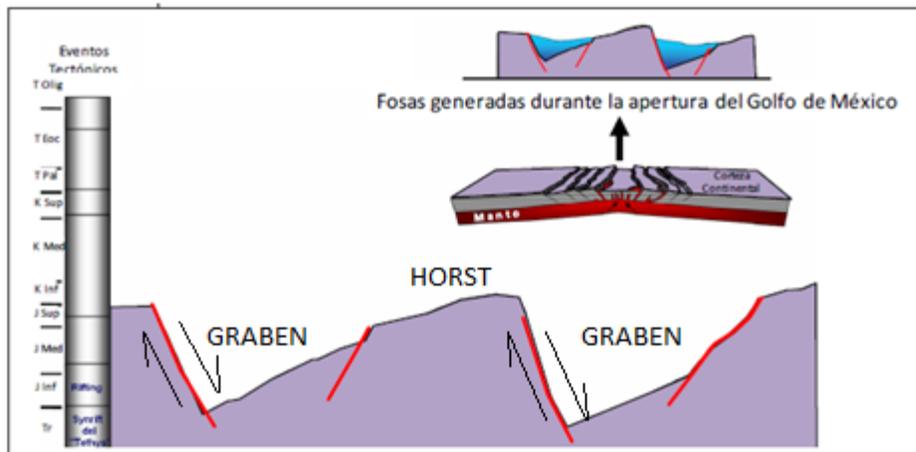


Fig. 2.2 Primera etapa de adelgazamiento de la corteza y generación de corteza nueva que funciona como el basamento de la Provincia Tampico Misantla, involucran procesos extensión generando medios horst y graben con fallas normales. (Pemex, 2002).

Etapa de margen pasivo.

En el Jurásico superior se presenta un amplio evento de margen pasivo que se relaciona con el establecimiento y sedimentación del Golfo de México. Este margen pasivo tiene gran importancia ya que contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y la delimitamos con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico medio; teniendo como referentes a la Formaciones Tamán y Pimienta (Fig. 2.3).

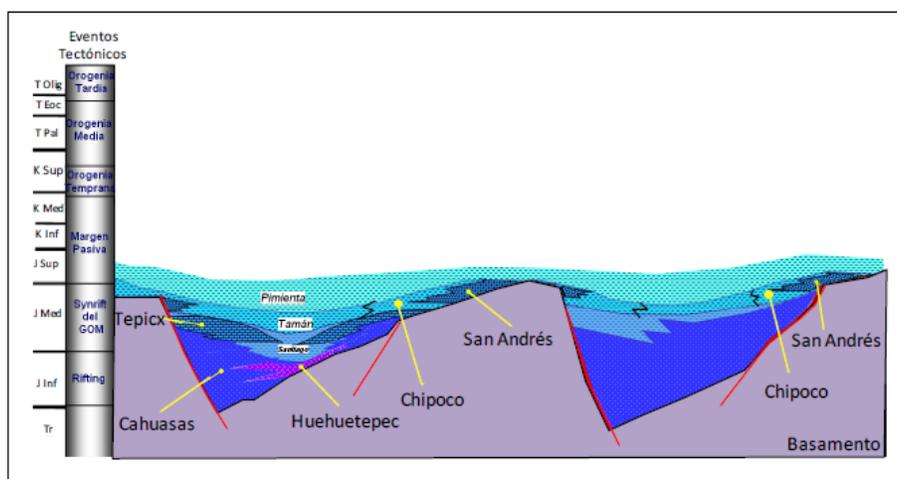


Fig. 2.3 En esta ilustración se ejemplifica la relación estratigráfica presente en las formaciones geológicas después de la etapa de margen pasivo en la cima del Jurásico. (Pemex, 2002)

Evento de levantamiento de la Orogenia Laramide,

Durante el Cretácico superior la sedimentación del margen pasivo concluyó y se dio origen a los efectos de la Orogenia Laramide que posterior dio origen al levantamiento de la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la Provincia fueron afectadas, plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación, el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan dieron origen a la cuenca de antepaís o foreland de Chicontepec, todo esto durante el Paleoceno-Eoceno, en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos tipo flysch, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec. (Fig. 2.4).

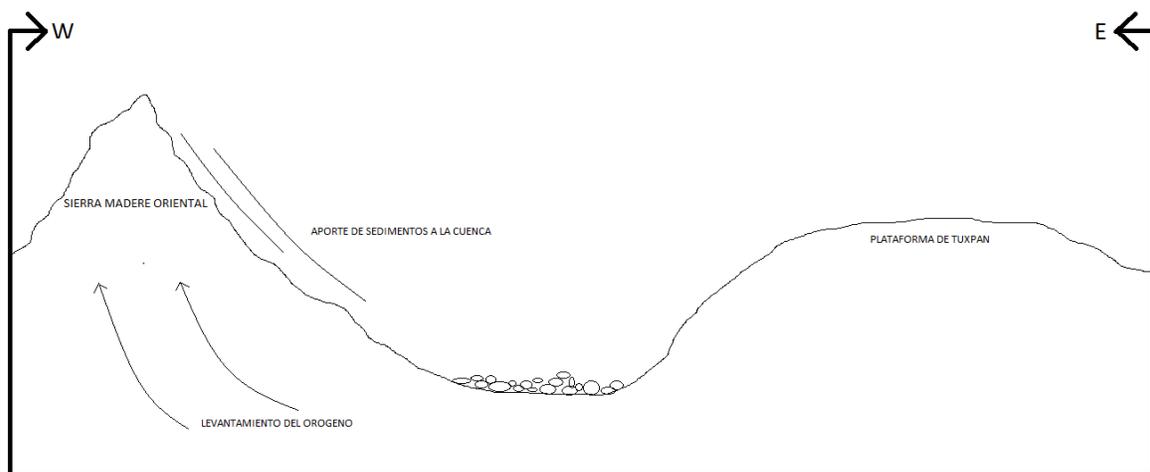


Fig. 2.4. En esta figura se representa el levantamiento de la Orogenia Laramide y su repercusión a nivel terrestre con la Sierra Madre Oriental, también se puede conocer todo el aporte de sedimentos por parte de la Sierra Madre Oriental hacia la cuenca para rellenar el paleocañon de Chicontepec.

Eta de margen pasiva post Orogenia Laramide.

Tras la culminación de la deformación en la Orogenia Laramide y relleno de la antefosa, la provincia se transformó a un dominio de margen pasiva. Después debido a la carga sedimentaria ocasionada por el paquete del terciario depositado sobre la margen continental provocó el acomodamiento y el basculamiento de esta provincia con dirección hacia el Golfo de México (Fig. 2.5). La Formación Tuxpan al ser la más reciente sigue aportando sedimentos.

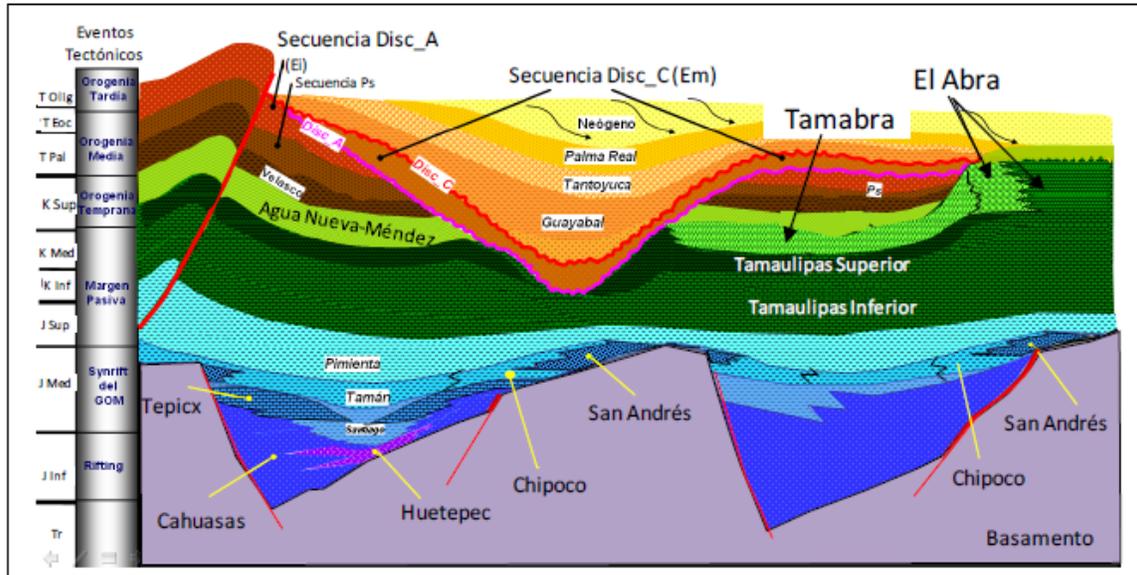


Fig. 2.5. Podemos observar la sedimentación en la antifosa y las Formaciones que se fueron generando durante este periodo, teniendo importancia económica las Formaciones Abra y Tamabra como roca generadora y como roca almacén respectivamente. (Pemex, 2002)..

2.2.2 Evolución Geológica.

Tríasico.

Las rocas sedimentarias más antiguas de la columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, descansan discordantemente sobre un basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas con una edad Triásica que ha sido perforado por diversos pozos en el sur de la Provincia Tampico-Misantla y en la Plataforma de Tuxpan, a diferentes intervalos que van desde 2440 a 4181 m.

Jurásico Inferior.

Sobre el basamento subyace discordantemente la Formación Huayacocotla, ésta formación fue ocasionada por una invasión marina que provino del Océano Atlántico, en 1940 fue descrita por los autores Imlay, R.W, Cepeda E. y Álvarez, M. Díaz, en la porción occidental y centro de la Provincia Tampico-Misantla está compuestas por areniscas y lutitas de color café oscuro e intercalaciones de calizas con abundancia de fósiles de amonitas y restos de plantas, en función del sistema petrolero sirve como una roca generadora y/o una roca almacén.

Jurásico Medio.

Dentro del Jurásico medio está la Formación Cahuwasas, representada en la porción oriental y sur de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, constituida por

conglomerados de areniscas y lutitas de color rojo derivadas de un depósito de rocas continentales, y que dentro del sistema petrolero funcionan como una roca sello, fue descrita por Carrillo-Bravo, J. En 1965. La Formación Huehuetepec del Calloviano fue descrita en 1970, está representada por rocas evaporíticas (Sal-Anhidrita) y lutitas rojas, formadas en bahías de alta evaporación. Como última y estratigráficamente discordantemente ésta la Formación Tepexic, también del Jurásico medio Calloviano, fue descrita por Bonet M F. y Carrillo-Bravo J. en el año de 1961, está definida por calcarenitas, calizas arcillosas y bancos de ostras de un ambiente costero, bajo estas condiciones puede funcionar como una roca generadora en el sistema petrolero.

Jurásico Superior.

La formación Santiago del Jurásico superior Oxfordiano está compuesta por lutitas negras y calizas arcillosas, descrita por Cantú-Chapa A. Su función dentro del sistema petrolero es de una buena roca generadora, en esta formación se generó la mayor parte del hidrocarburo de la presente en esta zona. Después descansando concordantemente a esta formación encontramos a las unidades Tamán y Pimienta, descritas por Heim, A. En el año 1926 ambas de Jurásico superior, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente, la primera representada por calizas arcillosas de color café y ocasionalmente lutitas negras, ocasionadas por una inundación ya que toda la región fue cubierta por el mar, dentro del sistema petrolero funciona como una roca generadora y/o roca sello. Subyaciendo a esta formación están los sedimentos de la Formación Pimienta, estando constituida por calizas arcillosas y lutitas negras de cuenca, y dentro del sistema petrolero tiene potencial como roca generadora de hidrocarburos en yacimientos no convencionales ya que funciona como roca almacén y/o roca sello.

Cretácico Inferior.

Al iniciar el Cretácico inferior sigue la transgresión marina, pero las aguas son más puras y el clima es más adecuado para el crecimiento de arrecifes sobre las plataformas, por ejemplo la plataforma de Tuxpan. El Cretácico inferior está definido por cuatro unidades, las primeras dos concordantes a las ya establecidas son la Formación Tamaulipas inferior descrita por Stephenson L.W. En 1922 y Formación Otates descrita por Muir J.M. En 1936, la primera está representada por calizas de color café, capas de bentonita y calcarenitas de plataforma de un ambiente de cuenca, su importancia en el sistema petrolero es que es una roca almacén, la segunda está constituida por calizas arcillosas y lutitas de cuenca, dadas estas características estratigráficas hacen una buena roca sello dentro del sistema petrolero. Las dos últimas del Cretácico inferior son las Formaciones Tamaulipas superior que es concordante a las dos primeras y formada por calizas grises y en partes también con arcillosa, y la Formación Tamabra que es discordante a las últimas tres y está definida por brechas de calizas prearrecifales altamente petrolíferas, ambas fueron descritas por Heim A. En 1940.

Cretácico Superior.

Después para el Cretácico superior existió un cambio brusco de depósito, provocado por el incremento de material terrígeno, así se establecen las Formaciones El Abra descrita por Heim A. En 1940, Agua Nueva descrita en 1922 por Stephenson L. W. San Felipe establecida en 1910 por Jeffreys, G. y Méndez descrita por De Galyer, E. L. La primera ésta representada por calizas arrecifales y su función en el sistema petrolero es de una buena roca almacenadora, está formación constituye la llamada Faja de Oro, la segunda está definida por calizas negras de cuenca con lentes de pedernal y tiene su importancia en yacimientos no convencionales ya que funciona como roca generadora y/o roca sello y en algunos lapsos donde esta fracturada funcionan como roca almacén; por último las Formaciones San Felipe está representada por calizas arcillosas y lutitas bentónicas de color azul verdoso y funciona como roca sello y donde esta fracturada como roca almacén y la Formación Méndez que está formada por margas de color verde de un ambiente de plataforma externa y dentro del sistema petrolero funcionan como roca sello.

Terciario-Paleoceno.

En el Paleogeno se encuentran las Formaciones, Velasco descrita por Cushman, J. A. En 1924, definida por el relleno de sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos, esta formación funciona como roca sello en el sistema petrolero; y la Formación Chicontepec descrita por Dumbie, E. T. En 1928, derivada de un gran volumen de depósitos de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico; esta formación tiene un lugar especial dentro de la Provincia Tampico-Misantla ya que dentro se desarrollaron más de 14 campos productores de gas y aceite.

Terciario-Eoceno.

En el Eoceno medio se presenta la Formación Guayabal descrita por Cole, W. S. en 1927 y definida por lutitas de aguas profundas que sirven como una buena roca sello. Después se define la Formación Tantoyuca descrita por Ickes, E. L. En 1913, que la constituyen facies arenosas conglomeráticas de origen deltaico y constituidas por lutitas calcáreas rojas y verdes de aguas profundas, y que tienen como función dentro del sistema petrolero el de una roca sello.

Oligoceno-Mioceno.

Durante el Oligoceno el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones, propiciando el depósito de sedimentos arcillosos y en ocasiones conglomerados que definen a la Formación Palma Real. Concluyendo con la columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla durante el Mioceno están las Formaciones Escolin-Coatzintla descrita por Barker, R. W. en 1936 y Tuxpan descrita por Thalmann, H. E. en 1935. La primera está formada por lutitas, areniscas y lentes de conglomerados y su función es la de roca sello y la segunda

está constituida por areniscas y lutitas de ambiente costero, algunos conglomerados fluviales formando principalmente acuíferos.

CAPÍTULO III. REGISTROS GEOFÍSICOS.

3.1 Introducción.

En este trabajo de investigación se va a tomar como herramienta los registros geofísicos, para hacer una comparación de la estratigrafía descrita con anterioridad y la tomada con un registro geofísico, siendo esta herramienta relativamente antigua en cuestión a la investigación de su aplicación a la industria petrolera.

La definición de un registro geofísico de pozo “es toda aquella obtención gráfica de una característica física de una roca y minerales dentro una estructura que es atravesada por un pozo, en función de la profundidad” (Halliburton, 2004). A principio del siglo XX se desarrollaron para la medición e interpretación de las resistividades en depósitos metálicos; sin embargo el verdadero auge de los registros geofísicos parte en la industria petrolera, ya que tiene gran importancia económica para todo el mundo.

Pero el principal objetivo de la gran mayoría de los registros de pozos y las herramientas empleadas actualmente en la industria petrolera se enfocan en la interpretación y definición del contenido de hidrocarburos, así como para poder definir y caracterizar las propiedades petrofísicas y litológicas de la formación que los contiene, como lo son: porosidad, litología y cuantitativamente la saturación de fluidos de la formación. Recordando que en el pasado, la única manera de conocer estas propiedades era la inspección y análisis de los recortes litológicos que salían a superficie al momento de la barrenación, todo esto de una manera directa pero con un cierto tiempo de atraso. Hoy en día sin embargo, la interpretación de los registros geofísicos de pozos ha permitido suprimir esta técnica pudiendo tomar decisiones en tiempo real, además de permitir tener una mejor correlación estratigráfica del subsuelo para la evaluación del potencial petrolero que pueda brindar una cierta área o localidad, siendo la correlación clave importante de este trabajo.

La utilidad no sólo se encuentra en la búsqueda de hidrocarburos en yacimientos petroleros, sino que también tiene muchas otras aplicaciones en las distintas áreas que componen a las Ciencias de la Tierra, para la geotermia para la identificación de intervalos de interés para la generación de energía eléctrica, en hidrogeología para encontrar intervalos potenciales en acuíferos y como ya se había mencionado en párrafos anteriores en la exploración minera para identificar mineralizaciones en los macizos rocosos y así ampliar las posibilidades de explotación.

El comienzo de los registros se remonta a los inicios del siglo XX. Los pioneros en los experimentos de prospección para el estudio del subsuelo fueron los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger en 1912, ingenieros de la Escuela Politécnica y de la Escuela Central de Paris, Francia, estos personajes ilustres desarrollaron un método de investigación que consistía en enviar una corriente eléctrica al subsuelo e inducirla entre 2 varillas metálicas, y en dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en la superficie. La respuesta del experimento de prospección les permitió conocer la naturaleza y la configuración geométrica de los distintos cuerpos atravesados por el campo eléctrico, en un inicio era poco el alcance de la corriente eléctrica inducida.

Desde comienzo de 1912 a la Primera Guerra Mundial, el método fue mejorado en la técnica de medida, siendo cada vez más preciso y con mayores alcances, así como en la interpretación de resultados. Para 1920, Conrad Schlumberger y su hermano Marcel se comenzaron a dedicar de lleno a la prospección del subsuelo, y fue para el año de 1927 cuando ambos efectuaron algunos registros de resistividad en forma experimental con el objeto de localizar formaciones productoras de hidrocarburos. Oficialmente, el primer registro eléctrico llevado a cabo con éxito el día 5 de septiembre del año de 1927 en un pequeño campo petrolero llamado Pechelbronn, por los ingenieros petroleros Henri Doll, Charles Sheibli y Roger Jost en Alsace-Lorraine, Francia.

Desde entonces y a la fecha, se han venido desarrollando y mejorando los diferentes equipos que tratan de obtener en forma casi directa, los valores exactos de las propiedades físicas y químicas de las rocas atravesadas durante la perforación. Siendo un negocio muy rentable para las compañías especializadas y para los ingenieros expertos. Pero fue 8 años después de que los hermanos Schlumberger desarrollaron su registro eléctrico, que éste se introdujo comercialmente con fuerza en Estados Unidos, Rusia y Venezuela, y un poco más tarde, en las Indias Orientales Holandesas.

Las rocas sedimentarias son las que más se han estudiado a partir de los registros geofísicos, motivo por el cual se verán a continuación dos ejemplos, los cuáles son las características generales (Tabla 3.1).

| ROCAS SEDIMENTARIAS/PROPIEDADES FÍSICAS | ARENISCA | CARBONATADAS |
|---|--|---|
| Porosidad | Hasta un 40 % Cuando tienen valores menores del 7 % en zonas con gas y del 8% en zonas con aceite. | Menores de un 40 % El límite comercial es del 4 %. |
| Permeabilidad | La Permeabilidad será muy baja o nula. El límite comercial es del orden del 9 %, cuando existen Yacimiento en este orden se puede referir a que la herramienta no pudo realizar una medición correcta ya que el paquete de rocas es demasiado pequeño. | |

Tabla 3.1. En esta tabla se definen dos ejemplos de rocas sedimentarias con sus respectivas propiedades físicas importantes en los registros geofísicos.

3.2 CLASIFICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS.

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las herramientas nucleares o acústicas.

Las herramientas nucleares utilizaban fuentes radioactivas. Miden la forma de la interacción de las partículas que irradia la fuente y la herramienta, por medio de esta propiedad se pueden conocer ciertas características de la fuente, que en este caso es una roca.

Hoy en día existe una gama muy amplia de registros geofísicos operando en la industria petrolera, todo para obtener ciertas características del subsuelo, en función de sus propiedades físicas y litológicas. (Fig. 3.1). Sin embargo, no hay que perder de vista que se deben reconocer los factores que puedan estar involucrados en un yacimiento al momento de la toma de los registros, mismo que pueden ser calibrados en la herramienta. De toda esta gama los podemos clasificar de 2 maneras: de acuerdo a la propiedad física medida de la formación, ya sea de forma directa o indirecta, así como también de acuerdo al principio físico de medición que utiliza la herramienta, siendo de esta última manera enumeradas en la siguiente lista.

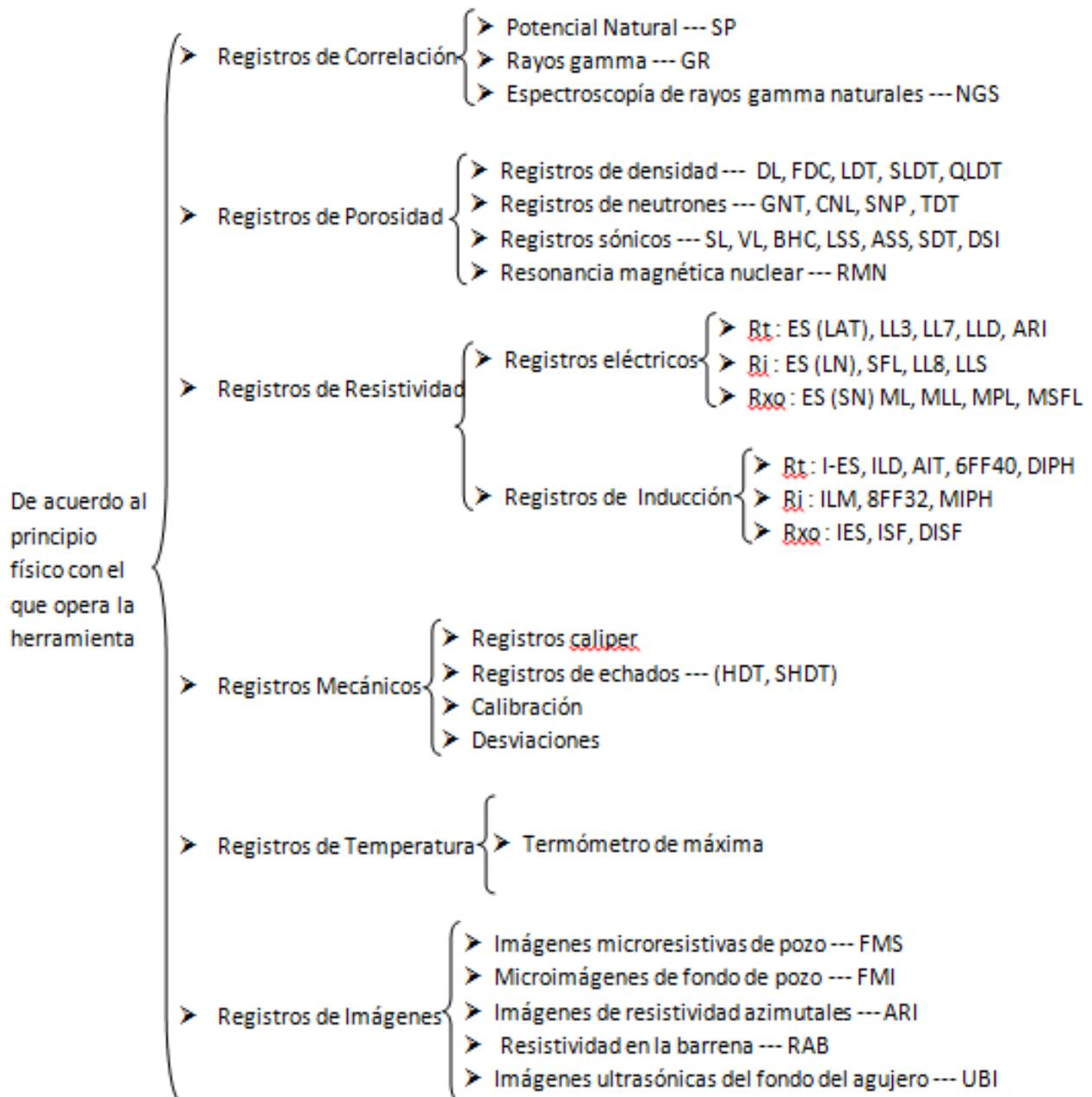


Fig.3.1 En esta figura se presenta la clasificación de los Registros Geofísicos de acuerdo al principio físico con el que opera la herramienta. (Arroyo-Roig).

3.2.1 Rayos Gamma GR

La herramienta de Rayos Gamma mide radioactividad natural de las formaciones y es útil para detectar y evaluar depósitos minerales radioactivos tales como el potasio y el uranio. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias, es decir, poco contenido de arcillas, usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radioactivos, tales como cenizas volcánicas o aguas en formación con sales disueltas de potasio (Fig. 3.2 y 3.3).

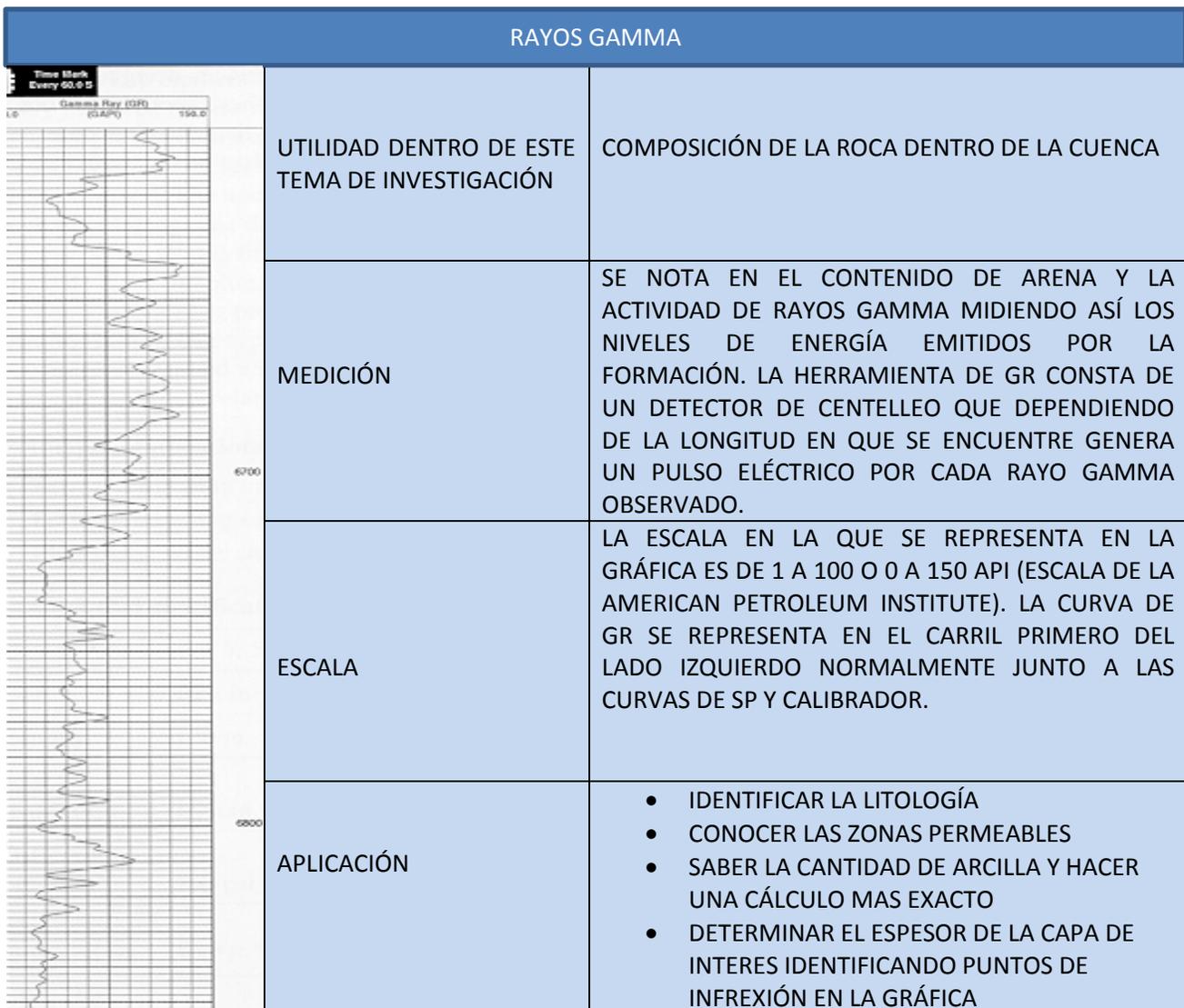


Fig. 3.2 Representación de la Curva de Rayos Gamma, en esta gráfica es fácil distinguir paquetes de roca que presentan arcillas, ya que estas por su contenido radioactivo desplazan la curva hacia la derecha y una baja cantidad de arcillas o elementos radioactivos presenta la curva para el lado izquierdo, la escala en la cual está establecida la gráfica es grados API.

Typical Gamma Ray Responses

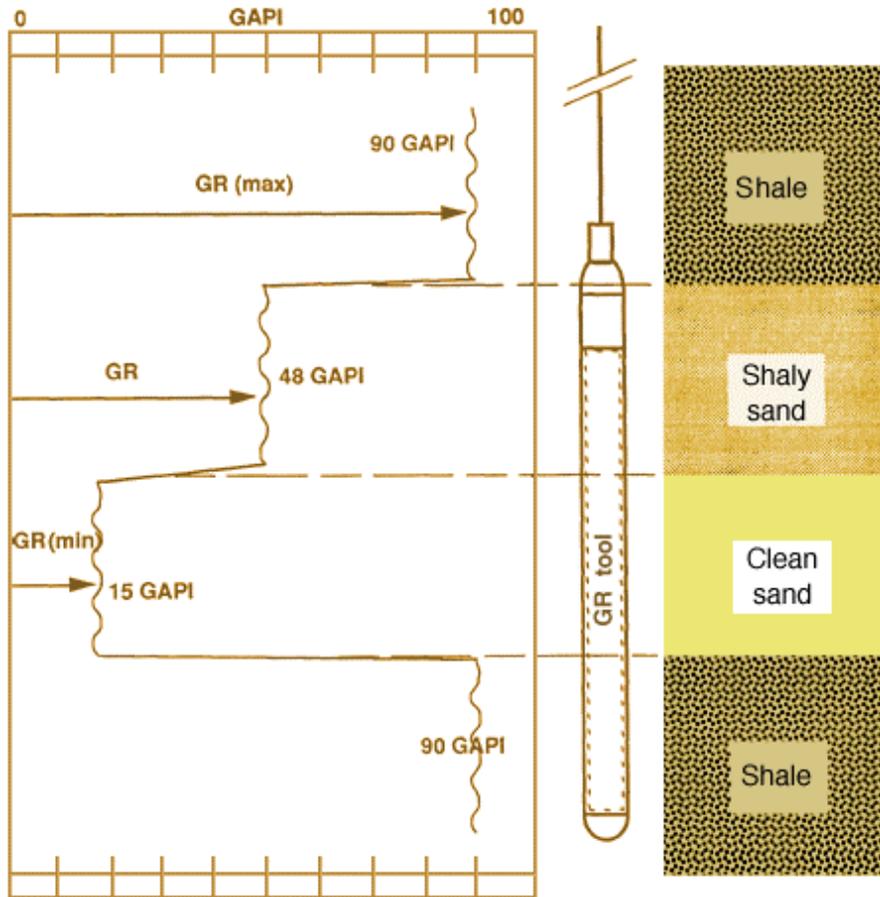


Fig 3.3 En la gráfica se describe el comportamiento de la curva de GR, dentro del agujero de perforación. (Halliburton 2002).

3.2.2 Potencial Espontáneo SP

Al Potencial Natural o Espontáneo, también mencionado y abreviado por sus siglas en inglés SP, se le define comúnmente como “la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro electrodo móvil en el lodo dentro del pozo, en función de la profundidad” (Halliburton, 2004). La existencia de este fenómeno ya se conocía ampliamente desde 1931 cuando fue realizado por primera vez un registro comercial por los hermanos Schlumberger, y constaba de graficar la respuesta de la formación (un potencial) aún cuando no se estuviera induciendo corriente alguna en el pozo.

En el campo, la medición del SP se obtiene mediante un electrodo que va acoplado en la misma sonda con la que se obtienen simultáneamente otros

registros como el de Rayos Gamma y Resistividad, así como también por medio de otro electrodo montado en superficie en un medio húmedo que bien puede ser la presa de lodo de perforación, o algún agujero. Este principio tiene como fin hacer que la sonda realice un solo viaje y así tomar diferentes mediciones de las propiedades que existen en un pozo o las mínimas necesarias para hacer cálculos necesarios.

Aunque no hay una relación directa entre la magnitud en la reflexión del SP y la permeabilidad, en general una deflexión negativa (hacia la izquierda de la gráfica) indica una zona permeable (indica que el lodo es más dulce que el agua de formación). Se debe tener en consideración lo siguiente:

Las deflexiones del SP son reducidas por la arcillosidad. Las transiciones del SP están bien definidas en formaciones de baja resistividad como son las arenas, pero son más graduales en formaciones altamente resistivas como por ejemplo los carbonatos. El SP no es útil en lodos no conductivos (Fig. 3.4).

En presencia de aquellos intervalos estratigráficos con una correspondiente litología de lutitas, el registro SP por lo general da una respuesta, y se define como una línea más o menos recta a la cual se le denomina línea base de lutitas. No obstante, la posición de la línea de referencia de las lutitas en el registro no tiene un significado útil para pronósticos de interpretación.

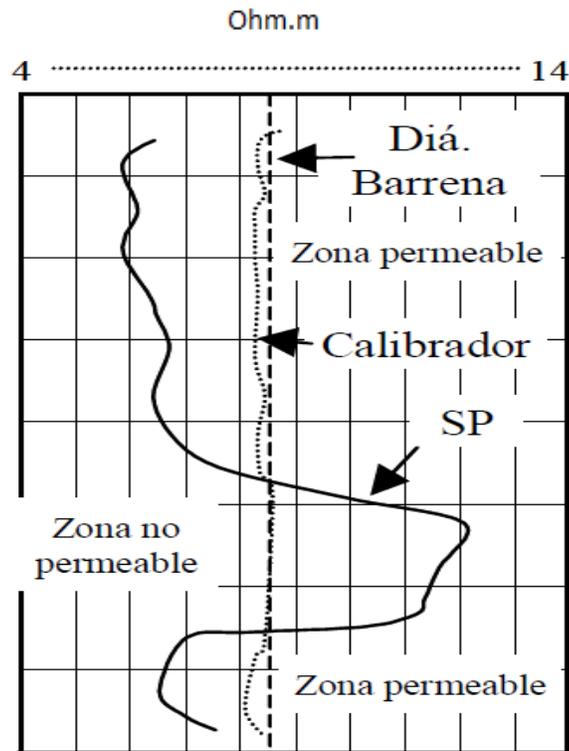


Fig. 3.4 Representación de curva del SP, en las zonas de alta permeabilidad donde la curva se desplaza para la izquierda nos refiera a que en ese paquete de roca contienen arcillas. Las escalas más utilizadas son de 10 y 20 mV por división, o sea 100 o 200 mV para el desplazamiento total de la curva del SP. (Halliburton 2002).

Con lodos ordinarios (lodos base agua), la curva del SP o potencial espontáneo de las formaciones permite:

- Determinar intervalos permeables
- Delimitar capas
- Correlación entre capas
- Determinar la resistividad del agua intersticial de las formaciones
- Determinar de forma cualitativa la cantidad de lutita existente en una capa

Sin embargo, no es posible registrar una curva de SP en pozos con tuberías de revestimiento (TR) o bien en tuberías de producción (TP) metálica, o cuando se utilizan fluidos de perforación no conductores, ya que en estos casos no existe una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación que permita obtener esta propiedad. Adicionalmente, si las resistividades del filtrado del lodo y de los fluidos de la formación son muy semejantes, las deflexiones que se presenten en la curva del SP serán mínimas y por lo tanto, no son significativas.

3.2.3 Caliper.

El registro de Caliper es una herramienta de pozos que proporciona una medición continua del tamaño y la forma de una perforación, tubería o paso previo para una correcta cementación a lo largo de la profundidad del pozo.

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros geofísicos, los petrofísicos lo utilizan para tener un mejor control de calidad y así también constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no almacenadores.

Las aplicaciones del registro de caliper:

- Tomar medidas de diámetro en el pozo
- Medir las variaciones del diámetro a través de tubería para conocer su estado físico.

El registro en la herramienta caliper da la variación del diámetro del agujero durante la perforación, conforme va avanzando la perforación va tomando datos mediante el uso de dos brazos articulados que se empujan contra la pared del pozo, cada brazo está conectado a un potenciómetro, entonces así se crea una señal eléctrica variable que representa la forma cambiante del diámetro en la perforación. Esta variación se produce por la diferencia de diámetros y después de hacer la calibración adecuada desde antes de introducir la herramienta al agujero, el registro de caliper se imprime como una curva continua de valores de diámetro dentro agujero con respecto a la profundidad.

3.2.4 Resistividad.

Es la medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material. Es una de las propiedades más importantes en registros geofísicos de pozos. Las unidades en las cuales se mide este ohm-m.

Los parámetros que se pueden cuantificar a partir de registros geofísicos de pozos son la porosidad y resistividad. La saturación de agua se puede calcular por la ecuación de Archie.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \dots (1)$$

Dónde:

R_w: Es la resistividad del agua de formación

R_t: Es la resistividad verdadera de la roca en su estado natural sin contaminación del filtrado del lodo.

n: Es el componente de saturación

F: Es el factor de formación en cual se define como la resistividad de una roca 100% saturada con un flujo (generalmente agua salada) entre la resistividad del agua que la satura.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots (2)$$

Este factor se puede relacionar con la porosidad a través de la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots (3)$$

Dónde:

a y m depende de la geometría interna y del tipo de porosidad de la roca y cuando se tiene rocas de tipo granular se utiliza:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \dots (4)$$

Expresión que es conocida como relación de Humble, mientras que para las rocas carbonatadas:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \dots (5)$$

Cuando se tiene lutita, arcilla, anhidrita, yeso o gas, la expresión 3 no se conserva, por lo que en dicha saturación se requiere de un número mayor de registros para hacer correcciones que eliminen la influencia de estos elementos.

Para hacer una óptima utilización de la saturación se requiere realizar algunas aproximaciones una de ellas es la de hacer el cálculo de la resistividad del agua de formación. Es bien conocido que la resistividad cambia conforme la profundidad avanza, como también sabe que además que el gradiente geotérmico también aumenta con la profundidad. En el campo se mide la temperatura en el fondo del agujero y en la superficie, y se considera un gradiente lineal que aumenta a profundidad.

Cabe aclarar que también en la solución de la ecuación de Archie se necesita determinar la resistividad de la zona virgen (R_t) y la resistividad del agua en esta zona (R_w).

3.2.5 Porosidad.

Porosidad es la fracción del volumen de una roca, susceptible de ser ocupado por un algún fluido. Podemos distinguir diferentes tipos de porosidades:

- **Porosidad total:** Es la relación del volumen total de espacios “vacíos” existentes entre los elementos minerales de la roca, al volumen total de la roca.

$$\text{Porosidad Total} = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_s} \quad \text{donde,}$$

V_p = Volumen de espacios “vacíos”. En realidad generalmente ocupados por fluidos como agua, gas o aceite.

V_s = Volumen ocupado por los elementos sólidos.

V_t = Volumen total de la roca.

También la porosidad total la podemos observar escrita en algunos libros de esta manera:

$$\text{Porosidad Total} = \text{Porosidad 1} + \text{Porosidad 2}$$

Porosidad 1: Es la porosidad primaria, la cual puede ser intergranular o intercrystalina, todo depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos, este tipo de porosidad es la que comúnmente se encuentra en las rocas clásticas.

Porosidad 2. Es la porosidad secundaria, formada por varias vesículas o cavernas causadas por disolución de la matriz. Es común encontrarla en rocas de origen químico u orgánico.

- **Porosidad Interconectada:** Es aquella formada exclusivamente por aquellos poros que están conectados entre sí.
- **Porosidad Potencial:** Es aquella parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales entre los poros es lo suficientemente grande, para permitir que los fluidos fluyan.
- **Porosidad efectiva:** Es el término **usado exclusivamente en el análisis de registros de pozos**. Es la porosidad accesible a los fluidos libres, excluye por lo tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligadas a las partículas de arcilla.

3.2.6 Saturación: Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con un fluido.

$$S = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen del poro}} \text{ en } \%$$

3.2.7 Permeabilidad: Es la medida de capacidad del medio para transmitir fluidos. Esta es una característica física de la roca que depende del arreglo de los granos, partículas, cementante y arcilla.

3.3 Aplicación de los Registros Geofísicos en un caso real.

Por su gran cualidad de identificación de estratigrafía en paquetes de roca se va a realizar una relación entre registros geofísicos (Rayos Gamma y Potencial Natural, Resistividad, Caliper y Porosidad) y la estratigrafía presente en la provincia, esta última presentada en capítulos anteriores. Los registros geofísicos que se van presentar son de pozos ubicados en la porción centro de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla y su nombre ha sido cambiado con fines meramente de ejemplos y los nombres reales son propiedad de Petróleos Mexicanos (Pemex).

Lectura de los registros geofísicos.

Sin menospreciar todos los componentes de la impresión de un registro geofísico de pozo, solo se mencionarán dos aspectos importantes para hacer una interpretación adecuada, ya sea con un software o en papel.

Centraremos nuestra atención en dos aspectos importantes.

- El encabezado del registro
- Cuerpo de los carriles (curvas, unidades).

En este trabajo de investigación trabajé con tres pozos de la porción centro de la Provincia Tampico-Misantla, de los cuales hice un análisis de sus registros geofísicos con las curvas, SP, GR, CALI, ILD, LLD, SN, RHOB, DT, SFLA, MNV, MNOR Y NPHI, las cuales ya fueron descritas con anterioridad y por medio de estas curvas hice un análisis cualitativo de la estratigrafía presente en cada pozo y representativo de la zona centro.

POZO LEON-1

El primero es el pozo LEON-1, en la (Fig. 3.6) se presenta un primer recuadro llamado encabezado, en él se tienen datos del pozo que son importantes, estos datos van desde el nombre del pozo, pasando por su ubicación y hasta algunos datos para hacer correcciones en las interpretaciones de registros geofísicos.

En el segundo recuadro se presenten cuatro carriles horizontales, en los cuales están representadas las gráficas de las diferentes herramientas que fueron introducidas en el pozo, ya sea en agujero descubierto o cubierto.

PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA

POZO: LEON-1

STRT .M 1439.9520
STOP .M 2124.9900
STEP .M 0.1524
NULL . -999.25
COMP .
WELL . LEON-1
FLD . 12102
WELL ID
LATI .DEG
LONG .DEG

: START DEPTH
: STOP DEPTH
: STEP
: NULL VALUE
: COMPANY
: WELL
: FIELD

: LATITUDE
: LONGITUDE

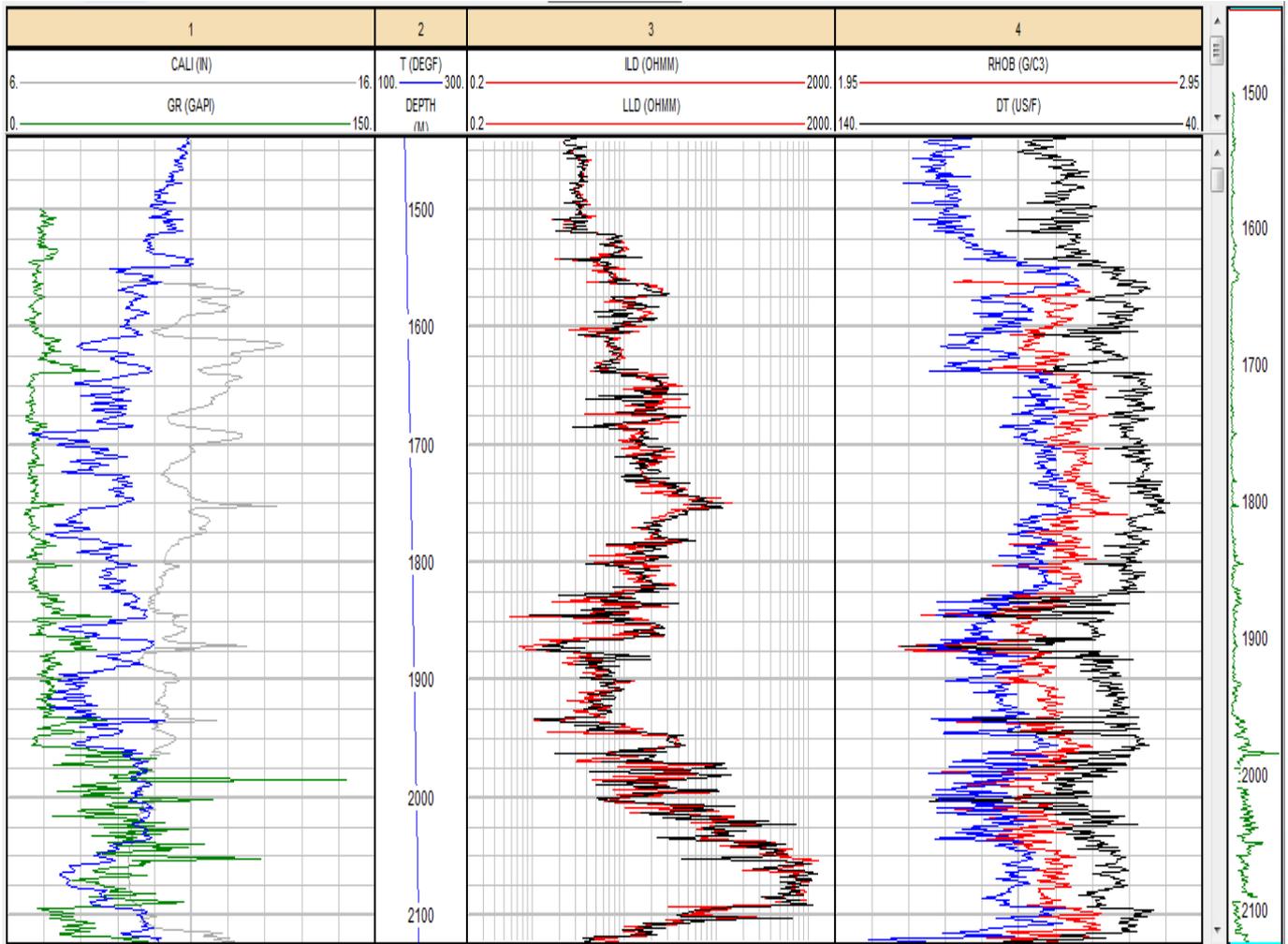


Fig. 3.6 Registro geofísico del pozo LEON-1 de la porción centro de la Provincia Tampico-Misantla.

En el primer carril esta representadas las curvas Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo o Natural (SP) y registro de Caliper.

En el segundo carril se encuentra representada la gráfica de temperatura, la cual representa un gradiente geotérmico definido por la profundidad, la cual está descrita en grados centígrados.

En el tercer carril están graficadas las curvas de resistividad (ILD y LLD), descritas en este mismo capítulo. En el cuarto carril esta graficada la curva de porosidad (NPHI) y la curva de densidad (RHOB), también descritas en este mismo capítulo.

En este pozo se presenta el problema de que el registro no llega al intervalo de interés en Jurásico superior, este pozo solo llega al Cretácico, por lo cual solo podemos utilizar como para hacer una correlación con los demás pozos.

Para hacer un mejor análisis cualitativo y cuantitativo es recomendable tomar los Registros Geofísicos del mayor número de pozos, pero en este caso por cuestiones burocráticas solamente se tomó en cuenta tres pozos, de los cuales sus nombres fueron inventados ya que no son importantes para este trabajo.

POZO ALI-1

El segundo registro de pozo ALI-1 está representado en la (Fig. 3.7), se presenta el encabezado con sus datos primordiales; como ya como segundo plano están las curvas de las herramientas que fueron introducidas en agujero.

En el segundo recuadro se tiene 3 carriles horizontales. En el primer carril esta graficada la curva del Potencial Natural (Sp), en el segundo carril se establece la gráfica de profundidad la cual marca la profundidad total del pozo y por último en el tercer carril se grafican las curvas de Resistividad (LLD y SPLA).

En este pozo debido a su poca información y sus pocas curvas no se puede hacer un interpretación adecuada, este problema se presenta en muchos pozos de la Provincia

PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA

POZO: ALI-1

STRT .M 300.00000
 STOP .M 2293.00000
 STEP .M 0.15240
 NULL . -999.25
 COMP . PETROLEOS MEXICANOS
 WELL . ALI-1
 FLD . ALI-1
 STAT . HIDALGO
 CNTY . HUAUTLA
 CTRY . MEXICO
 DATE . 07-APR-90
 UWI . 1022311758
 SRVC . PEMEX

: PROFUNDIDAD INICIAL
 : PROFUNDIDAD FINAL
 : INCREMENTO
 : VALOR NULO
 : COMPANIA
 : NOMBRE DEL POZO
 : CAMPO
 : ESTADO
 : MUNICIPIO
 : PAIS
 : FECHA
 : VALOR UNICO DE REGISTRO
 : COMPANIA DE SERVICIO

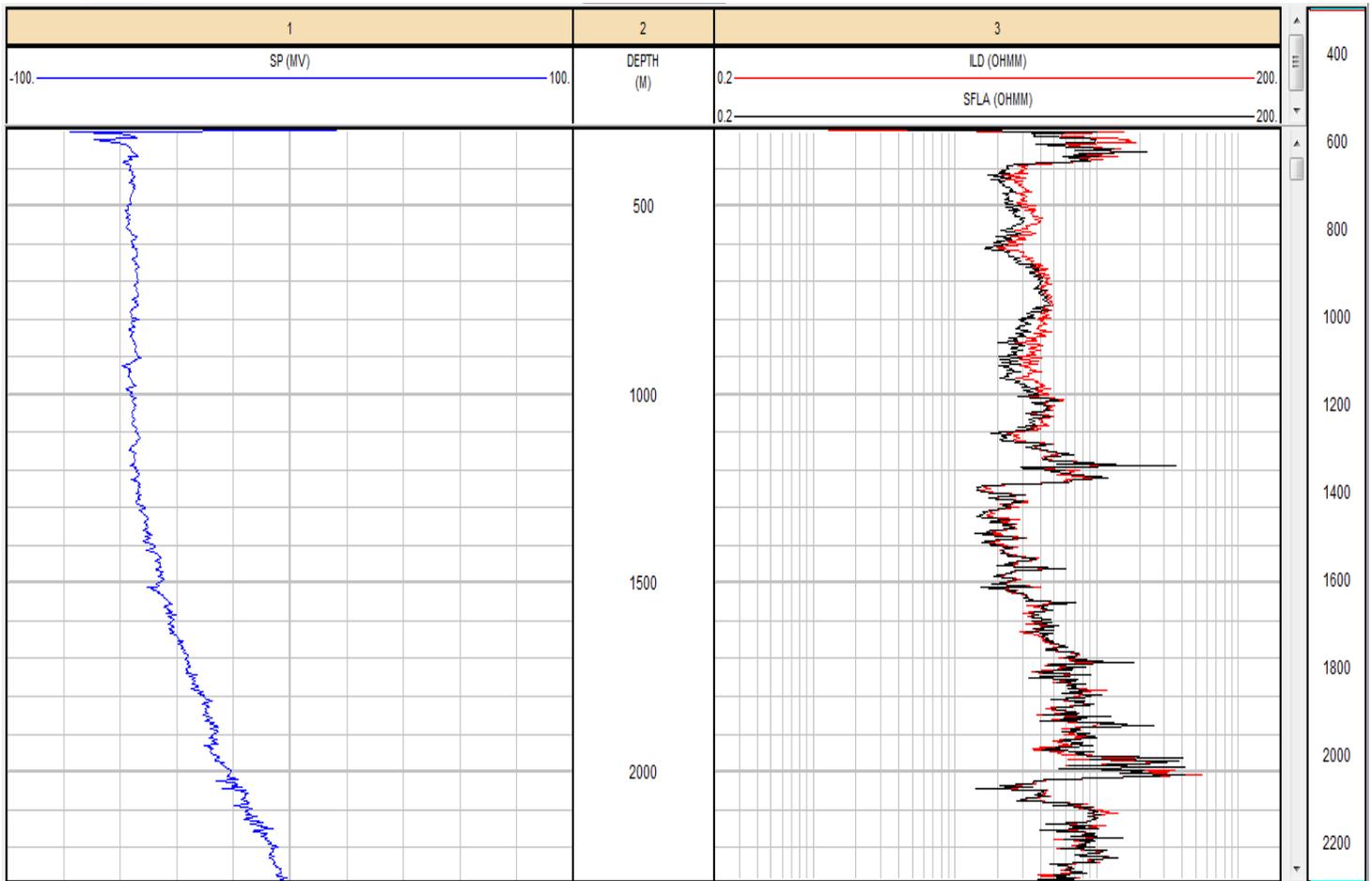


Fig. 3.7 Registro geofísico del pozo ALI-1 de la porción centro de la Provincia Tampico-Misantla.

POZO LEON-2

El pozo LEON-2 tiene cinco carriles, en el primero se presentan tres curvas, la de Potencial Natural o Espontáneo (Sp), Rayos Gamma (GR) y registro de Caliper, en el segundo carril está graficada la curva de Temperatura (T), en el tercer carril están graficadas las curvas de Resistividad (ILD y MLL), en el cuarto carril se observan las curvas MNV y MNOR, entre estas dos curvas podemos conocer el enjarre que se generó en la perforación, el enjarre lo conocemos mediante la diferencia entre estas dos curvas, esto nos ayuda a saber cuáles son las zonas más permeables, la presencia de enjarre detectada con el calibrador del pozo (diámetro leído ligeramente menor que el diámetro de la barrena) es también un índice de permeabilidad. Las capas permeables se identifican mediante los registros geofísicos, por medio de la curva del Potencial Natural (Sp) o de la evidencia de invasión (separación de las curvas de resistividad a diferentes profundidades).

El Jurásico superior comienza en la profundidad 2950 m, en esta profundidad se encuentra el intervalo de interés, coincide con el aumento en el enjarre ya que la mayoría del Jurásico superior existe una gran permeabilidad.

A 4045 m termina el intervalo de interés del Jurásico superior, como lo mencione en el párrafo anterior se sabe su gran potencial de permeabilidad, esta propiedad funciona de gran manera como roca generadora con la Formación San Andrés (Fig. 3.8).

PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA

POZO: LEON-2

STRT .M 251.0000
 STOP .M 1514.8532
 STEP .M 0.1524
 NULL . -999.25
 COMP . PETROLEOS MEXICANOS
 WELL . LEON-2
 FLD . 10934
 LOC . X= Y=90,751 Y; 2, 220, 125.27

: START DEPTH
 : STOP DEPTH
 : STEP
 : NULL VALUE
 : COMPANY
 : WELL
 : FIELD
 : LOCATION

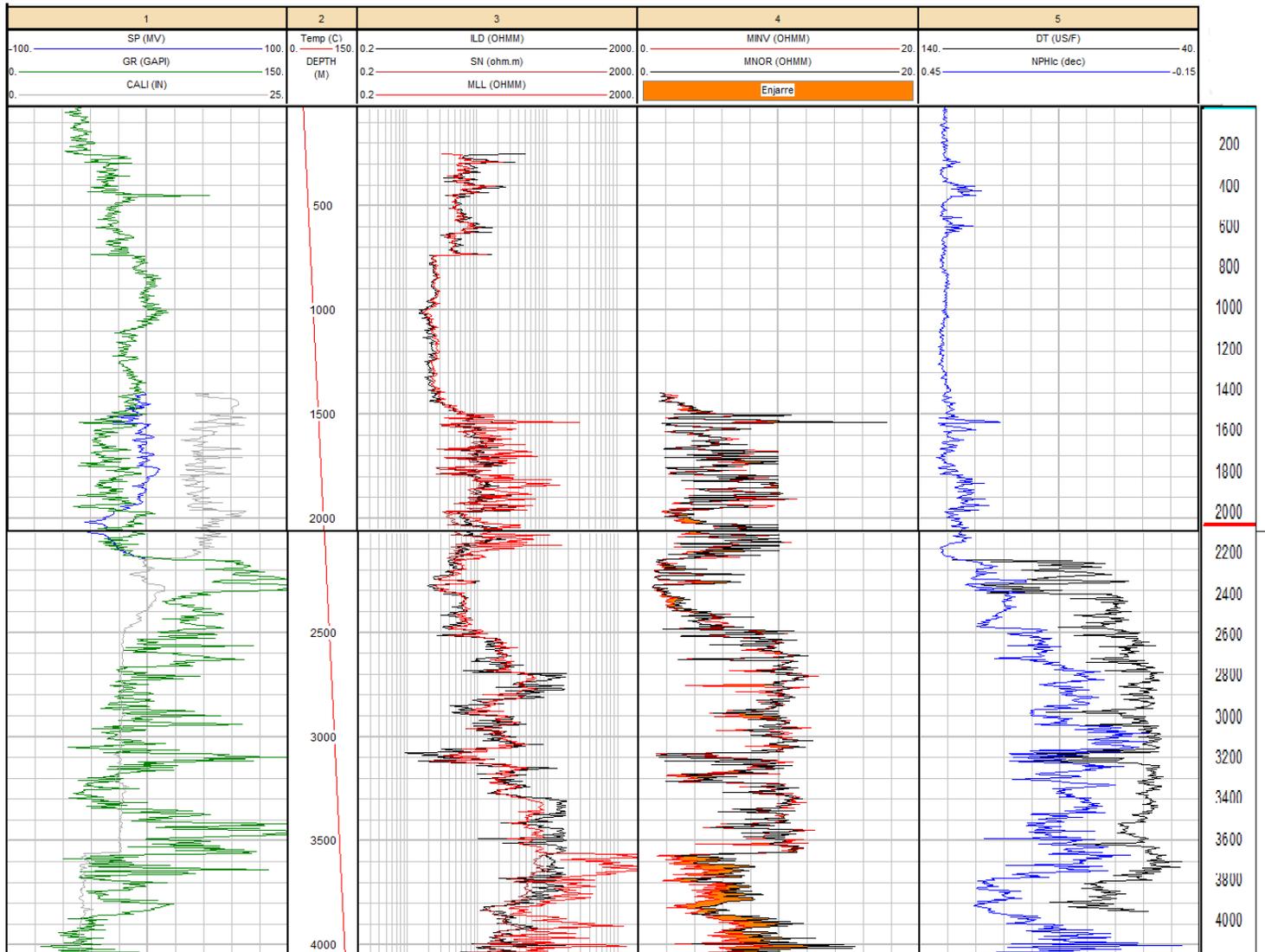


Fig. 3.8 Registro Geofísico del pozo LEON-2 de la porción centro de la Provincia Tampico-Misantla.

3.3.1 INDICE DE ARCILLOSIDAD.

Las arcillas en general presentan concentraciones de torio y potasio que hacen que este tipo de rocas sedimentarias presenten lecturas elevadas de radioactividad. Un registro de Rayos Gamma (GR) mide la radioactividad natural de las formaciones como un efecto total de las sales o elementos radioactivos. El uranio puede encontrarse no solo en las arcillas sino también en las arenas y rocas detríticas, por lo que las arenas y rocas carbonatadas pueden presentar lecturas de radioactividad elevada debido al contenido de sales de uranio y no necesariamente por el contenido arcilla.

Para obtener un indicativo de que tan limpia o arcillosa es una formación, se usan varios indicadores, uno de ellos es el índice de arcilla (I arc) por el método de GR.

$$I \text{ arc} = (GR - GR \text{ limpio}) / (GR \text{ arc} - GR \text{ limpio})$$

I arc: Índice de arcillosidad

GR: Lectura de rayos gamma en el punto o en el intervalo referido al análisis.

GR limpio: Lectura mínima de rayos gamma en una zona

GR arc: Lectura máxima de rayos gamma en la zona.

En el carril 8 se encuentra la gráfica Vsh, desde la profundidad del Jurásico superior se observa que comienza en intervalo de interés, está invadido de arcilla siendo una formación sucia; pero también en algunos intervalos grandes la formación se observa como una formación limpia. Siendo en estos intervalos productores de hidrocarburos y como roca sello (Fig. 3.9).

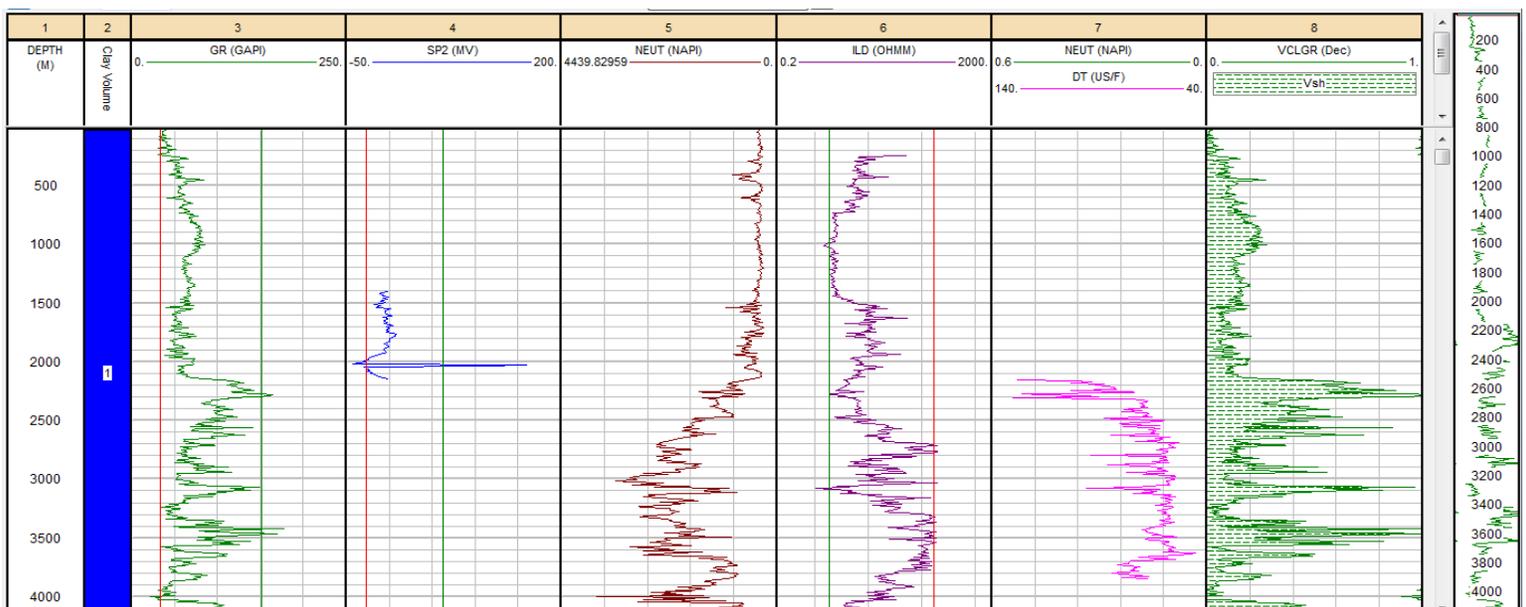


Fig 3.9 Registro geofísico donde se anexa la columna con el índice de arcillosidad presente en el Jurásico superior.

3.3.2 IDENTIFICACIÓN DE LA LITOLOGÍA A PARTIR DE REGISTROS GEOFIÍSICOS.

La columna estratigráfica presente en la zona centro de la provincia Tampico-Misantla, está definido o ejemplificado desde el Jurásico superior y Cretácico Inferior por la erosión de las rocas basamentales de la cuenca terciaria; este proceso erosivo dio origen al cañon o paleocanal de Chicontepec que comprende un área aproximada de 3300 Km². (Fig. 3.10)

| | | |
|----------|---------------|--|
| JURÁSICO | TITHONIANO | CALIZAS ARCILLOSAS Y LUTITAS NEGRAS |
| | KIMMERIDGIANO | CALIZAS OOLITICAS ORIGINADAS EN EL BORDE DE PLATAFORMA |
| | OXFORDIANO | LUTITAS NEGRAS CARBONOSAS Y CALIZAS ARCILLOSAS |

Fig. 3.10 Columna estratigráfica presente en el Jurásico superior y su relación con los resultados obtenidos con ayuda del análisis de los Registros Geofísicos de pozos.

Bajo un análisis del software y del tratamiento de los registros geofísicos de pozos, se puede analizar la litología presente en la zona de interés del Jurásico superior. (Fig. 3.11). En la gráfica NPHI vs DT podemos identificar la litología presente en el intervalo de interés.

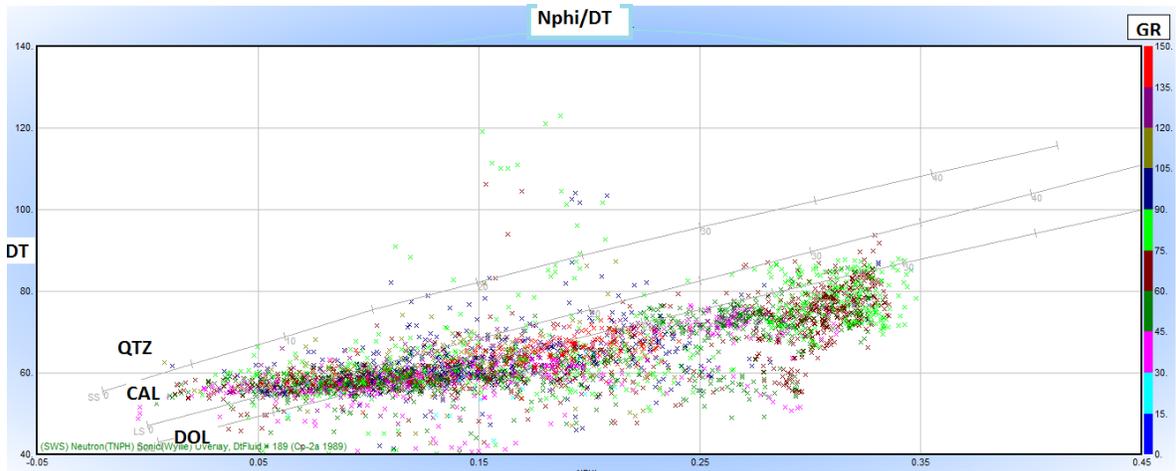


Fig. 3.11 Gráfica NPHI VS DT

En la gráfica están todas las muestras de los pozos analizados, respecto a su respuesta con GR y Profundidad, la mayoría de los puntos están graficados en la línea de dolomía, con lo cual concluyó que es una caliza dolimitizada ligeramente arcillosa.

CAPÍTULO IV. SISTEMA PETROLERO.

4.1 Introducción.

SISTEMA PETROLERO.

En la industria petrolera y en específico en la exploración de hidrocarburos, el sistema petrolero tiene gran importancia, ya que sirve para hacer una evaluación adecuada de posibles yacimientos, se deben cumplir ciertas características que son básicas para poder decir que un segmento de la corteza terrestre tiene un potencial de ser productores de aceite y/o gas con rendimiento económico.

El sistema petrolero, es un sistema natural que engloba los componentes y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos. Este sistema se estudia de una manera en cual se piensa que es dinámico (Fig. 4.1) ya que cuando las cuencas se forman recibieron aportes de sedimentos de distintas composiciones y procedentes de diferentes lugares. En la (tabla 4.1) se enuncian los elementos y procesos del sistema petrolero esenciales para la generación de hidrocarburos.

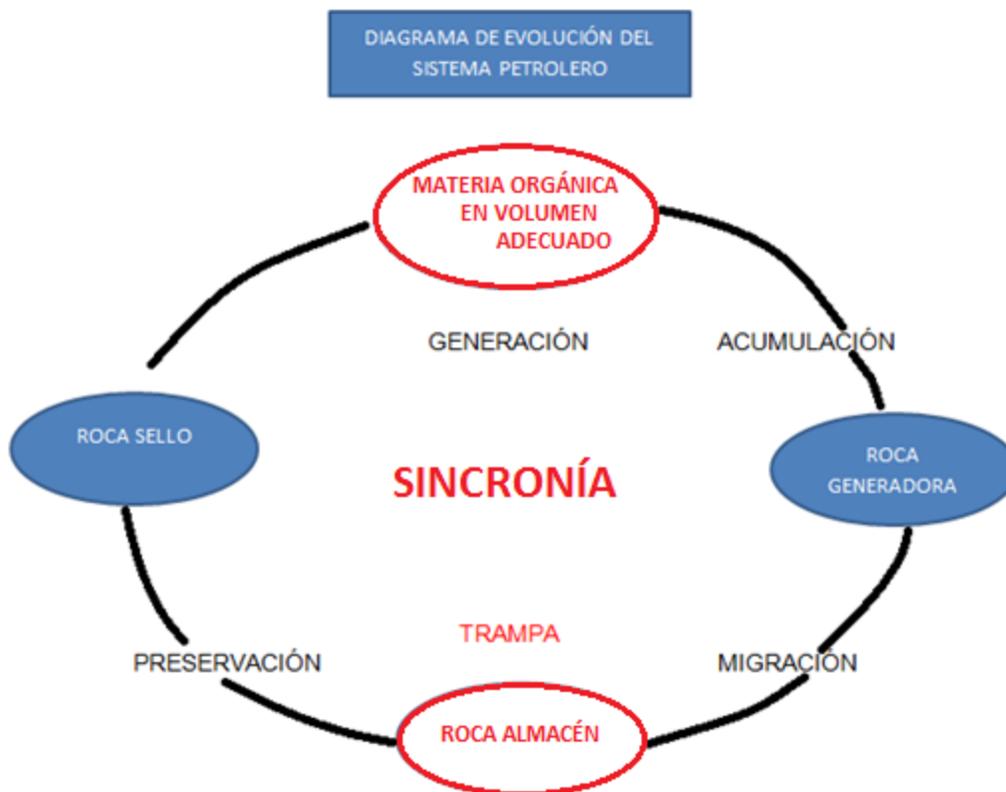


Fig. 4.1 Esquema de enlace entre los elementos y procesos para la generación de hidrocarburos

En ella se indica el camino por cual la materia orgánica pasa para poder llegar hacer hidrocarburo dentro de una cuenca sedimentaria; comienza por una acumulación de gran cantidad de materia orgánica dentro de una roca generadora, todo esto dentro de un mínimo de más de 1000 m de profundidad, después sigue su camino por algunas de las vías de migración hasta llegar a una roca almacén, que junto con algún tipo de trampa hacen que el hidrocarburo permanezca y se almacene, por ultimo debe existir algún tipo de sello que evite que el hidrocarburo se escape. Todo esto debe funcionar con una sincronía adecuada.

| ELEMENTOS | PROCESOS |
|------------------------|---------------------|
| Roca Generadora | Generación |
| Roca Almacén | Migración |
| Roca Sello | Acumulación |
| Trampa | Preservación |
| Sincronía | |

Tabla 4.1 Elementos y procesos del sistema petrolero.

En la sección esquemática transversal de la figura 4.2 se muestra de manera general como se encuentran dispuestas las unidades estratigráficas y su relación dentro de Provincia Tampico-Misantla.

4.2 Roca Generadora.

Es un hecho bien establecido que el petróleo en yacimientos no convencionales conocido como aceite y gas en lutitas se origina en rocas que son las mismas que forman los yacimientos. Las rocas que son, pueden volverse, o han sido capaces de generar petróleo se denominan comúnmente roca generadora o roca madre, donde la presencia de materia orgánica insoluble (kerógeno) es un requisito primordial para una roca generadora tenga potencial generador.

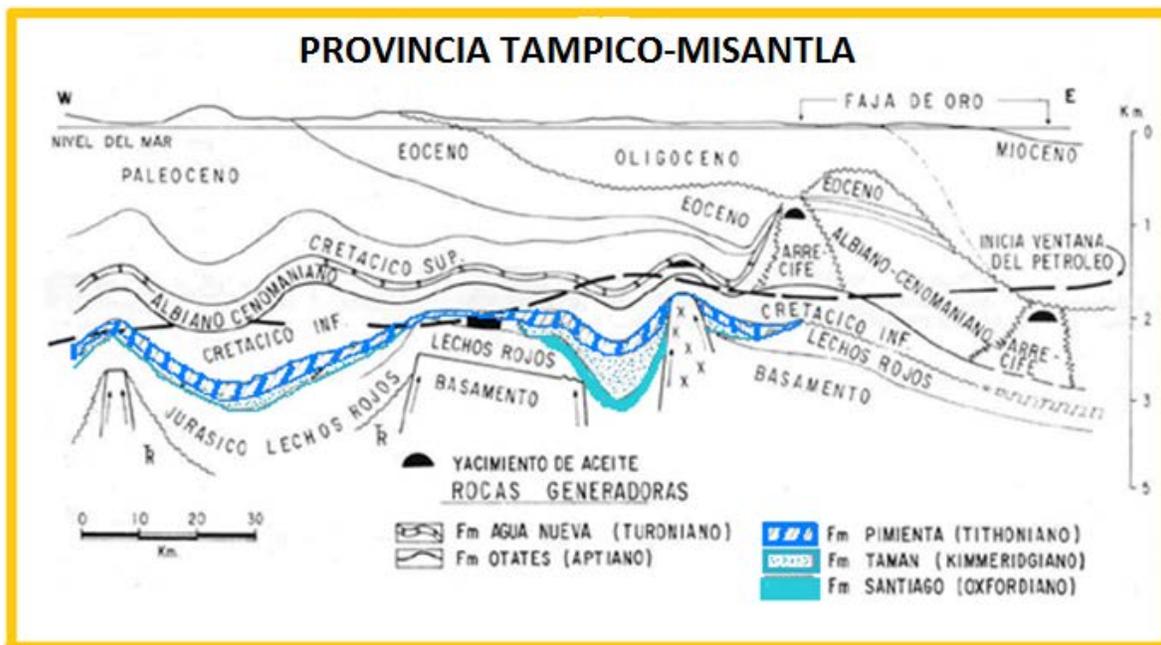


Fig. 4.2 Esquema representativo de la disposición de las unidades estratigráficas del Jurásico superior en la Provincia Tampico-Misantla. (Modificado de Gonzáles- Holguín 1991).

Para ser una buena roca generadora es necesario cumplir con ciertas características esenciales como son:

- Presentarse en una mínima profundidad de 1000 m. Para asegurar que la materia orgánica alcance un nivel de madurez óptimo para la generación de hidrocarburos.
- Debe de estar dentro de una cuenca sedimentaria, en la columna estratigráfica preservada.
- El índice COT debe ser mayor de 1 %. La prueba crucial en el reconocimiento de un lecho generador de petróleo es la determinación de su contenido de materia orgánica, tanto soluble (betumen) como de su parte insoluble (kerógeno). La acumulación y preservación de materia orgánica en los sedimentos está controlada por diversas condiciones geológicas. Prácticamente se encuentra restringida al sedimento depositado en los medios acuáticos, el cual debe recibir cierta cantidad mínima de materia orgánica en condiciones anóxicas. Esta materia orgánica puede ser proporcionada en forma de partículas muertas o vivas, o como materia orgánica disuelta. El material orgánico puede ser autóctono del medio donde se deposita, es decir, se origina en la columna de agua,

arriba o dentro, del sedimento donde es enterrado; o puede ser alóctono, es decir, extraño al medio ambiente de depositación.

- La composición del kerógeno es de lo que depende en parte que los hidrocarburos puedan generarse.
- Presentar un volumen importante, para que sea de interés económico.
- Ser de grano, fino como son las lutitas o las calizas arcillosas.
- Encontrarse supultada para evitar los procesos de intemperismo y erosión.

Los macerales del carbón se diferencian microscópicamente con base en su reflectancia, forma y estructura y ocasionalmente mediante métodos adicionales, como el ataque con ácido, microscopía electrónica, fluorescencia y luminiscencia. En un carbón típico se pueden distinguir tres grupos de macerales diferentes.

- La liptinita: Se considera que es producida a partir de materia en descomposición como son las hojas, esporas, polen y la materia proveniente de algas. Los macerales de liptinita tienden a retener su forma original de las plantas, es decir, se asemejan a la estructura de las plantas. Estos son ricos en hidrógeno y tienen los valores caloríficos más altos de todos los macerales del carbón.
- La vitrinita: Es una clase de kerógeno de tipo leñoso que es relativamente uniforme en los que respecta a su composición. El material vegetal que forma la vitrinita no existía antes del Ordovícico. Además dado que la vitrinita se originó en los bosques, su existencia en las rocas marinas podría estar limitada por los procesos depositacionales. La vitrinita tiene un alto valor calorífico y una gran proporción de material volátil, se produce con inertinita y puede ser identificado como bandas brillantes al microscopio.
- La inertinita: Se considera que es el equivalente de carbón y material vegetal degradado. Es altamente oxidado en la naturaleza y puede decirse que es esta sobrecalentada.

Los perfiles de reflectancia de la vitrinita se utilizan principalmente para definir zonas con interés de generación de petróleo y gas, sin embargo, también sirven para interpretar la historia sedimentaria y la tectónica de la cuenca.

Los datos de reflectancia de vitrinita (R_o) y temperatura máxima de pirólisis (T_{max}) proporcionan información sobre la madurez de la materia orgánica dispersa (MOD) correspondiente a la zona principal de la ventana del aceite. La vitrinita es el principal tipo en muchos kerógenos (*es la fracción de materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos*).

Las rocas generadoras del sistema petrolero en el Jurásico superior, se determinaron de acuerdo a los estudios geoquímicos, realizados en los campos San Andrés, Arenque y Tamaulipas-Constituciones.

Para un señalamiento de intervalos con interés económico-petrolero se realizan distintos tipos de análisis, los cuales nos indican el nivel de madurez del kerógeno y que tipo está presente, en la (Fig.4.3) se presentan las gráficas de las pruebas realizadas a las muestras de la porción centro de la provincia Tampico-Misantla para el Jurásico superior, las pruebas fueron: índice de hidrógeno, carbón orgánico, potencial generador de hidrocarburos y reflectancia de la vitrinita.

En el primer carril se presenta la curva del Índice de hidrogeno en cual demuestra que el intervalo del Jurásico superior había una ambiente alto en hidrogeno, el segundo carril se observa la gráfica con el porcentaje de carbón orgánico la cual también demuestra que el porcentaje en el intervalo es mayor de 25%, en el tercer carril se gráfica la curva del potencial generador de hidrocarburos, la cual también demuestra el gran porcentaje de generación de hidrocarburo en el Jurásico superior Oxfordiano con la Formación Santiago y por último en cuarto carril esta la gráfica de la reflectancia de la vitrinita la cual ya la describe con anterioridad, en la gráfica nos indica que el kerógeno presente es de tipo I y II. Como conclusión para esta grafica puedo decir que reafirma todo lo ya establecido antes, desde la columna estratigráfica utilizada por Pemex, hasta los resultados obtenidos con registros geofísicos.

El rendimiento de una roca generadora tiene su máximo en el 30 % mientras que el otro 70 % se queda como residuo orgánico insoluble, sin embargo de todo ese petróleo solo el 1% migra de una roca generadora a una roca almacén para formar un yacimiento, entonces que el 99 % no puede llegar a entraparse y acumularse debido a la falta de una roca sello.

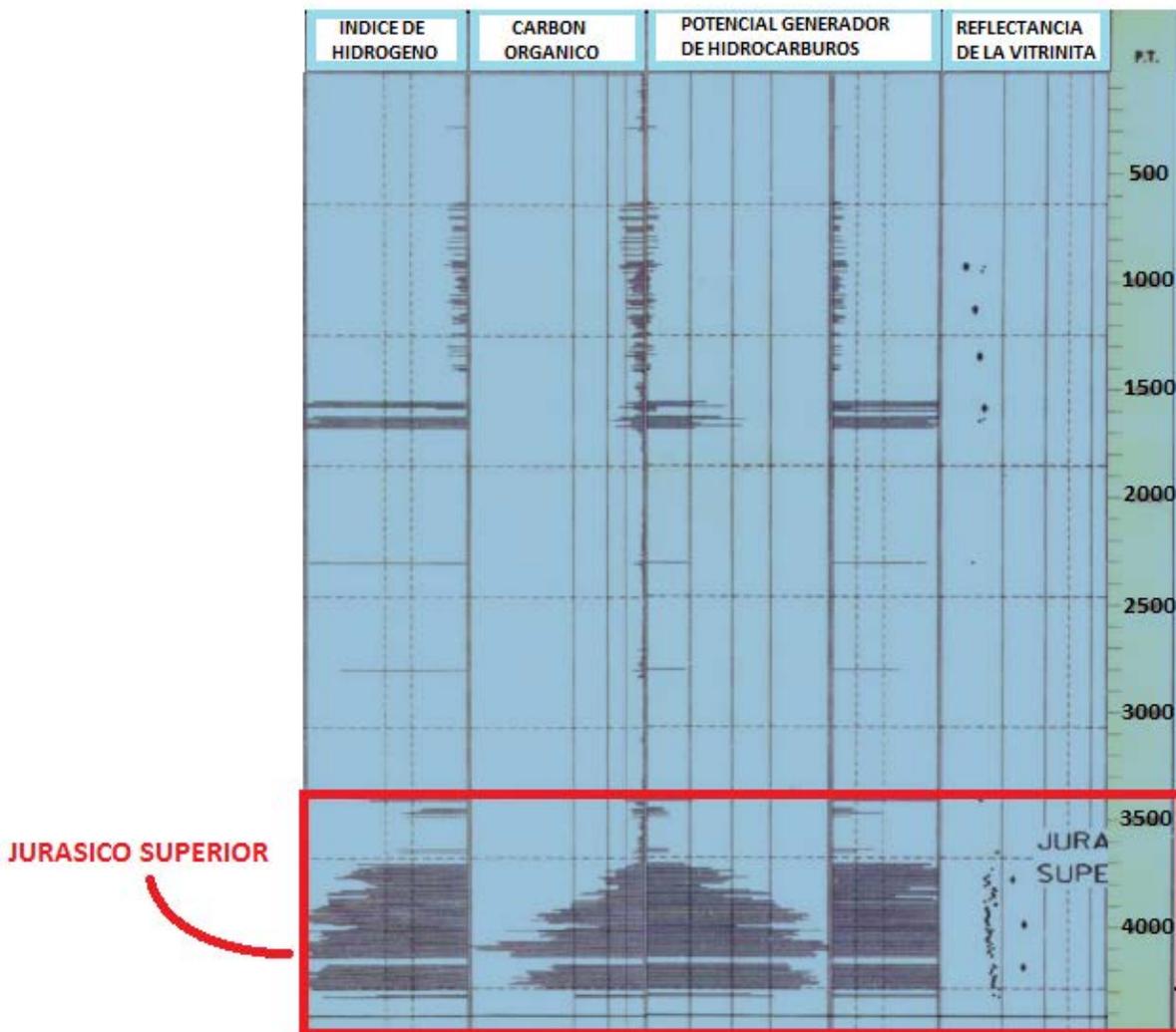


Fig. 4. 3 Registro Geoquímico de la porción centro-sur de la Provincia Tampico-Misantla, Los datos de reflectancia de Vitrinita (Ro). Modificado de Pemex, 1996.

En la provincia Tampico-Misantla las principales rocas generadoras del Jurásico superior, donde se han reconocido intervalos de importancia en riqueza orgánica, lo que generan aceite y gas de la mayoría de los yacimientos de la provincia, sin embargo, es difícil diferenciar cuanto aporte dieron cada una de ellas en los sitios de entrapamiento de hidrocarburos.

En el Jurásico superior las rocas se encuentran representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenca, la distribución regional abarca toda la cuenca, excluyendo los altos de basamento de composición ígnea y metamórfica, que actuaron como islas durante ese tiempo. Existe un espesor máximo de estas rocas generadoras de 550 m.

Jurásico Superior Oxfordiano representado por la Formación Santiago

Una parte de la generación se produjo en las lutitas carbonosas deleznales y ligeramente calcáreas que alternan con calizas arcillo-carbonosas, limolitas de grano grueso, incluyendo micrita limo-arcillosa grumosa con peletoides, con materia carbonosa y pirita de la Formación Santiago; contiene materia orgánica algácea en un 15 % en promedio, leñosa en un 2% y carbonosa en un 18 % y con un índice de alteración termal (IAT) moderado con valores de -3 a 3; esta formación constituye la roca generadora de hidrocarburos líquidos más importante.

Los espesores van desde 10 hasta 755 m, concentrándose preferentemente en la porción sur de la cuenca. El contenido de carbono orgánico total (COT) y de hidrocarburos potenciales (S2) varía entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente.

El tipo de kerógeno muestra índices de hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) que varían entre 425 y 525°C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominantemente de tipo II que se encuentra desde maduro hasta sobremaduro.

Jurásico Superior Kimmeridgiano representado por la Formación Tamán.

Otra fuente de generación de hidrocarburos son las calizas arcillo-carbonosas, con intercalación de lutitas laminares y carbonosas, que incluyen lutitas calcáreas carbonosas de la Formación Tamán del Kimmeridgiano; su contenido de materia orgánica algácea es del 20 % y carbonosa del 7.5 %; Tmax de 421 a 527°C que la hace potencialmente generadora de hidrocarburos líquidos y gaseosos, esta formación se relaciona con depósitos en el margen de una plataforma siliciclástica. Los espesores van desde 3 hasta 998 m.

Jurásico Superior Tithoniano representado por la Formación Pimienta.

El Jurásico superior definido por la Formación Pimienta está compuesto por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, con estratificación delgada e intercalaciones de lutita negra laminada, bentonita y lentes de pedernal. Los espesores van desde 3 hasta 485 m. El COT se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg hc/g Cot. El IH varía entre 18 y 959, mientras que la Tmax se encuentra entre 412 y 476°C.

En la (Fig. 4.4) se muestra la sección sísmica en 2D de la interpretación de los horizontes a nivel Jurásico superior Tithoniano JST (línea roja horizontal) y a nivel Jurásico superior Kimmeridgiano JSK (línea amarilla horizontal) con registros de Rayos Gamma (línea roja vertical) y Potencial Espontáneo (línea verde vertical), en color negro dos fallas.

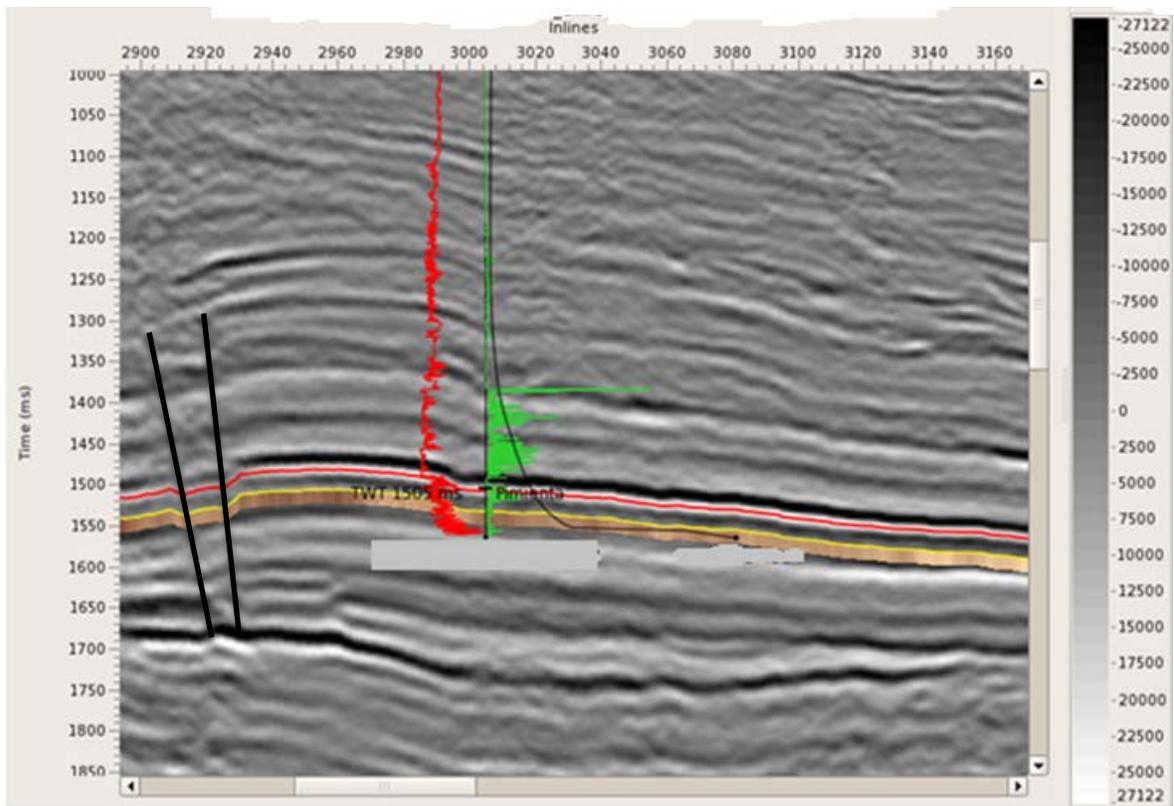


Fig. 4.4 Sección sísmica 2D a nivel del Jurásico Superior Tithoniano.

El mapa estructural del subsuelo del pozo LEON-2 (Fig. 4.5), cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determina formación, en base a la interpretación del horizonte a la cima del Jurásico Superior Tithoniano en unidades de tiempo (ms).

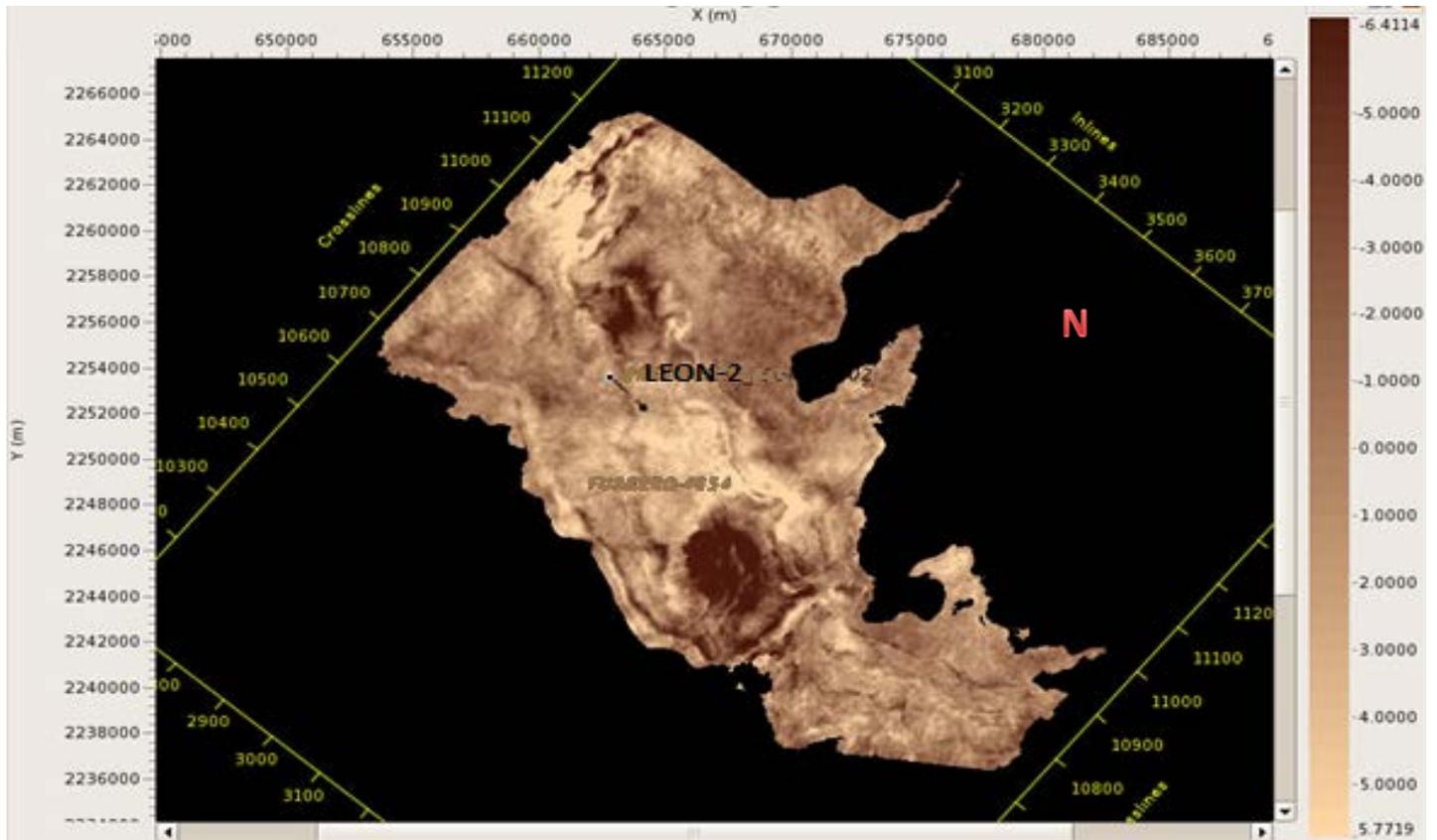


Fig. 4.5 Mapa estructural del pozo LEON-2.

La mayor riqueza orgánica del Jurásico superior está relacionada con las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, con el kerógeno de los tipos I y II, encontrándose dentro de la ventana del aceite. En las tres formaciones existe una buena correlación entre el Ro y la Tmax, lo que permite utilizar un Ro equivalente en esta cuenca con escasas de vitrinita.

Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, en los cuales al madurar la materia orgánica se convirtieron en los principales focos generadores. El área promedio de estos focos es 907 km² y su espesor 550 m, el promedio del COT es 2.2% y del IH son de alrededor de 500 mg HC/g COT.

A partir de estas rocas se generó aceite y gas asociado que está almacenado en las rocas carbonatadas y arrecifales del Cretácico inferior entre 2500 y 4700 m, en los carbonatos fracturados del Cretácico superior a una profundidad de 500 m con aceites de 11° a 18° API que están afectados por una severa biodegradación y en las areniscas del Paleoceno-Eoceno donde se tienen aceites entre 19° a los 40° API.

En la (Fig. 4.6) se grafican todas la muestras del Jurásico superior, en base al Carbono Orgánico Total y el Índice de Hidrógeno, para saber el tipo de kerogeno presentes en las muestras de interés económico-petrolero alto. También las gráficas y la micrografía muestran la cantidad, calidad y madurez de una mezcla de kerogenos I/II y II/III en el Jurásico superior, en la micrografía se observa material amorfo (algáceo) presente en las calizas arcillosas.

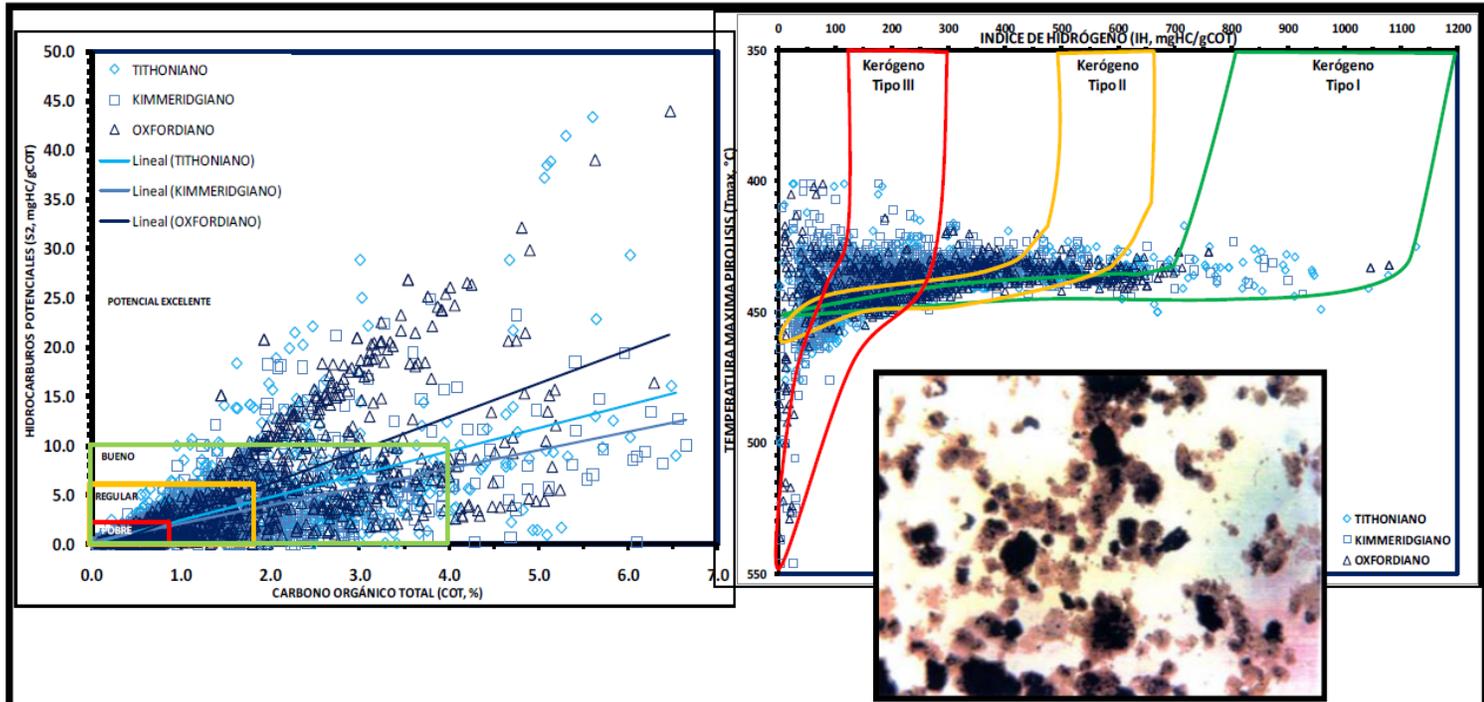


Fig. 4.6 Gráficas y la micrografía de las muestras del Jurásico Superior. Modificado de Pemex 2010.

Dentro de la provincia Tampico-Misantla, está la cuenca de Chicontepec, que corresponde con una zona de gran interés económico-petrolero, todo esto debido a sus características geológicas y por su sistema petrolero y aunado a esto sus reservas estimadas.

Se tiene registro del interés económico que existe dentro de esta cuenca a finales del siglo pasado, pero sin embargo, también se tiene información del declive que se está generando dentro de esta cuenca en estos últimos años, por lo que se están intentando implementar nuevas tecnologías para volver hacer redituables los pozos dentro de la cuenca.

4.3 Roca Almacenadora

La roca almacenadora en la cual el hidrocarburo se va a almacenar de forma natural, por lo que debe tener espacios donde se va depositar hasta su extracción, además estos espacios o poros deben estar conectados unos con

otros; los elementos esenciales de este tipo de roca dentro de un yacimiento, son la porosidad y permeabilidad.

Comúnmente esta roca cumple en buena manera estas dos características:

- Buena porosidad entre 10 y 40%.
- Buena permeabilidad (mD). La roca debe ser permeable a los fluidos y gases. Los diámetros de poro también deben ser mayores a un tamaño mínimo, debido a que la relación entre el volumen poroso total y el área superficial interna no debe ser muy baja. Si el tamaño de poro es demasiado pequeño, la atracción capilar de los granos del mineral retendrá los fluidos en el espacio poroso de la roca, y los fluidos no podrán extraerse, debido a que las permeabilidades, absoluta y relativa, son demasiado pequeñas. La matriz permeable de una roca almacenadora de petróleo está dentro de un rango de 10^{-3} a 10^{-11} darcy.
- Presentar una continuidad vertical y lateral

En Jurásico las rocas almacenadoras pertenecen principalmente, a la formación San Andrés en sus diversas facies y variaciones horizontales y verticales de depósito, se tienen grandes almacenes carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos, así también areniscas y calizas de ooides y pelletoides. La porosidad y permeabilidad promedio es de 15 % y de 6 milidarcys respectivamente, con una saturación de agua de formación de aproximadamente 29 % y una salinidad de 95000 ppm en promedio. La presión original dentro de los yacimientos varía notablemente en los diferentes campos productores con valores desde 125 Kg/cm^2 hasta 608 Kg/cm^2 ; la temperatura promedio es de 107°C . De menor importancia en cuanto a la capacidad de almacenamiento de este sistema petrolero, son las rocas de las Formaciones Agua Nueva y San Felipe, en sus correspondientes horizontes de calizas fracturadas, en su facie de mudstone-wackstone de cocolitofóridos con porosidades en los rangos del 5 y el 10%, así como permeabilidades de .001 a .01 milidarcys.

Dentro del Cretácico encontramos las Formaciones Tamaulipas inferior (Berriasiano), el Abra (Albiano) y Tamabra (Cenomaniano), las cuales también tienen como función dentro del sistema petrolero de roca almacén. La formación Tamaulipas inferior definida por calizas pelágicas fracturadas, la Formación el Abra está constituida por arenas carbonatadas karstificadas de margen de plataforma, con porosidad primaria y secundaria, la Formación Tamabra está definida por brechas y turbiditas de talud carbonatadas, presenta porosidad primaria y secundaria.

Dentro de la cuenca de Chicontepec se tiene registro que la roca almacén, tiene gran potencial en la Formación Chicontepec medio, correspondientes a lóbulos, relleno de canal y zonas de desborde.

Las rocas almacenadoras dentro del sistema Chicontepec son aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca, siendo representados por areniscas (litarenitas y grauvacas) de grano fino a medio y estratos de conglomerados de matriz arenosa originados por depósitos turbidítico (López, 2013).

4.4 Roca Sello

Una roca no permite que el hidrocarburo salga de la roca almacenadora, y debe cumplir ciertas características como:

- Muy poca permeabilidad
- Tener un comportamiento plástico, ya que al ser afectada por esfuerzos no debe ser fracturada.
- Presentar poros menores de 0.002 mm

En la Provincia Tampico-Misantla, las unidades que originalmente fueron las generadoras de hidrocarburos, son las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, con la mecánica de expulsión de los aceites generados y la correspondiente presión litostática por sepultamiento, se convirtieron también en las principales rocas sello en este sistema. Incluso las arcillas intraformacionales y calizas compactas de la Formación San Andrés actúan como sello en una parte del Campo Tamaulipas-Constituciones. Pero la principal roca sello de esta zona son los sedimentos limosos, calizas arcillo-carbonosas y lutitas de la Formación Pimienta y los sedimentos arcillosos de origen turbidítico en la cuenca de Chicontepec. También se le conoce como roca sello al cambio lateral de facies hacia el talud y cuenca, representado por una caliza arcillo-carbonosa y lutitas laminares de la Formación Tamán.

Dentro de la cuenca de Chicontepec las rocas sello están definidas por facies de arcillas, arcillas limosas, arcillas arenosas y arcillas limosas, intercaladas con arenas de grano fino (López, 2013). Pero también en las porciones norte y centro de la cuenca se tienen rocas sello definidas por sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal.

Dentro del grupo de Chicontepec, la unidad Chicontepec superior se considera como roca sello en la cuenca, presenta una porosidad muy baja, ocasionado porque su origen es una mezcla de material grueso y material fino.

4.5 Trampa

Las trampas petroleras son receptáculos naturales en la corteza terrestre en la que ocurre acumulación de hidrocarburos y permite que se conserve de una manera natural durante un cierto periodo de tiempo.

Las trampas correspondientes a la provincia Tampico-Misantla son mixtas, producto de la tectónica que ha afectado la región y por la forma en que ocurrieron los depósitos Jurásicos en la forma de bancos de carbonatos, calizas de plataforma, turbiditas, etc. En algunas partes su componente estructural es que domina, correspondiendo a pliegues buzantes, limitados por cambios de facies; en otras partes la componente estratigráfica es la dominante.

- Mixtas: Las trampas mixtas son aquellas en la cuales interactúan las trampas estructurales y las trampas estratigráficas.

En la cuenca Chicontepec el mecanismo de entrapamiento del hidrocarburo esta defino por trampas mixtas y trampas estratigráficas, Fig. 4.7, teniendo una distribución lateral irregular, y representada por lutitas intercaladas con areniscas de grano fino con estratificación delgada, delimitando a los desarrollos arenosos en su cima, base y lateralmente, así formando las principales trampas.

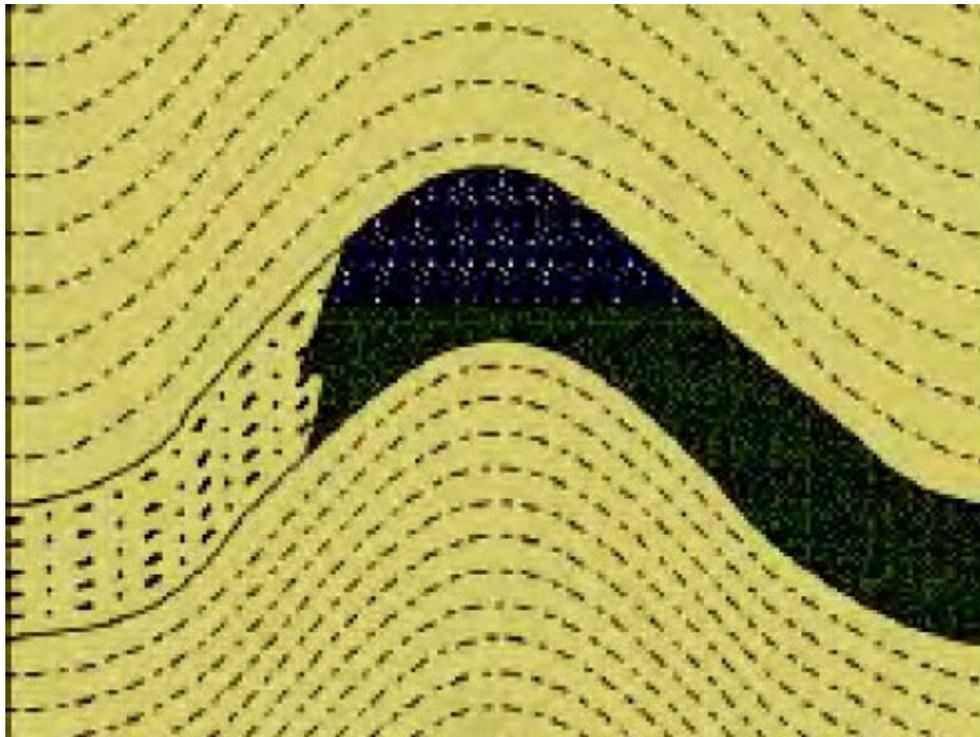


Fig 4.7 Trampa mixta en cuenca de Chicontepec.

4.6 Tipos de fluidos

Se tienen densidades particulares para los aceites de los campos Tamaulipas-Constituciones de 18° API, San Andrés de 32 ° API y Arenque de 34° API, que corresponden con aceite negro. Sin embargo, en general la densidad de los aceites de los yacimientos del Jurásico superior va desde 10° a 28° API, conteniendo azufre entre 1.5 y 4.3%. El contenido de parafinas varía entre 37 y 56 %, los aromáticos se encuentran entre 21 y 39 % y las resinas asfaltenos entre 12 y 30 %. Los aceites pesados del Jurásico no están alterados, pero provienen de una roca generadora con baja madurez al momento de ser expulsados

4.7 Yacimientos no convencionales.

El yacimiento no convencional corresponde a aceite-gas en lititas y en donde el hidrocarburo (gas o aceite) permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. Los yacimientos de aceite y gas en lititas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

En los yacimientos no convencionales, tenemos un gran dilema ya que tenemos que olvidarnos de todos los principios fundamentales del sistema petrolero y pensar en general en las características de todas las rocas generadoras.

La desventaja de los yacimientos no convencional radica en que resulta más caro extraer los hidrocarburos, debido a las tecnologías que se utilizan en perforación y en el desarrollo de campos.

Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo.

Para ser considerado un play no convencional de shale oil o shale gas se deben cumplir al menos las siguientes características:

- Tener una riqueza orgánica total: COT > 2, kerógeno tipo II y III
- Estar en rangos de madurez de aceite: %Ro > 0.9, TMAX>440
- Estar en una litología de carbonatos arcillosos con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento
- Contener gas libre dentro de los espacios porosos y fracturas

- Contener gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas
- En los yacimientos no convencionales y en especial el caso de shell gas sí hay riesgos si no se hace el proceso adecuado, el riesgo radica en la contaminación de acuíferos.

Yacimientos no convencionales en México.

Petróleos Mexicanos y la empresa Shell ha iniciado los trabajos exploratorios de shale gas y shale oil desde principios del año 2010 en México.

En abril del 2011 la Energy Information Administration (EIA) publicó en la evaluación realizada a nivel mundial un recurso técnicamente recuperable para las cuencas de México, de 681 MMMMpc de gas.

Con base al conocimiento de más de 70 años de exploración en las cuencas Petroleras de Mexico, PEP identificó que las provincias geológicas del Burro-Picachos - Sabinas, Burgos, Tampico- Misantla, Veracruz y Chihuahua como precursoras de yacimientos no convencionales. En estas provincias se estimó un recurso técnicamente recuperable de 150 a 459 MMMMpc, con una media de 297 (Fig. 4.8).

| | Departamento de Energía EUA MMMMpc | PEP 2013 MMMMpc |
|--------------------|------------------------------------|-----------------|
| Cretácico Superior | 507 | 171 |
| Cretácico Inferior | 8 | 0 |
| Jurásico Superior | 166 | 285 |

Fig. 4.8 Recurso técnicamente recuperable, tanto para departamento de energía en EUA y PEP para México, en las cuencas productoras del yacimiento no convencionales para el año 2013.

CAPÍTULO V. GEOLOGÍA ECONÓMICA.

5.1 Reservas.

Actualmente el play con mayores reservas lo constituye el conjunto de areniscas turbidíticas del Paleocañon de Chicontepec, las cuales se encuentran constituyendo trampas principalmente estratigráficas. En términos de producción acumulada, el play Tamabra es el más importante de esta provincia y está constituido por brechas carbonatadas de pie de talud. Las trampas en este play son mixtas con sello lateral por el cambio a facies compactas de la Formación Tamaulipas Superior.

Ejemplos de otros plays de importancia en la provincia Tampico-Misantla.

Play El Abra constituido por carbonatos de plataforma con alta karstificación conformando con trampas estratigráficas por paleorelieve depositacional; el play San Andrés consistente en calizas oolíticas de borde de plataforma que conforman trampas estratigráficas y mixtas; el play Tamaulipas inferior, compuesto por carbonatos de cuenca dispuestos en trampas estructurales; el play San Felipe-Agua Nueva, formado por calizas de cuenca naturalmente fracturadas, dispuestas en trampas estructurales. Adicionalmente, en la extensión marina de esta provincia se tienen plays en areniscas terciarias y en carbonatos mesozoicos que contienen actualmente la proporción mayor de los recursos prospectivos de esta provincia.

5.2 Producción.

La producción acumulada de esta provincia asciende a más de 5,500 millones de barriles de aceite (MMb) y 7.5 MMMMpc de gas. Entre los campos más importantes se encuentran Poza Rica, Tres Hermanos, Tamaulipas, Constituciones, Arenque, San Andrés, Cerro Azul, Santa Águeda, Atún y Bagre.

En la década de 1920, durante el primer boom de la producción petrolera de México, esta provincia llegó a producir más de 500 mil barriles por día. Las reservas remanentes y los recursos prospectivos de esta provincia ascienden a 18,875 y 1,700 MMbpce, respectivamente. Las reservas remanentes se localizan principalmente en los yacimientos de la Formación Chicontepec (Fig. 5.1).

| Año | Región | Reserva remanente de hidrocarburos | | | | | Reserva remanente de gas | | |
|------|-----------------|------------------------------------|-------------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| | | Aceite mmb | Condensado mmb | Líquidos de planta mmb | Gas seco equivalente mmbpce | Total mmbpce | Gas natural mmmpc | Gas entregado en planta mmmpc | Gas seco mmmpc |
| 2010 | Total | 30,497.3 | 417.3 | 3,563.1 | 8,597.0 | 43,074.7 | 61,236.0 | 54,083.8 | 44,712.2 |
| | Marina Noreste | 11,123.6 | 248.1 | 243.1 | 482.5 | 12,097.2 | 4,539.6 | 3,234.8 | 2,509.3 |
| | Marina Suroeste | 3,551.4 | 71.1 | 673.2 | 1,715.1 | 6,010.8 | 12,226.9 | 10,885.1 | 8,920.0 |
| | Norte | 12,083.1 | 22.9 | 1,883.4 | 5,153.0 | 19,142.4 | 35,323.6 | 31,310.8 | 26,800.2 |
| | Sur | 3,739.1 | 75.1 | 763.5 | 1,246.4 | 5,824.3 | 9,145.9 | 8,653.1 | 6,482.6 |
| 2011 | Total | 30,559.8 | 294.1 | 3,573.3 | 8,646.5 | 43,073.6 | 61,274.9 | 54,370.8 | 44,969.6 |
| | Marina Noreste | 11,170.3 | 126.3 | 259.7 | 525.0 | 12,081.3 | 4,757.1 | 3,460.0 | 2,730.6 |
| | Marina Suroeste | 3,714.5 | 43.6 | 750.2 | 1,875.5 | 6,383.7 | 13,248.0 | 11,914.4 | 9,754.5 |
| | Norte | 11,915.9 | 25.1 | 1,854.9 | 5,087.6 | 18,883.6 | 34,632.0 | 30,907.3 | 26,460.5 |
| | Sur | 3,759.1 | 99.1 | 708.5 | 1,158.3 | 5,724.9 | 8,637.8 | 8,089.2 | 6,024.1 |
| 2012 | Total | 30,612.5 | 367.8 | 3,953.1 | 8,903.9 | 43,837.3 | 61,640.9 | 55,637.1 | 46,308.5 |
| | Marina Noreste | 11,595.3 | 143.3 | 261.5 | 526.1 | 12,526.3 | 4,438.6 | 3,472.0 | 2,736.4 |
| | Marina Suroeste | 4,026.4 | 61.0 | 808.3 | 2,158.7 | 7,054.4 | 14,615.2 | 13,475.1 | 11,227.4 |
| | Norte | 11,499.1 | 17.8 | 2,155.4 | 5,016.7 | 18,689.0 | 33,958.1 | 30,497.5 | 26,091.3 |
| | Sur | 3,491.8 | 145.7 | 727.8 | 1,202.4 | 5,567.7 | 8,628.9 | 8,192.5 | 6,253.4 |
| 2013 | Total | 30,816.5 | 328.1 | 4,010.4 | 9,375.0 | 44,530.0 | 63,229.4 | 58,089.2 | 48,758.9 |
| | Marina Noreste | 11,540.5 | 132.6 | 270.8 | 546.6 | 12,490.5 | 4,436.2 | 3,527.0 | 2,843.0 |
| | Marina Suroeste | 4,036.0 | 55.9 | 1,054.6 | 2,191.2 | 7,337.8 | 16,001.9 | 14,095.9 | 11,396.3 |
| | Norte | 11,753.9 | 21.4 | 1,892.5 | 5,346.0 | 19,013.7 | 33,748.4 | 31,705.4 | 27,804.1 |
| | Sur | 3,486.1 | 118.3 | 792.5 | 1,291.2 | 5,688.1 | 9,042.9 | 8,760.9 | 6,715.5 |

Fig. 5.1 Recuadro de las reservas probadas con pozos exploratorios con su eficiencia. (Pemex 2014).

LA RELACIÓN ENTRE LAS RESERVAS PROBADAS DESCUBIERTAS Y LA PRODUCCIÓN.

En la página electrónica de PEMEX se tiene información de la producción promedio diaria, mensual y anual; de esta manera se puede obtener la producción anual de crudo, gas natural asociado y gas natural no asociado, así puede establecerse la relación entre la reserva probada descubierta y la producción correspondiente.

En los tres años del análisis se produjeron 3,625 millones de barriles de crudo (MMb) y se descubrieron 238 MMb de reservas probadas y al menos de la décima parte de lo extraído. Del gas natural asociado al crudo se produjeron 3,375 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) y se descubrieron 424 (MMMpc) por lo que equivale al 12.56% de lo extraído. Estos porcentajes explican, estadísticamente la disminución permanente de las reservas probadas.

En el gas natural no asociado es diferente; la extracción durante los años 2012-2014 fue de 1,550 miles de millones de pies cúbicos y se descubrieron 918 (MMMpc); casi el 60%. El volumen descubierto de gas natural no asociado explica

el esfuerzo exploratorio realizado mediante más del 70 % de pozos exploratorios descubridores.

Cuando se analizan los detalles año con año, se destaca que la relación reservas probadas descubiertas de gas natural no asociado producción, ha disminuído el porcentaje de 73% en 2012 a 48% en 2014; la disminución no corresponde al incremento de la producción, sino más bien a que los descubrimientos han sido cada vez de menor volumen o que ya no hay tanta exploración.

Sucede lo contrario con la relación porcentual de crudo y de gas natural asociado y la producción de ambos. Para estos productos hay un incremento anual de tres puntos porcentuales para el crudo y, para el gas natural asociado el incremento fue de casi 20% para 2004. Los bajos porcentajes se deben a que la perforación exploratoria se realiza en las cuencas en explotación desde hace más de 30 años (cuencas del sureste) y de más de 50 años en el caso de yacimientos marinos de la Provincia Tampico-Misantla.

BIBLIOGRAFIA:

- A.O Woodford, (1970). *Geología Histórica*, 514 pp.
- Arroyo Carrasco Alejandro F. y Roig Sanpedro Francisco J. *Apuntes de Introducción a los registros geofísicos de pozos*. FI UNAM División en Ciencias de la Tierra, Departamento de Geofísica.
- Asquith G. and Gibson, (1982). *Basic well log analysis for geologist*, *The American Association of Petroleum Geologist*, Tulsa, Oklahoma.
- Cantú-Chapa, A. (1969). *Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del Subsuelo de Poza Rica, Ver. (área de Soledad-Miquetla)*: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1(1), 3-9.
- Cantú-Chapa, A. (1984). El Jurásico Superior de Tamán, San Luis Potosí, Este de México, en: Perrilliat. M.C (ed.) Memoria Tercer Congreso Latinoamericano de Paleontología: México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología.
- Donald R. Prothero, Fred Schwab, (2004). *Sedimentary Geology*. 557pp, Segunda edición.
- Evangelina Rodríguez S, (2013). *Alcanzando la grandeza en poco tiempo*, 231 pp, primera edición.
- Gonzáles, G.R y Holguín Q.N, (1991). *Geology of the Source Rocks of Mexico*. Source-Rock Geology, in XIII world Petroleum Congress.
- Halliburton, (2002). *Log Interpretation Charts*.
- Heim, A. (1926). *Notes on the Jurassic of Tamazunchale (Sierra Madre Oriental, México)*: *Ecolgae Geologica Helvetiae*, 20(1), 84-87.
- Hernández Mena Zoila, (2008). *Mapa de susceptibilidad a procesos de remoción en masa con base en análisis multivariado: La región de Zapotitlán de Méndez, Puebla*. Tesis de Maestría, Centro de Geociencias UNAM.
- Informe técnico del Activo Región Norte por parte del Administrador Ing. José Guadalupe Galicia Barrios y los Coordinadores Dr. Juan Rogelio Román y el Ing. Alejandro Sosa Patrón. Documento Inedito
- John M. Hunt, (1995). *Petroleum Geochemistry and Geology*, 564 pp, Primer edición.
- J. Guillemont, (1982). *Geología de Petróleo*, 357 pp, Segunda edición.
- José Manuel Grajales Nishimura, (2008). *Yacimientos convencionales y no convencionales*: Instituto Mexicano del Petróleo
- Lester Charles Uren. (1965). *Ingeniería de Producción de Petróleo*, 944 pp, Primera edición.
- López Beltrán Osvaldo Joaquín, (2013). *Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de licenciatura, UNAM FI.
- Pindell J y Kennan L, (1982). *Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean*.
- Pemex, (2010). *Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Activo integral Aceite Terciario del Golfo*. PEP, Pemex. inédito.
- Pemex. (2002), *Informe técnico del Subdirector de exploración de Pemex el Ing. Antonio Escalera Alcocer para la CNDH*. Inedito.

- Pemex, (1996). *Subdirección de exploración, Provincia Petrolera Tampico-Misantla, reporte interno*, pp 161. Inedito.
- Pemex, (2004). *Las reservas de hidrocarburo en México*.
- Pessagno, E.A., Jr., Longoria, J.F., MacLeod, N., Six, W.M, (1987), *Studies of North American Jurassic Radiolaria: Part. I. Upper Jurassic (Kimmeridgian-Upper Tithonian) Pantanellidae from the Taman Formation, East-Central Mexico: Tectonostratigraphic, Chronostratigraphic, and Phylogenetic implications*, Cushman Foundation for Foraminiferal Research, Special Publication 23, 1-51.
- Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Volumen 15, número 1, (1998), pp 78-86.
- Reyes, E. (1964). *El jurásico Superior del área de Tamán, San Luis Potosí: México, D.F.* Pemex. Informe Geológico. (Inedito)
- Schlumberger, (1984). *Evaluación de formaciones en México*, IX-36 pp.
- Schlumberger. (2000). *Log Interpretation Charts*.

Páginas de Internet.

- www.cnh.gob.mx/rig/pdf/cuencas/tampico-misantla.pdf Lo utilice para el marco tectónico estructural y definir el Sistema Petrolero.
- [www.cnh.gob.mx/.../Dictamen Tampico Misantla sur de burgos.pdf](http://www.cnh.gob.mx/.../Dictamen_Tampico_Misantla_sur_de_burgos.pdf) Lo utilice en la localización den del área de estudio.
- 132.248.9.34/hevila/ingenieriapetrolera/2013/V453/no1/4.pdf Lo utilice para saber su madurez de la cuenca en cuestión de Hidrocarburos (Aceite y Gas).
- Lexico Estratigrafico, INEGI.
- www.ingenieriadepetroleo.com. Lo utilice para la imagen de la sección de la Provincia Tampico-Misantla.