



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ESTUDIO Y ANÁLISIS DE YACIMIENTOS CARBONATADOS
EN LA ZONA DEL GOLFO DE MÉXICO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

YAÑES SILVA RICARDO LEÓN
MENDOZA MONTES MARIO
BÁEZ TINO ERICK

DIRECTOR: DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



Ciudad Universitaria

2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ÍNDICE

Resumen.	1
Abstract.	2
Introducción.	3
CAPITULO I: YACIMIENTOS EN CARBONATOS	5
1.1 Panorama de los Yacimientos en Carbonatos.	5
1.2 Rocas Carbonatadas y Siliciclásticas.	6
1.3 Mineralogía de los Yacimientos en Carbonatos.	9
1.4 Evaluación de Yacimientos en Carbonatos.	12
1.4.1 Técnicas de Interpretación.	13
1.4.2 Evaluación de las Propiedades de los Yacimientos.	14
1.4.3 Evaluación del Flujo de Fluidos en los Yacimientos.	14
1.4.4 Método de Thommer.	14
1.4.5 Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para la Caracterización de Fluidos.	16
1.4.6 Comprensión del Flujo en Yacimientos Carbonatados.	17
CAPITULO II: ROCAS CARBONATADAS	22
2.1 Propiedades Petrofísicas.	22
2.1.1 La Porosidad en las Rocas Carbonatadas.	23
2.1.2 La Mojabilidad y su efecto sobre el Flujo de Fluido.	26
2.1.3 Permeabilidad de la Roca.	28
2.2 Fracturas.	29
2.2.1 Clasificación de las Fracturas según su Origen.	30
2.2.2 Fracturas Diagenéticas.	30
2.2.3 Fracturas Tectónicas.	30
2.2.4 Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF).	31
CAPITULO III: PROVINCIAS PETROLERAS DEL GOLFO DE MÉXICO	36
3.1 Introducción.	36
3.2 Distribución de las Provincias Petroleras de México.	36
3.3 Provincias Petroleras del Golfo de México.	38

3.3.1	Cuenca de Sabinas y Península de Tamaulipas.....	38
3.3.2	Cuenca de Burgos.....	41
3.3.3	Provincia Tampico-Misantla.	45
3.3.4	Cuenca de Veracruz.....	50
3.3.5	Provincia del Sureste.	54
3.3.6	Golfo de México profundo.....	58
3.4	Actividades Exploratorias en Cuencas del Golfo de México.	61
3.5	Yacimientos Carbonatados Relevantes en México.	64
3.5.1	Región Marina Noreste.	64
3.5.2	Región Marina Suroeste.	65
3.5.3	Región Norte.	68
3.5.4	Región Sur.	71
3.6	Descubrimientos.	72
3.7	Distribución de las reservas de hidrocarburos.....	84

CAPITULO IV: MÉTODOS DE ANÁLISIS Y ESTUDIO DE SECCIONES DE CARBONATOS89

4.1	Concepto de Sistema Petrolero.....	89
4.1.1	Distribución de los Sistemas Petroleros de México.....	89
4.2	Sísmica de alta resolución para describir Yacimientos Carbonatados en campos del Golfo de México.....	95
4.2.1	Método de estudio integrado.....	96
4.2.2	Adquisición de datos sísmicos.	96
4.2.3	Pasos y resultados de la descripción de Yacimientos.	97
4.2.4	Revisión geológica, edición y análisis de registros.	98
4.2.5	Interpretación sísmica; inversión sísmica después del apilamiento.	99
4.2.6	Calibración petroacústica.	99
4.2.7	Mapeo y evaluación de la porosidad.	100
4.3	Metodología Integral de Productividad para en los Campos Maduros del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, "APPRA".	104
4.3.1	Selección de pozos candidatos para su estudio.	107
4.3.2	Análisis integral de yacimientos.....	110
4.3.3	Resultados.	121
4.4	Perspectivas futuras.....	123

Conclusiones.125

Glosario.....127

Nomenclatura.....	129
Bibliografía.....	130

Figuras.

FIGURA 1. 1 HETEROGENEIDAD DE LOS CARBONATOS. (SCHLUMBERGER MARKET ANALYSIS 2007).....	5
FIGURA 1. 3. DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LAS RESERVAS EN CARBONATOS. (SCHLUMBERGER MARKET ANALYSIS, 2007).	6
FIGURA 1. 4. CLASIFICACIÓN DE LOS CARBONATOS. (CARBONATE RESERVOIR CHARACTERIZATION, 1999).....	7
FIGURA 1. 5. CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD DE LOS CARBONATOS. (FOTOGRAFÍAS CORTESÍA DE WAYNE AHR Y DAVID C. KOPASKA-MERKEL).	11
FIGURA 1. 6. ASPECTO DE LAS ROCAS CARBONATADAS. (FOTOGRAFÍAS, CORTESÍA DE T.N. DIGGS.)	12
FIGURA 1. 7. REDES DE POROS EN EL CAMPO GHAWAR. (ALLEN D, ET AL, 1999).....	15
FIGURA 1. 8. SEPARACIÓN DE LA POROSIDAD. (ADAMS, ET AL, 1997).....	18
FIGURA 1. 9. SEPARACIÓN DE LA POROSIDAD EN UN CAMPO PETROLERO GIGANTE. (JOHNSON DL, ET AL, 2005).	20
FIGURA 2. 1 RELACIÓN CON LOS TIPOS DE ROCAS CARBONATADAS. (CANCINO, 2005).	22
FIGURA 2. 3 AMBIENTES MARINOS. (ORTUÑO, 2008).	23
FIGURA 2. 4 TIPOS DE POROSIDAD. (MODIFICADO DE CHOQUETE Y PRAY, 1970).....	24
FIGURA 2. 5 NÚCLEO DEL PROYECTO CSDP. BARRENO N° YAX-1. 1209.22 M.	24
FIGURA 2. 6 NÚCLEO DEL PROYECTO CSDP. BARRENO N° YAX-1. 1209.78 M.	25
FIGURA 2. 7 NÚCLEO DEL PROYECTO CSDP. BARRENO N° YAX-1. 1209.78 M.	25
FIGURA 2. 8 NÚCLEO DEL PROYECTO CSDP. BARRENO N° YAX-1. 1209.78 M.	25
FIGURA 2. 9 MOJABILIDAD DE LOS FLUIDOS (BULLOCK, ET AL, 1985).	27
FIGURA 2. 10 SATURACIÓN DE FLUIDOS (ORDUÑO, 2008).....	27
FIGURA 2. 11 PERMEABILIDAD DE LA ROCA (BULLOCK, ET AL, 1985).	28
FIGURA 2. 12 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (NELSON, 1999).....	31
FIGURA 2. 13 LOS ESFUERZOS PRINCIPALES Y LA CREACIÓN DE LAS FRACTURAS. (SCHOLLE, 2003).....	32
FIGURA 2. 14 EJEMPLO DE FRACTURAS NO SISTEMÁTICAS DE BAJO ÁNGULO EN LUTITAS. (BRIE A, 1995).....	34
FIGURA 2. 15 SECCIÓN TRANSVERSAL DE UNA ESTILOLITA. (BRIE A, 1995).....	35
FIGURA 3. 1 PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO. (PEP PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO 2013).....	37
FIGURA 3. 2 ELEMENTOS TECTÓNICOS Y DISTRIBUCIÓN DE CAMPOS DE LA CUENCA DE SABINAS. (WEC MÉXICO, 2010).	38
FIGURA 3. 3 MODELO DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS Y TABLA DE EVENTOS PARA LA CUENCA DE SABINAS. (MODIFICADA DE RODRÍGUEZ ET AL, 2008).	39
FIGURA 3. 4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS DE LA CUENCA DE SABINAS (WEC MÉXICO, 2010).....	41
FIGURA 3. 5 UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CAMPOS DE GAS DE LA CUENCA DE BURGOS (WEC MÉXICO, 2010).....	42
FIGURA 3. 6 TABLA DE EVENTOS PARA LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DE BURGOS (RODRÍGUEZ 2001).....	43

FIGURA 3. 7 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DE BURGOS. (WEC MÉXICO, 2010).....	45
FIGURA 3. 8 UBICACIÓN DE LA PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA Y PRINCIPALES CAMPOS DE ACEITE Y GAS. (WEC MÉXICO, 2010).....	46
FIGURA 3. 9 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PROVINCIA DE TAMPICO-MISANTLA. (WEC MÉXICO, 2010).....	47
FIGURA 3. 10 TABLA DE EVENTOS PARA LOS PRINCIPALES SISTEMAS PETROLEROS DE LA PROVINCIA DE TAMPICO-MISANTLA. (RODRIGUEZ ET AL, 2005).....	48
FIGURA 3. 11 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA. (WEC MÉXICO, 2010).....	50
FIGURA 3. 12 UBICACIÓN Y PRINCIPALES CAMPOS DE LA CUENCA DE VERACRUZ. (WEC MÉXICO, 2010).....	51
FIGURA 3. 13 SISTEMAS PETROLÍFEROS DE LA PROVINCIA DE VERACRUZ Y TABLAS DE EVENTOS. (VÁZQUEZ-COVARRUBIAS)	52
FIGURA 3. 14 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS DE LA PROVINCIA DE VERACRUZ. (WEC MÉXICO, 2010).....	54
FIGURA 3. 15 UBICACIÓN, SUBPROVINCIAS Y PRINCIPALES CAMPOS DE LA PROVINCIA DEL SURESTE. (WEC MÉXICO, 2010).....	55
FIGURA 3. 16 TABLAS DE EVENTOS DE LAS SUBPROVINCIAS DEL SURESTE. (CLARA, VILLANUEVA Y CABALLERO, 2006).....	56
FIGURA 3. 17 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA PROVINCIA DEL SURESTE. (WEC MÉXICO, 2010).....	58
FIGURA 3. 18 PROVINCIAS PROSPECTIVAS DE LA PARTE MEXICANA PROFUNDA DEL GOLFO DE MÉXICO. (PEP 2012).	59
FIGURA 3. 19 TRAYECTORIA DE LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS 1P, 2P Y 3P DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE (FUENTE PEMEX 2013).....	63
FIGURA 3. 20 COMPLEJO CANTARELL (APARICO MORALES, 2010).	64
FIGURA 3. 21 CAMPOS KU-MALOOB-ZAAP (APARICO MORALES, 2010).....	65
FIGURA 3. 22 CAMPOS ABKATÚN-POL-CHUC (APARICO MORALES, 2010).....	66
FIGURA 3. 23 CAMPO CAAN (APARICO MORALES, 2010).....	66
FIGURA 3. 24 CAMPOS OCH-UECH-KAX (APARICO MORALES, 2010).....	67
FIGURA 3. 25 CAMPO SINAN (APARICO MORALES, 2010).	67
FIGURA 3. 26 CAMPO ARENQUE (APARICO MORALES, 2010).....	68
FIGURA 3. 27 CAMPO MATA PIONCHE (APARICO MORALES, 2010).....	69
FIGURA 3. 28 CAMPO MECAYUCAN (APARICO MORALES, 2010).	69
FIGURA 3. 29 CAMPO POZA RICA (APARICO MORALES, 2010).	70
FIGURA 3. 30 CAMPO SAN ANDRÉS (APARICO MORALES, 2010).....	70
FIGURA 3. 31 CAMPO AGAVE (APARICO MORALES, 2010).....	71
FIGURA 3. 32 CAMPO ANTONIO J. BERMÚDEZ (APARICO MORALES, 2010).	71
FIGURA 3. 33 CAMPO BELLOTA (APARICO MORALES, 2010).	72
FIGURA 3. 34 MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL POZO KINBE-1, UBICADO A 29 KILÓMETROS AL NOROESTE DE FRONTERA, TABASCO. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).	76
FIGURA 3. 35 CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL DE LA CIMA DEL YACIMIENTO JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIGDIANO Y UBICACIÓN DEL CONTACTO AGUA-ACEITE A 5,803 METROS. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	77
FIGURA 3. 36 MODELO SEDIMENTARIO ESTABLECIDO PARA EL ÁREA DEL CAMPO. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	78
FIGURA 3. 37 NÚCLEOS Y MUESTRAS DE CANAL CORTADOS EN EL YACIMIENTO JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIGDIANO DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO KINBE-1, SE APRECIA	

IMPREGNACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL SISTEMA POROSO Y EN LAS FRACTURAS DEL NÚCLEO. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	79
FIGURA 3. 38 EL POZO PIKLIS-1 SE LOCALIZA EN LAS CUENCAS DEL SURESTE, EN UN TIRANTE DE AGUA DE 1,945 METROS, Y A 142 KILÓMETROS AL NOROESTE DE COATZACOALCOS, VERACRUZ. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	80
FIGURA 3. 39 SECCIÓN SÍSMICA QUE PASA POR EL POZO PIKLIS-1, MOSTRANDO LAS CIMAS DE LOS YACIMIENTOS. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	81
FIGURA 3. 40 MAPA DE CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL A LA CIMA DE LOS YACIMIENTOS EN EL MIOCENO INFERIOR. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	83
FIGURA 3. 41 SECCIÓN ESTRUCTURAL Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA MOSTRANDO LAS PROPIEDADES Y LÍMITES DE LOS YACIMIENTOS. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	84
FIGURA 4. 1 MAPA DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE MÉXICO. (PEP SISTEMAS PETROLEROS DE MÉXICO, 2010).....	91
FIGURA 4. 2 METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS UTILIZADA EN ESTE ESTUDIO. (WEC MÉXICO, 2010).....	97
FIGURA 4. 3 PRODUCTO POROSIDAD-ESPESOR; COMPARACIÓN ENTRE LOS VALORES MEDIDOS EN EL POZO Y LOS VALORES DERIVADOS DE LAS SÍSMICA. (WEC MÉXICO, 2010).....	101
FIGURA 4. 4 PREDICCIÓN DE LA POROSIDAD Y LOCALIZACIÓN DE RELLENO B. (WEC MÉXICO, 2010).....	102
FIGURA 4. 5 DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD EN LOS YACIMIENTOS KTI Y JSA DEL CAMPO ARENQUE. LA TRAYECTORIA DE POZO PROPUESTA PODRÍA EXPLOTAR ZONAS PROSPECTIVAS. (WEC MÉXICO, 2010).....	103
FIGURA 4. 6 POROSIDAD DEL YACIMIENTO JSA; IZQUIERDA: VALOR CUADRÁTICO MEDIO (RMS) DESDE EL YACIMIENTO JSA HASTA EL BASAMENTO; DERECHA: POROSIDAD INTEGRADA. (WEC MÉXICO, 2010).....	104
FIGURA 4. 7 BLOQUES POZA RICA Y ÁREA URBANA (PEP, 2013).....	105
FIGURA 4. 8 CUERPOS POZA RICA (PEP, 2013).	105
FIGURA 4. 9 DISTRIBUCIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. (PEP, 2013).....	106
FIGURA 4. 10 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE POZOS. (PEP, 2013).....	109
FIGURA 4. 11 PRODUCCIÓN BLOQUE I (PEP, 2013).....	110
FIGURA 4. 12 PRODUCCIÓN BLOQUE I CUERPO "D" (PEP, 2013).....	110
FIGURA 4. 13 DISTRIBUCIÓN DE ESPESORES CUERPO "D" (PEP, 2013).	111
FIGURA 4. 14 DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDADES CUERPO "D" (PEP, 2013).....	111
FIGURA 4. 15 COMBINACIÓN DE PERMEABILIDAD Y PRODUCCIÓN ACUMULADA POR METRO DE ESPESOR DE YACIMIENTO. (PEP, 2013).	112
FIGURA 4. 16 HI POZA RICA BLOQUE I CUERPO "D". (PEP, 2013).	113
FIGURA 4. 17 CAMPO MECATEPEC PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (PEP, 2013).	114
FIGURA 4. 18 CAMPO POZA RICA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (PEP, 2013).	114
FIGURA 4. 19 A) POZO CON ACCIDENTE MECÁNICO Y SAP; B) POZO FLUYENTE VERTICAL; C) POZO HORIZONTAL AGUJERO DESCUBIERTO. (PEP, 2013).....	115
FIGURA 4. 20 ANÁLISIS CON CURVAS DE CHANG (PEP, 2013).	115
FIGURA 4. 21 ANÁLISIS DE WORE Y ACEITE ACUMULADO (PEP, 2013).	115
FIGURA 4. 22 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN (PEP, 2013).....	117
FIGURA 4. 23 ANÁLISIS DE MUESTRAS DE LABORATORIO (PEP, 2013).....	117
FIGURA 4. 24 ANÁLISIS BAJO CONDICIONES ACTUALES DE EXPLOTACIÓN (PEP, 2013).....	117
FIGURA 4. 25 ANÁLISIS DE RESERVAS LIMITADAS POR EL WORE (PEP, 2013).....	117
FIGURA 4. 26 SECCIÓN ESTRUCTURAL (PEP, 2013).....	118

FIGURA 4. 27 EVALUACIÓN PETROFÍSICA (PEP, 2013).	118
FIGURA 4. 28 COMPORTAMIENTO POSTERIOR A LA INTERVENCIÓN (PEP, 2013).....	118
FIGURA 4. 29 RESERVAS A LAS NUEVAS CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN (PEP, 2013).....	118
FIGURA 4. 30 ÁRBOL DE DECISIONES. (PEP, 2013).	119
FIGURA 4. 31 ANÁLISIS ECONÓMICO TIPO. (PEP, 2013).....	120
FIGURA 4. 32 SUPERPOSICIÓN DE LA POROSIDAD CALCULADA DE LOS REGISTROS DE POZOS (ELAN) SOBRE LA POROSIDAD DERIVADA DE LA SÍSMICA. (PEP, 2013).....	123

Tablas.

TABLA 3. 1 PRINCIPALES PLAYS PRODUCTORES DE LA PROVINCIA DE SABINAS. (WEC MÉXICO, 2010).....	40
TABLA 3. 2 PRINCIPALES PLAYS PRODUCTORES DE LA CUENCA DE BURGOS. (WEC MÉXICO, 2010).....	44
TABLA 3. 3 PRINCIPALES PLAYS PRODUCTORES DE LA PROVINCIA DE TAMPICO-MISANTLA. (WEC MÉXICO, 2010).....	49
TABLA 3. 4 PRINCIPALES PLAYS ESTABLECIDOS DE LA PROVINCIA DE VERACRUZ. (WEC MÉXICO, 2010).....	53
TABLA 3. 5 CARACTERÍSTICAS DE LOS PLAYS ESTABLECIDOS DE LA PROVINCIA DEL SURESTE. (WEC MÉXICO, 2010).	57
TABLA 3. 6 VOLÚMENES DE RESERVAS DESCUBIERTAS EN EL PERIODO 2009-2012 (PEMEX 2013).....	62
TABLA 3. 7 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LOS YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EN 2011 (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).	73
TABLA 3. 8 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LOS YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EN 2011 POR CUENCA Y REGIÓN. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	74
TABLA 3. 9 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LOS YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EN 2011 POR TIPO DE HIDROCARBURO. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012)	75
TABLA 3. 10 EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS DE LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN LA REGIÓN MARINA NORESTE. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).	85
TABLA 3. 11 EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS DE LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN LA REGIÓN MARINA SUROESTE. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).	86
TABLA 3. 12 EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS DE LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN LA REGIÓN NORTE. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).	87
TABLA 3. 13 EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS DE LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN LA REGIÓN SUR. (PEP RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2012).....	88
TABLA 4. 1 RESULTADO DEL ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD HI (PEP, 2013).	114
TABLA 4. 2 TABLA DE RESUMEN DE POZOS CANDIDATOS. (PEP, 2013).....	122

Resumen.

Los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo, además de que la mayoría de los cuerpos gigantes son productores en este tipo de yacimientos; en México, gran parte de la producción (90%) y de las reservas probadas (67%) de los hidrocarburos provienen de los campos localizados en la región sureste del país en carbonatos. La mayoría de las rocas calizas se forman en ambientes marinos de aguas someras, sin embargo, también podemos encontrarlas en ambientes de talud, rampa y de aguas profundas. El talud es el desnivel que se produce entre la plataforma continental y las profundidades de las fosas abisales. La mayoría del material que se acumula en el talud superior es generalmente inestable y tiende a moverse mar adentro formándose los yacimientos carbonatados. Los yacimientos petroleros en carbonatos son aquellos en donde su principal horizonte productor está compuesto por carbonatos y han sufrido algún proceso secundario como movimiento y acomodamiento de la corteza, por fallas tectónicas, por efectos de la gravedad y por colapso o impacto de meteoritos; sus características geológicas, geofísicas y petrofísicas son factores que favorecen la recuperación de aceite y/o gas.

En el presente trabajo se describen las principales características de los yacimientos petroleros en carbonatos, desde los procesos y factores que inciden en su formación. Se incluyen descripciones y análisis sobre las diferencias que se presentan entre las rocas carbonatadas y siliciclasticas, así como la mineralogía y algunas técnicas para la interpretación de carbonatos como la resonancia magnética nuclear (RMN). Se mencionan las características geológicas y petrofísicas que han llevado al origen de los yacimientos en carbonatos, como lo son los procesos sedimentarios; se proporciona la clasificación de las fracturas y los yacimientos naturalmente fracturados (YNF). De igual manera, se describen las principales cuencas en el Golfo de México como lo son: Cuenca de Sabinas y Península de Tamaulipas, Burgos, Tampico-Mizantla y Veracruz.

Como parte esencial del trabajo, se delinear los métodos de análisis y estudio de secciones en carbonatos, el sistema petrolero y su distribución. Se explica la sismica de alta resolución para describir los yacimientos petroleros, así como la metodología utilizada para campos maduros en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira, "APPRA". Empleando el software OFM se integró información de propiedades petrofísicas para generar mapas de iso-propiedades y con esto realizar combinaciones de variables para el área Poza Rica.

Finalmente se observó que para realizar un mejor estudio se debe tener una jerarquización de pozos soportada con variables del yacimiento para su análisis y así realizar el proceso completo para su intervención. En pozos con accidente mecánico es necesario controlar el agua con la optimización del sistema artificial de explotación o selección de estrangulador óptimo para incrementar la producción de aceite y retrasar la irrupción repentina de agua. En pozos horizontales del área Poza Rica que se encuentran operando en agujero descubierto, se han identificado algunas unidades de flujo independientes, por lo cual se requiere la toma de información como los registros de producción PLT. Gran parte de los pozos del área Poza Rica se encuentran en área urbana por lo que es necesario revisar la factibilidad de entrada de equipos TRP para el cambio de las condiciones de explotación. El análisis de los pozos se debe realizar desde un enfoque integral, considerando el yacimiento, el pozo y condiciones de superficie. Esto permite disminuir la incertidumbre en los resultados de las intervenciones.

Abstract.

The oil reservoirs in carbonate rocks store more than 60% of the hydrocarbon reserves in the world, in addition, most of the giant bodies are producers in this type of reservoirs; in Mexico, much of the production (90%) and proved reserves (67%) of hydrocarbons come from fields located in the Southeast region of the country in carbonates. Most of the limestone rocks are formed in shallow marine environments; however, we can also find them on slope environments, ramp and deep water. The slope is the gap that occurs between the continental shelf and the depths of the deep-sea trenches. Most of the material that accumulates in the upper slope is usually unstable and tends to move offshore creating carbonate reservoirs. The oil deposits in carbonates are those where its main productive horizon consists of carbonates and have suffered some secondary processing such as movement and accommodation of the crust, tectonic faults, due to gravity effects and collapse or meteorite impact; its geological, geophysical and petrophysical characteristics are factors that favour the recovery of oil and/or gas.

This thesis describes the main features of the oil carbonate reservoirs, from processes and factors affecting its formation. It includes descriptions and analysis on the differences that occur between siliciclastic and carbonate rocks, as well as mineralogy and some techniques to the interpretation of carbonates such as Nuclear Magnetic Resonance (NMR). Geological and petrophysical characteristics which have led to the origin of the deposits in carbonates, such as sedimentary processes are mentioned; a classification of the fractures and the naturally fractured reservoirs (NFY) is provided. Similarly, the main basins in the Gulf of Mexico such as: basin of Sabinas and Peninsula of Tamaulipas, Burgos, Tampico-Mizantla and Veracruz are described.

As an essential part of this work, the methods of analysis and study of sections in carbonates, the petroleum system and its distribution are delineated. High-Resolution Seismic is explained to describe the oil fields, as well as the methodology used for mature fields in the Active of Production Poza Rica-Altamira, "APPRA". With the use of OFM software and petrophysical data it was possible to generate iso-properties maps and with this, perform combinations of variables for the Poza Rica area.

Finally, it was observed that for a better study you must have a hierarchy of wells supported with variables of the reservoir for analysis and thus carry out the entire process for its intervention. In wells with mechanical accident, it is necessary to control the water with the optimization of the artificial lift system or select the optimum choke to increase oil production and delay the sudden water invasion. In some horizontal wells in the Poza Rica area, which are producing open hole, some independent flow units have been identified, so PLT data is required. Many wells are located in urban areas, so it is necessary to review the feasibility of the use of Workover and Completion Rigs in order to change of the operating conditions. The analysis of wells must be through an integrated approach, considering the reservoir, the well and surface conditions. This will allow us to reduce the uncertainty in the results of well interventions.

Introducción.

Durante décadas, la evaluación de los yacimientos carbonatados ha sido de gran importancia para investigadores y productores de petróleo y gas, debido a la dificultad que plantean estas rocas tan heterogéneas, desde la exploración hasta las etapas avanzadas de producción; así que ingenieros geocientíficos y petrofísicos trabajan en conjunto para obtener la mayor información posible, para producir el máximo de hidrocarburos del subsuelo almacenados en este tipo de rocas.

Una componente importante de las reservas mundiales de hidrocarburos se presenta en yacimientos carbonatados, las que incluyendo a los yacimientos en Arabia Saudita y el Golfo de México. A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos que albergan, la caracterización de los carbonatos presenta problemas y retos importantes. Esto debido en parte a las interrelaciones complejas que se exhiben entre la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades relacionadas a los yacimientos carbonatados. La comprensión de las interrelaciones que se presentan constituye un desafío importante en la caracterización de yacimientos carbonatados.

En los últimos años, los científicos e ingenieros han aplicado numerosas técnicas para tratar de comprender los yacimientos carbonatados. La falta de un procedimiento universal para resolver los problemas no se debe a falta de esfuerzos. Independientemente persiste un obstáculo importante: una técnica determinada quizás no resulte adecuada para todas las escalas de investigación pertinentes; lo que funciona en un pozo probablemente resulte apropiado en otros; o en el resto de un campo petrolero. La heterogeneidad de los sistemas porosos carbonatados dificulta la estimación de la permeabilidad.

Los yacimientos más importantes por su producción en México, son los denominados naturalmente fracturados (YNF) y se encuentran en rocas carbonatadas y en calizas, pues además de contener aproximadamente la mitad de las reservas mexicanas de hidrocarburos, de ellos se extrae en la actualidad el 94% del petróleo, y si bien en la actualidad presentan un comportamiento estable, la mayoría decae en cuanto a su producción; aunque es evidente que en los próximos años todos los yacimientos en rocas carbonatadas irán decreciendo en su producción y reservas en forma paulatina, de ahí la importancia de desarrollar tecnologías que nos permitan la adecuada optimización de este tipo de yacimientos.

Se tiene la necesidad de entender las características de los yacimientos carbonatados y superar los retos que implican, como son la exploración y explotación, los problemas relacionados a las operaciones de perforación, producción y cuando el campo está en declinación, se debe procurar obtener un incremento o mantenimiento de la producción por medio de sistemas artificiales y/o recuperación secundaria y mejorada. Todos estos factores son los motivadores para que ingenieros y geocientíficos busquen y desarrollen nuevas tecnologías que ayuden a entender, explorar y explotar los yacimientos carbonatados de forma óptima y eficiente.

Los principales campos en México que cuentan con características donde la formación o secuencia productora está constituida por carbonatos son: la Formación Tamabra en Poza

Rica, la Brecha límite K/T en la Sonda de Campeche (siendo el principal horizonte productor en el campo Cantarell), las Brechas carbonatadas del cretácico del área Chiapas-Tabasco y las calizas de la formación Tamaulipas en la cuenca de Tampico.

CAPITULO I: YACIMIENTOS EN CARBONATOS

1.1 Panorama de los Yacimientos en Carbonatos.

Los yacimientos carbonatados se presentan una gran variedad de texturas. Los yacimientos pueden ser colosales, aunque sus poros pueden ser microscópicos (Figura 1.1). La permeabilidad de la matriz puede ser inconmensurablemente baja, mientras que los fluidos fluyen como ríos a través de las fracturas. Las técnicas de evaluación que tienen éxito en yacimientos de areniscas a veces fallan en yacimientos carbonatados. Estas variaciones complican tanto la evaluación de los yacimientos como la recuperación de los hidrocarburos. Sin embargo, los investigadores están trabajando para superar estos problemas, debido a la importancia económica que reviste la producción de petróleo de los yacimientos carbonatados.

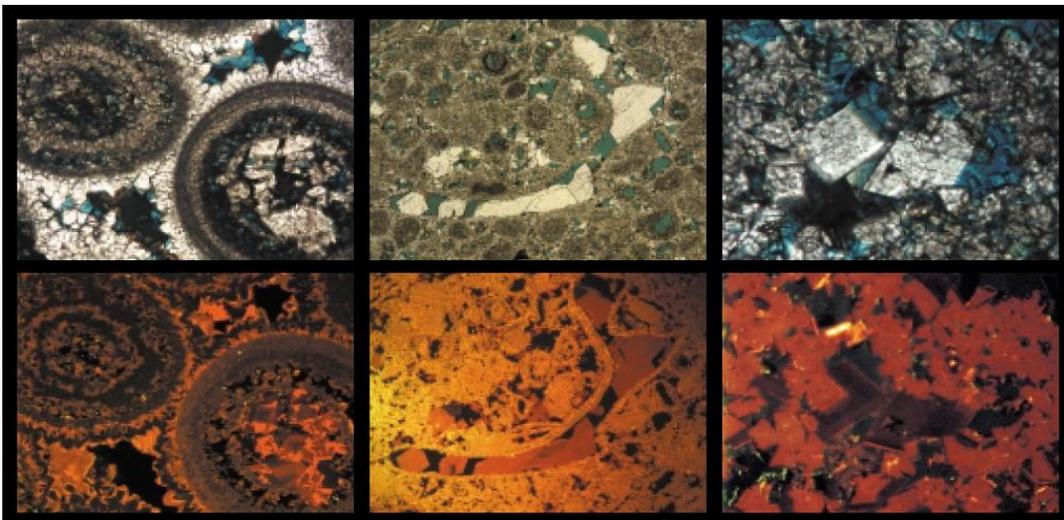


Figura 1.1 Heterogeneidad de los carbonatos (Schlumberger Market Analysis, 2007).

Los pares fotomicrográficos de la Figura 1.1 muestran tres texturas de rocas del mismo yacimiento. Las imágenes de la parte superior son fotomicrografías convencionales de planos de luz polarizada para secciones delgadas. Las fotomicrografías de cátodo-luminiscencia (abajo) revelan diferentes generaciones de minerales carbonatados formados durante la diagénesis. Cada textura de roca presenta una respuesta diferente a la resonancia magnética nuclear (RMN) debido a las distintas relaciones dentro de los poros y de entre los granos. Las diferencias de facies depositacionales y posición estratigráfica produjeron tres caminos diagenéticos claramente diferenciados. En la caliza granular (grainstone) ooide (izquierda), los núcleos de los ooides se disolvieron en una temprana etapa de la historia depositacional. Los cementos de calcita llenaron la porosidad tanto intergranular como intragranular. La caliza granular ooide-peloidal dolomitizada y retentiva de la textura (centro) sufrió inicialmente una diagénesis menor durante la cual fueron disueltos algunos fragmentos de esqueletos. A continuación, cristales finos de dolomita reemplazaron el sedimento y preservaron la textura original en una etapa temprana. Más tarde, el cemento de dolomita llenó algunos de los grandes poros móldicos. Las dolomías (dolostones) sucrosícas (derecha) representan caliza

granular peloidal que fue reemplazada por cristales finos de dolomita sucrósica, destruyendo gran parte de la textura depositacional original (Figura 1.1)

Alrededor del 60% de las reservas de petróleo en el mundo se encuentran en los yacimientos carbonatados, con un enorme potencial de reservas de gas adicionales (Figura 1.2). El Medio Oriente posee el 62% de las reservas de petróleo convencionales comprobadas del mundo; aproximadamente el 70% de estas reservas se aloja en los yacimientos carbonatados, además posee el 40% de las reservas probadas de gas del mundo; el 90% de estas reservas de gas se encuentra en los yacimientos carbonatados.

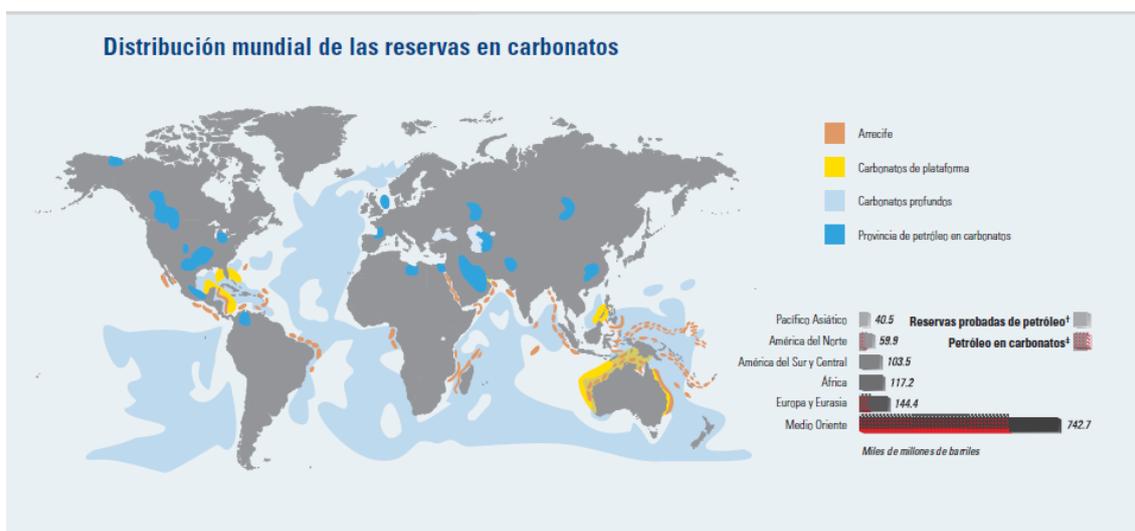


Figura 1. 2. Distribución mundial de las reservas en carbonatos. (Schlumberger Market Analysis, 2007).

Las rocas carbonatadas albergan numerosos barriles de petróleo y muchos años de reservas, el mayor volumen de las cuales corresponde a Medio Oriente. Las más espectaculares son las acumulaciones situadas en Arabia Saudita, donde se espera que la producción proveniente de los yacimientos carbonatados se mantenga durante varias décadas (Figura 1.2).

1.2 Rocas Carbonatadas y Siliciclásticas.

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas sedimentarias siliciclásticas de varias maneras. Las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan en roca sólida. La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas. Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos.

Las rocas siliciclásticas son predominantemente areniscas y lutitas que contienen una gran variedad de minerales y partículas, incluidos el cuarzo, el feldespato, los minerales de arcilla, fragmentos de rocas preexistentes y restos de plantas o animales. Los carbonatos están compuestos por un grupo más limitado de minerales, preferentemente calcita y dolomita. Otros minerales que normalmente están menos presentes en los carbonatos son el fosfato y la glauconita; entre los minerales secundarios se incluyen la anhidrita, el horsteno, el cuarzo, los minerales de arcilla, la piritita, la anquerita y la siderita.

Estas diferencias dan como resultado sistemas de clasificación completamente diferentes para las rocas clásticas y las carbonatadas. Las rocas clásticas se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, y los carbonatos se diferencian por factores como la textura depositacional, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca, o la diagénesis (Figura 1.3)

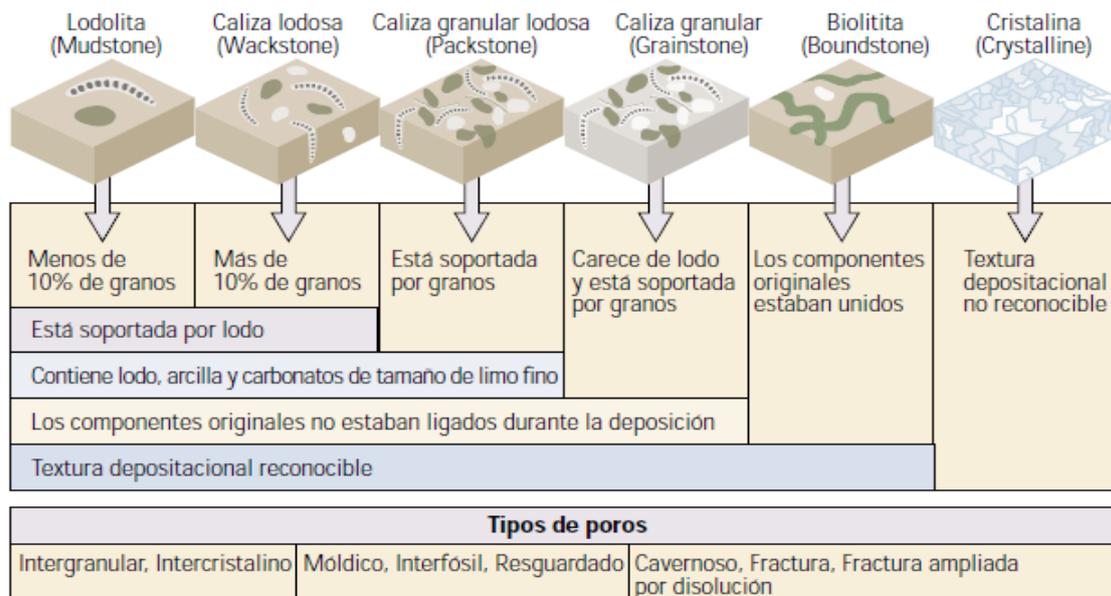


Figura 1. 3. Clasificación de los carbonatos (Carbonate Reservoir Characterization, 1999).

Las rocas carbonatadas se diferencian por su textura depositacional, tipos de granos, composición de la roca u otros factores. La clasificación de Dunham, publicada en 1962, se utiliza ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y de lodo. La clasificación de Embry y Klovan sigue el esquema de Dunham, pero agrega categorías para rocas formadas por organismos que crecieron juntos, tales como colonias de ostras. La descripción de los tipos de poros refina aún más las descripciones de rocas; la clasificación de Lucia es hoy ampliamente aceptada. (Figura 1.3)

La capacidad de diferenciar las unidades de flujo actuales de las unidades depositacionales originales es cada vez más importante que diferenciar otros aspectos de la clasificación, por

cuanto el emplazamiento óptimo del pozo depende de cuán bien se comprendan las unidades de flujo actuales.

Una vez depositados, los sedimentos pasan por la diagénesis, es decir, los cambios químicos y físicos posdepositacionales que transforman los sedimentos en roca sólida. La diagénesis en carbonatos modifica de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros. Los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución; los granos se pueden disolver para formar nuevos espacios entre poros, y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación puede producir grandes cavidades. Normalmente, la diagénesis clástica no implica un cambio en la mineralogía. Sin embargo, la diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomita mineral, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos.

Los sedimentos carbonatados contienen importantes cantidades de los minerales metaestables aragonita y calcita de magnesio; la calcita en sí se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros. Por lo tanto, es más probable que los carbonatos sufran disolución, reemplazo mineralógico y recristalización. Estos efectos varían según la temperatura, la química de los fluidos de los poros y la presión. Comúnmente, la diagénesis de los carbonatos comienza con la cementación marina y el barrenado producidos por los organismos en la interfase sedimento-agua previa al depósito. Continúa a través del depósito poco profundo con la cementación, disolución y recristalización, con un sepultamiento más profundo, donde los procesos de disolución conocidos como disolución por presión pueden formar elementos tales como las estilolitas.

Los análisis de muestras de núcleos o registros de imágenes de rocas carbonatadas documentan una variedad de tipos y tamaños de poros y distribuciones irregulares. En las rocas clásticas, los poros están predominantemente entre los granos, es decir, son intergranulares, y están distribuidos de manera uniforme en toda la matriz de la roca. Los poros intergranulares también están presentes en los carbonatos. La porosidad intragranular puede ser común en los granos de carbonatos como tipo de poro principal, o se puede desarrollar cuando los granos, tales como los fragmentos de conchas, están parcialmente disueltos. La porosidad móldica conserva las formas de los fragmentos de conchas disueltos u otros componentes. Por lo general, los carbonatos tienen una variedad mucho mayor de formas de grano que la mayoría de las rocas siliciclásticas. Es evidente que en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que hace que la estimación de la porosidad y la permeabilidad, y el cálculo de las reservas sean una tarea extremadamente difícil.

Otra característica de los carbonatos es la susceptibilidad a la disolución. En la superficie, a medida que el agua y el dióxido de carbono forman el ácido carbónico, la disolución puede llevar a una impresionante topografía cárstica, incluidos los sumideros, cavidades e intrincados patrones de drenaje como las corrientes que "desaparecen" en los sistemas cársticos activos. Los sistemas cársticos inactivos, o paleocársticos, pueden formar yacimientos dominados por fragmentos de rocas angulares producidos durante el colapso de la cavidad. Para la industria del petróleo, los sistemas cársticos pueden ser un arma de doble filo: pueden causar

hundimientos de barrenas y pérdida de fluidos durante la perforación, pero también pueden originar porosidades y permeabilidades altas.

1.3 Mineralogía de los Yacimientos en Carbonatos.

A diferencia de los yacimientos siliciclásticos, que se forman a través de la erosión y el transporte de materiales de las rocas existentes, los materiales que conforman las rocas carbonatadas se desarrollan fundamentalmente por actividad biológica y, en menor medida, a través de la precipitación inorgánica. Los orígenes biológicos de muchos depósitos carbonatados limitan su presencia a lugares con temperaturas de agua y otras condiciones de sustentación de la vida específicas. Además, los organismos productores de carbonatos evolucionan, lo que agrega complejidad al estudio de los carbonatos.

La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente simple y exhibe un predominio de minerales de calcita $[\text{CaCO}_3]$, dolomía $[\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2]$ y evaporita, tales como la anhidrita $[\text{CaSO}_4]$ y el yeso $[\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}]$, y menos arcilla que las rocas sedimentarias siliciclásticas. El sepultamiento podría preservar el carbonato de calcio en el lugar en el que se formó, o el material podría ser erosionado o lixiviado, transportado en forma de granos o en solución, y depositado en otro lugar por el agua en movimiento o la reprecipitación. Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean texturas y fábricas de rocas heterogéneas durante y después de la depositación, destruyendo a menudo cualquier relación comparativamente simple que pudo haber existido entre los atributos sedimentarios, es decir, la porosidad y la permeabilidad.

La susceptibilidad de los minerales carbonatados al cambio químico una vez removidos, o incluso mientras se encuentran dentro, del ambiente de sedimentación indica que los procesos diagenéticos son más significativos en las rocas carbonatadas que en sus contrapartes siliciclásticas. Estos procesos afectan las rocas carbonatadas en escalas que varían entre micrones y kilómetros y normalmente modifican los diámetros y las formas de los espacios entre poros. La deformación, tal como el fracturamiento, puede modificar la permeabilidad y la porosidad. Los procesos de disolución forman cavernas, fosas de hundimiento y otros rasgos que se conocen colectivamente como modelo cárstico, lo que también afecta las propiedades de los yacimientos.

La elaboración de modelos de yacimientos y las predicciones realistas dependen de la comprensión de los procesos que crearon o modificaron las formaciones carbonatadas y de la medición de las propiedades de las rocas con niveles de resolución adecuados. Para el desarrollo de modelos y la preparación de predicciones, es crucial considerar que los procesos geológicos que modifican los poros pueden producirse en forma reiterada.

Autores como Babadagli y Develi (2003), en el estudio en yacimientos carbonatados se centran en una determinada escala a la hora de considerar las propiedades de los yacimientos carbonatados. La escala más pequeña involucra la estructura interna de la roca, incluyendo los granos de los minerales, los fósiles y la materia orgánica, así como también los tipos y las geometrías de los poros.

La escala intermedia, que varía entre aproximadamente un pie y cientos de pies [1 y 100 m], ofrece cierto discernimiento con respecto a la mineralogía, la porosidad, la saturación de los fluidos, la permeabilidad, la continuidad del yacimiento y los patrones diagenéticos. Los rasgos geológicos tales como estratificación, vacuolas, estilolitas y fracturas, se observan fácilmente en esta escala.

A escala de yacimiento, los especialistas se centran en la geometría general y en los límites de las unidades de flujo del yacimiento, recurriendo normalmente a la sísmica, la correlación de registros y los ajustes históricos de los datos de producción. Sin embargo, el éxito de las estrategias de producción de hidrocarburos depende de la comprensión e integración de los datos; las interpretaciones y acciones subsiguientes deben ser compatibles en todas las escalas.

El avance reciente logrado en la comprensión de los yacimientos carbonatados surge, en parte, de la simplificación de la caracterización de las rocas carbonatadas. En lugar de intentar subdividir las rocas carbonatadas en un número poco práctico de categorías, científicos e ingenieros están apelando a esquemas de clasificación más prácticos que generan interpretaciones más confiables de los sistemas porosos, lo que constituye un paso crucial hacia el mejoramiento del manejo de los yacimientos carbonatados. Las clasificaciones que ponen énfasis en el comportamiento del flujo pueden conducir a una toma de decisiones más directas durante las operaciones de producción.

Diversos esquemas de clasificación han sido aplicados a las rocas carbonatadas. Los de Dunham y Folk (1962) son quizás los más conocidos. La clasificación de Dunham enfatiza las texturas depositacionales. El sistema de Folk comienza con los tipos de granos y su abundancia relativa y luego incorpora la textura y el tamaño de los granos. Otros Autores utilizan clasificaciones que se centran en las propiedades de los poros para evaluar la calidad del yacimiento. A través del estudio cuidadoso de los componentes, las texturas y los poros de las rocas carbonatadas, los geólogos pueden determinar los tipos y la secuencia cronológica relativa de los procesos depositacionales, los procesos diagenéticos y la formación de fracturas naturales (Figura 1. 4).

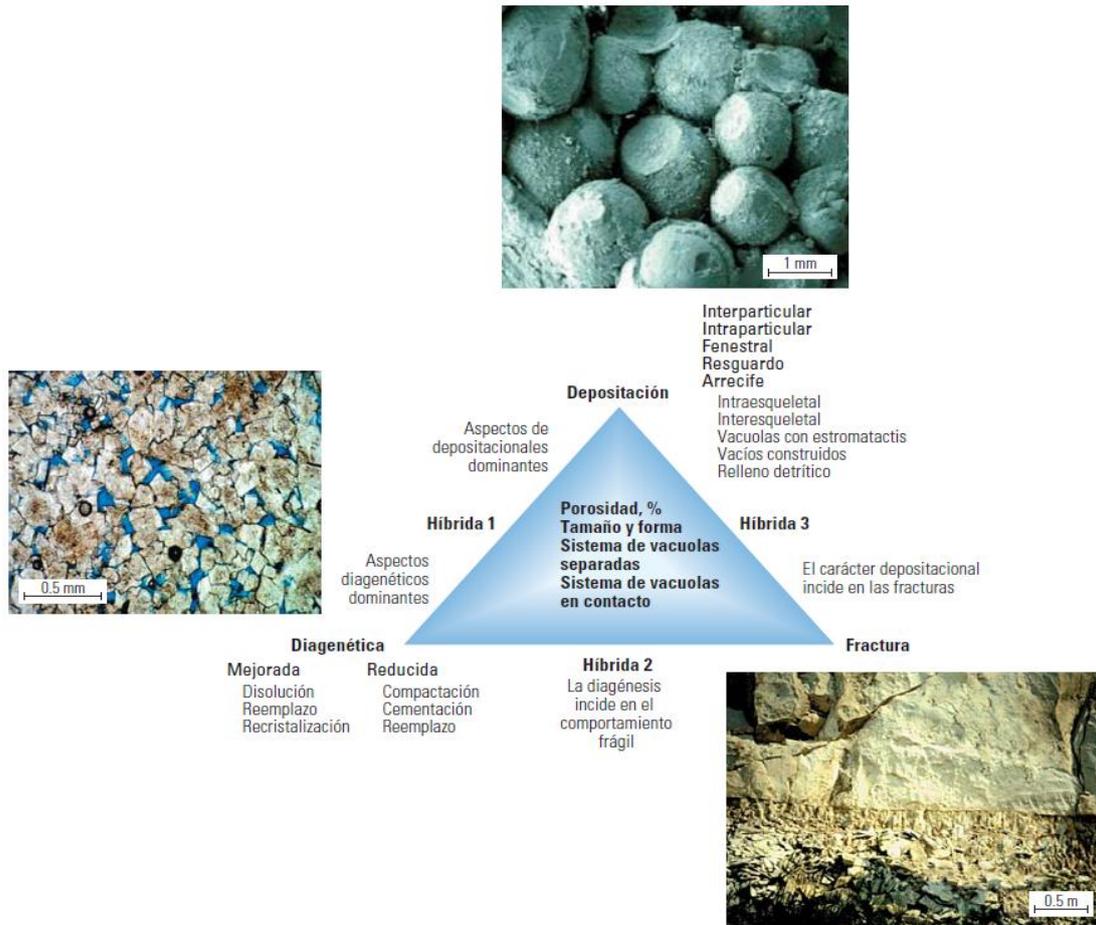


Figura 1. 4. Clasificación de la porosidad de los carbonatos (Schlumberger Oilfield Review, 2005).

Un esquema de clasificación desarrollado por Ahr destaca el origen de la porosidad—deposición, diagénesis o fracturamiento—para distinguir las rocas carbonatadas (centro). La porosidad deposicional representa el espacio que queda entre los granos, tal como los ooides de la micrografía electrónica de barrido (extremo superior), los fragmentos de esqueletos y otras partículas. La porosidad diagenética, con relleno de epoxi azul en una sección delgada de caliza dolomitizada (izquierda), puede ser el resultado de procesos de cementación, compactación, disolución, recristalización o reemplazo. La porosidad por fractura puede producirse en más de una escala, como lo muestran al menos dos grupos de fracturas en la fotografía del afloramiento (extremo inferior derecho). Entre los miembros extremos existe una variedad infinita de tipos de poros híbridos (Figura 1. 4).

Otro marco conceptual involucra los distintos tipos de rocas petrofísicas descritos por Archie en las rocas siliciclásticas y carbonatadas. Las rocas que corresponden a un tipo petrofísico común poseen atributos comparables tales como porosidad, permeabilidad, saturación o propiedades de presión capilar; estas semejanzas refuerzan las esperanzas de que el comportamiento de los yacimientos sea similar. Lucia agregó los atributos descriptivos de los sistemas porosos, lo que permitió incrementar la utilidad de los tipos de rocas petrofísicas para la predicción de la permeabilidad en los yacimientos carbonatados, a través del enlace de las propiedades describibles y mapeables de las rocas carbonatadas con los modelos geológicos para mejorar el análisis cuantitativo en una escala más grande.

La comprensión de los tipos de poros o los tipos de rocas proporciona una base importante para los estudios del comportamiento de los yacimientos, pero no es suficiente, ni siquiera en yacimientos que no están fracturados. Para predecir el comportamiento de los yacimientos, los científicos e ingenieros están recurriendo a técnicas probabilísticas. Estas técnicas deberían ayudar a los científicos e ingenieros a cuantificar las reservas remanentes de los yacimientos y seleccionar las tecnologías necesarias para recuperar esas reservas, pero con un claro conocimiento de la incertidumbre asociada con cada aspecto del trabajo.

1.4 Evaluación de Yacimientos en Carbonatos.

Durante décadas, la evaluación de los yacimientos carbonatados ha sido una prioridad para los investigadores, pero los retos que plantean estas rocas heterogéneas son grandes. Dada la heterogeneidad de los yacimientos carbonatados en todas las escalas, a los especialistas les resulta difícil lograr consenso en lo que respecta a las descripciones de estos yacimientos. La simplificación de los esquemas de clasificación de rocas facilita las interpretaciones y ofrece un marco de gran utilidad para las decisiones relacionadas con el manejo de yacimientos; sin embargo, la simplificación no basta. Los avances sostenidos que han tenido lugar en la tecnología de adquisición de registros de pozos, las aplicaciones rigurosas del análisis petrofísico, la validación de las técnicas petrofísicas que utilizan núcleos y las sofisticadas técnicas probabilísticas han posibilitado una mayor comprensión de las rocas carbonatadas (Figura 1. 5).



Figura 1. 5. Aspecto de las rocas carbonatadas (Schlumberger Oilfield Review, 2005)

Dada la heterogeneidad de los carbonatos, no es sorprendente que la producción de hidrocarburos a partir de estas formaciones, a menudo, esté fuertemente influenciada por la presencia de fallas y fracturas, particularmente en los yacimientos más antiguos del Mesozoico

y el Paleozoico. Los expertos advierten que las relaciones entre porosidad y permeabilidad en los carbonatos no se pueden determinar sin comprender la distribución del tamaño de los poros. Puesto que los yacimientos carbonatados presentan enormes retos, durante décadas han impulsado grandes iniciativas de investigación en la industria del petróleo. Estas iniciativas varían a medida que los expertos tratan de resolver los difíciles problemas de los yacimientos carbonatados.

1.4.1 Técnicas de Interpretación.

Durante la implementación de proyectos de inyección de agua en yacimientos carbonatados la incursión de agua prematura indujo a los científicos e ingenieros a realizar estudios intensivos de las rocas carbonatadas. En contraste con los métodos empíricos adoptados previamente, estos estudios se tradujeron en una metodología de interpretación petrofísica para las rocas carbonatadas que integraba el análisis de registros con los estudios de núcleos. Herron SL y Herron MM (2000), desarrollaron este enfoque para cuantificar los macroporos y comprender sus conexiones y la permeabilidad. Los microporos, con diámetros de gargantas de menos de 0.5 micrones, normalmente contienen en su mayor parte agua irreducible y poco hidrocarburo. Los mesoporos, con diámetros de gargantas que oscilan entre 0.5 y 5 micrones, pueden contener cantidades significativas de petróleo o gas en los poros, por encima del nivel de agua libre (FWL, por sus siglas en inglés). Los macroporos, cuyas gargantas miden más de 5 micrones de diámetro, son responsables de las tasas de producción prolíficas que se registran en muchos yacimientos carbonatados, pero a menudo proveen las trayectorias para la incursión prematura de agua, dejando en los mesoporos por encima del nivel de agua libre un volumen considerable de petróleo y gas. Otros definen a la microporosidad como “los poros cuyas dimensiones son significativamente menores que las que contribuyen a la permeabilidad de la roca”.

Este tipo de análisis comienza con imágenes de las paredes del pozo, que ayudan a los petrofísicos a caracterizar y analizar la porosidad, incluyendo las fracturas naturales y el material de relleno de las vacuolas. Dentro de la matriz, otras mediciones, tales como las de las herramientas de adquisición de registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), indican las características de los volúmenes de poros en las rocas carbonatadas, que luego los investigadores trasladan a un algoritmo para determinar la magnitud relativa de la porosidad intragranular, intergranular y vacuolar; la integración con las imágenes de la pared del pozo ayuda a cuantificar la fracción vacuolar. Por último, estos datos se utilizan para construir un modelo geométrico a partir del cual es posible estimar las propiedades de transporte de fluidos, tales como la permeabilidad.

1.4.2 Evaluación de las Propiedades de los Yacimientos.

Una característica común de los yacimientos carbonatados es aquella denominada en forma vaga “heterogeneidad” y un error común consiste en intentar abordarla con técnicas desarrolladas para rocas no carbonatadas. La heterogeneidad no es un problema en los yacimientos carbonatados si se encara con la presunción de que existen diferentes tipos de heterogeneidad, a diversas escalas de investigación, o en diferentes orientaciones. Puede existir heterogeneidad en los tipos de granos, texturas y poros, en la distribución de las fracturas naturales y en los efectos diagenéticos; pueden superponerse entre sí diferentes tipos de heterogeneidad.

Para apreciar mejor los aspectos fundamentales de las rocas carbonatadas, se pueden elaborar descripciones con una diversidad de fines así como se han desarrollado varios esquemas de clasificación de rocas carbonatadas. Por ejemplo, se podría utilizar un esquema de comportamiento de flujo o un esquema de tipos de poros, pero la descripción debería adecuarse a la naturaleza y escala del problema. La construcción del fundamento correcto puede complicarse debido a la presencia de diferentes tipos de heterogeneidad o por la superposición de heterogeneidades.

Independientemente del marco descriptivo, el manejo efectivo de yacimientos requiere un conocimiento global de los parámetros de comportamiento de interés, tales como permeabilidad, exponente de saturación y eficiencia de desplazamiento microscópico entre zonas de yacimiento definidas.

1.4.3 Evaluación del Flujo de Fluidos en los Yacimientos.

Las curvas de presión capilar son importantes para evaluar el flujo de fluidos en los yacimientos. El proceso de inyección de mercurio en las muestras de rocas es análogo a la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos— conocido como drenaje debido al drenaje de la fase mojante por agua en el yacimiento. Además, los datos Presión Capilar por Inyección de Mercurio (MICP) ayudan a los científicos e ingenieros a estimar los efectos geométricos de los poros sobre el desempeño del yacimiento.

1.4.4 Método de Thommer.

El método de Thomeer, emplea una medición obtenida en un laboratorio del volumen de mercurio líquido inyectado en una muestra de roca a medida que se incrementa la presión sobre el mercurio líquido. Los datos se presentan habitualmente en gráficas del volumen fraccional aparente ocupado por el mercurio en función de la presión; la forma de la curva contiene información sobre los tamaños de las gargantas de poros y las geometrías de los mismos y la inyección simula la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos. El experimento emplea aire como fase mojante en forma análoga al agua presente en el yacimiento y mercurio como fase no mojante en forma análoga a los hidrocarburos presentes

en el yacimiento de modo que la información geométrica de los poros es captada sin los efectos de mojabilidad de los fluidos de yacimiento.

En el método de Thomeer, una curva MICP unitaria de un sistema poroso puede ser descrita por una hipérbola de Thomeer caracterizada solamente por tres parámetros: la porosidad del sistema poroso, el tamaño de la mayor garganta de poros y un factor geométrico de poros que refleja la distribución del tamaño de las gargantas de poros. El comportamiento de la presión capilar de los sistemas porosos complejos es equiparado por la superposición de múltiples hipérbolas de Thomeer. Un programa especializado ejecuta el ajuste interactivo de curvas tipo de los datos MICP y el ajuste interactivo de curvas tipo de las derivadas de los datos, en forma similar a los métodos de análisis de presiones transitorias. Este programa permite analizar rápidamente grandes volúmenes de datos MICP, lo que ayuda a los ingenieros y científicos a captar de inmediato la información sobre las geometrías de poros. Los parámetros de Thomeer representan un conjunto de datos sumamente comprimidos y petrofísicamente intuitivos para las geometrías de poros de los yacimientos, que luego pueden analizarse mediante la aplicación de métodos estadísticos (Figura 1. 6).

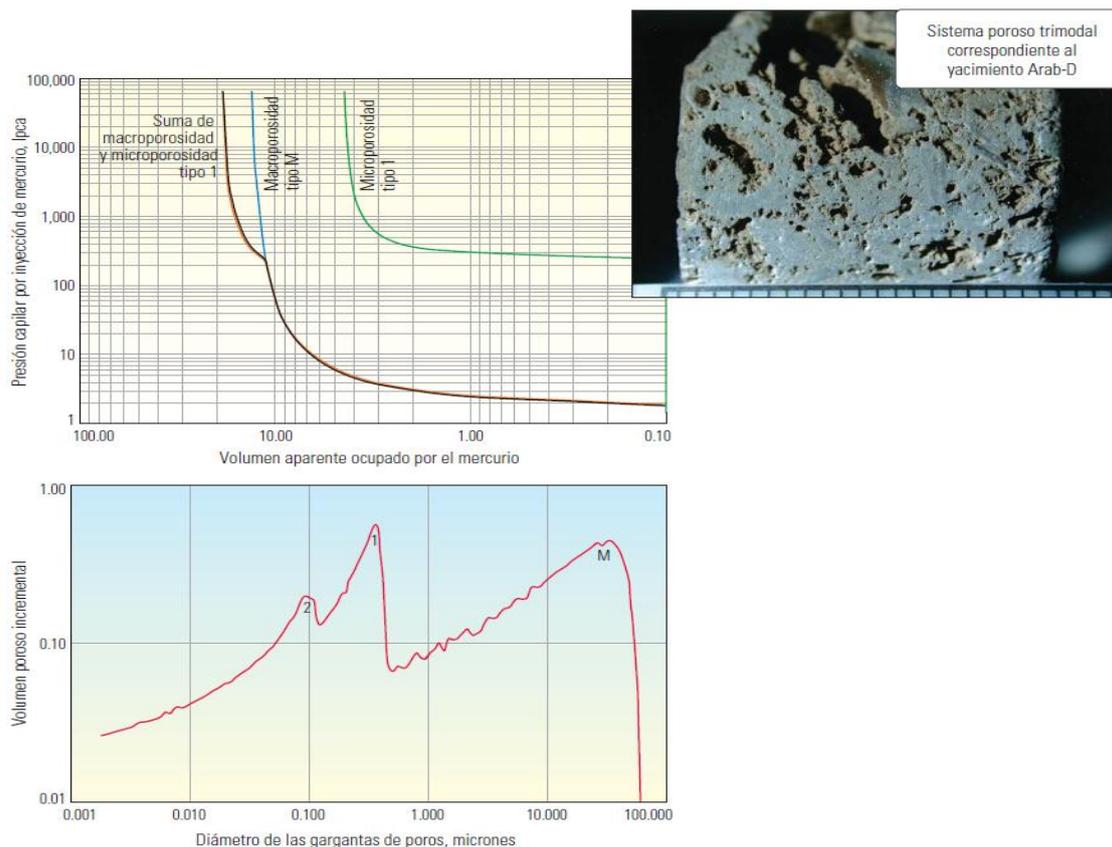


Figura 1. 6. Redes de poros en el Campo Ghawar (Allen D, et al, 1999).

Los datos de presión capilar por inyección de mercurio muestran un sistema relativamente simple de tres tipos de poros en el yacimiento Arab-D del Campo Ghawar (extremo inferior), donde esta vista de las gargantas de poros indica cierta microporosidad de tipo 2. Este sistema

poroso aparentemente complejo y heterogéneo puede ser completamente caracterizado sólo por la superposición de tres hipérbolas de Thomeer (extremo superior). El concepto de red de poros vincula las interpretaciones geológicas con los datos de ingeniería de yacimientos para mejorar los modelos de yacimientos para la toma de decisiones (Figura 1. 6).

1.4.5 Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para la Caracterización de Fluidos.

Las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear se utilizan en forma rutinaria para la evaluación de formaciones carbonatadas. Sin embargo, en comparación con las areniscas, existen numerosos desafíos propios de la medición de la porosidad de los carbonatos, la derivación de la permeabilidad y la interpretación de datos de RMN para determinar las distribuciones del tamaño de poros. No obstante, éste es exactamente el tipo de información que procuran obtener los especialistas en evaluación de científicos e ingenieros continúan desarrollando y optimizando las aplicaciones de RMN, especialmente para la caracterización de fluidos de yacimientos. Los avances registrados recientemente incluyen mediciones de la viscosidad y la saturación del petróleo para múltiples profundidades de investigación.

Las mediciones de RMN muestran las propiedades de los poros y fluidos en formaciones rocosas a través de una medición que consta de dos etapas. Primero, en la etapa de polarización, los átomos de hidrógeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático, conocido como B_0 . Esta polarización insume un tiempo característico conocido como T_1 , que depende del medio que rodea al hidrógeno. En la segunda etapa, conocida como adquisición, los átomos de hidrógeno son manipulados por pulsos cortos de un campo magnético oscilante. Se elige la frecuencia de oscilación que se ajusta a la frecuencia de resonancia de Larmor, una cantidad proporcional al campo magnético aplicado, B_0 . Los pulsos hacen que los átomos de hidrógeno roten alejándose de la dirección de B_0 y luego roten con un movimiento de precesión alrededor de la misma. Los pulsos correctamente regulados generan respuestas coherentes, conocidas como ecos, provenientes de los átomos de hidrógeno. Los ecos inducen voltaje en una antena colocada en un plano perpendicular a la dirección de B_0 . Luego de una sola etapa de polarización se pueden generar muchos ecos, reduciéndose la magnitud de los ecos sucesivos a través de un proceso conocido como relajación transversal.

En la adquisición de registros de RMN, la relajación está dominada por las interacciones de los átomos de hidrógeno con su entorno, incluyendo los fluidos volumétricos y las superficies de poros, y por la difusión en los gradientes del campo magnético. El decaimiento de la señal de eco en función del tiempo depende de la secuencia específica de pulsos. La más común es la denominada secuencia de pulsos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) (La sigla CPMG corresponde al ciclo de pulsos de radiofrecuencia diseñados por Carr, Purcell, Meiboom y Gill para producir ecos y contrarrestar el desfase causado por las inhomogeneidades del campo magnético estático). La señal total proveniente de esta secuencia y su decaimiento es la suma de las señales provenientes de diferentes partes de la muestra de fluido, cada una de las cuales decae en un tiempo de relajación transversal característico, conocido como T_2 . Para el

caso típico de las rocas humedecidas con agua, los valores de T_2 cortos tasas de decaimiento de la señal rápidas surgen del agua presente en los poros pequeños o de la presencia de hidrocarburos pesados, mientras que los valores de T_2 largos tasas de decaimiento de la señal lentas provienen del agua presente en los poros grandes o de la presencia de hidrocarburos más livianos. Luego, los datos CPMG pueden procesarse o invertirse para cuantificar los tiempos T_2 que contribuyeron al decaimiento global junto con la amplitud, en unidades de porosidad, asociada con cada tiempo T_2 .

La distribución de T_2 es el resultado básico de una medición de registros de RMN y se presenta en cada profundidad de muestreo como amplitud versus tiempo T_2 , que habitualmente oscila entre 0.3 ms y 3 s. El decaimiento del tiempo T_2 puede ser procesado ulteriormente para cuantificar los volúmenes de poros asociados con los diferentes rangos de T_2 . Los volúmenes de interés son habitualmente el fluido ligado presente en los poros pequeños y el fluido libre que se produce fácilmente desde los poros de mayor tamaño. Se realiza una estimación de la permeabilidad utilizando una transformada, tal como la transformada de permeabilidad de Timur-Coates o de SDR (El método de Timur-Coates para el cálculo de la permeabilidad se basa en la relación fluido libre/fluido ligado, obtenida de las mediciones de RMN. Al igual que en muchos cálculos de la permeabilidad, hay un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, que en este caso es la relación entre el índice de fluido libre (FFI, por sus siglas en inglés) y el índice de fluido ligado (BFI, por sus siglas en inglés). El método SDR, desarrollado en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger, se basa en la media logarítmica T_2 de una medición de RMN y el cálculo incluye un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, en este caso la media logarítmica T_2). El nuevo programa de petrofísica de los carbonatos, implementa una metodología basada en una serie de estudios de campo. El programa utiliza mediciones de RMN, datos de la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI y una interpretación de la porosidad para separar la porosidad en sus micro, meso y macro componentes. La nueva aplicación emplea luego esa separación para reconstruir la permeabilidad.

1.4.6 Comprensión del Flujo en Yacimientos Carbonatados.

Los primeros estudios de petrofísica se enfocaron a la estimación de la permeabilidad en rocas carbonatadas, desarrollando nuevas técnicas a medida que se disponía de nuevas herramientas de adquisición de registros. Los primeros métodos de RMN eran promisorios, pero su utilidad se reducía en zonas de macroporosidad. Los métodos sínicos, tales como el método de estimación de la permeabilidad de Stoneley, también resultaban de utilidad para la predicción de tendencias. La permeabilidad de Stoneley se refiere a la capacidad del fluido de desplazarse a través de una roca y se mide por la reducción de la amplitud o el incremento de la lentitud de la onda acústica de Stoneley generada en el pozo. La velocidad y la amplitud de la onda de Stoneley se reducen debido a la presencia de fluidos móviles en la formación. Físicamente, el efecto puede verse como un acoplamiento de la energía de Stoneley que da como resultado una onda de formación conocida como onda lenta. La magnitud de la

reducción es una función complicada de esta movilidad (o permeabilidad dividida por la viscosidad), las propiedades del fluido de pozo, el fluido de poros y el revoque de filtración, las propiedades elásticas de la roca y la frecuencia de onda. El análisis de los registros de imágenes proporcionaba un mayor grado de resolución vertical y mejores evaluaciones de las fracturas y la porosidad secundaria. Durante un tiempo, los petrofísicos reconocieron que ciertas combinaciones de herramientas y registros aportaban mejor información sobre las rocas carbonatadas. Por ejemplo, correr registros de imágenes de la pared del pozo después de adquirir núcleos laterales constituye una alternativa poderosa para relacionar los datos derivados de núcleos con los datos de registros en rocas heterogéneas. No obstante, en ciertas áreas, los especialistas observan que la permeabilidad es difícil de predecir en forma confiable en base a registros y que la realización de pruebas con empacadores y probetas de herramientas tales como el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT constituye el mejor método de estimación de la permeabilidad.

Luego de un exhaustivo análisis petrofísico de la litología, la porosidad y las saturaciones de fluidos, las mediciones de RMN de la herramienta CMR, la herramienta MRX o los datos del servicio de geonavegación dentro del yacimiento en tiempo real PROVISION y los datos de la herramienta de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total (FMI), además de una interpretación de la porosidad realizada con el programa de Análisis Elemental de Registros ELANPlus, son introducidos en el paquete de separación de la porosidad para dividir la porosidad en sus micro, meso y macro componentes (Figura 1. 7).

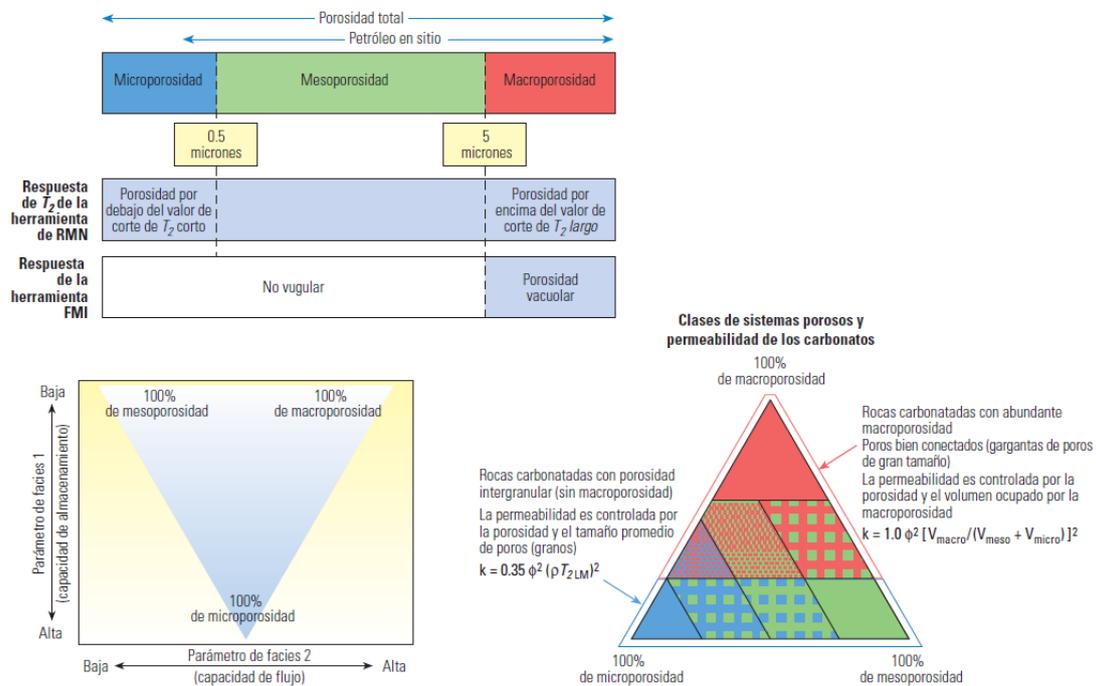


Figura 1. 7. Separación de la porosidad (Adams, et al, 1997).

Los programas de avanzada utilizan las mediciones de T2 obtenidas con la herramienta de RMN y las respuestas de la herramienta FMI para distinguir la microporosidad de la mesoporosidad y de la macroporosidad (extremo superior izquierdo). A partir de esto, los científicos e ingenieros pueden comenzar a evaluar los aspectos cruciales del comportamiento de los yacimientos, incluyendo la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo (extremo inferior izquierdo). Las clases de sistemas porosos que se muestran precedentemente se utilizan en las visualizaciones de las interpretaciones estándar (Figura 1. 7).

La aplicación de separación de la porosidad utiliza luego ese resultado para reconstruir la permeabilidad. La permeabilidad se calcula de acuerdo con versiones especiales de las ecuaciones del Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger (SDR) o las ecuaciones del modelo Timur-Coates para carbonatos, dependiendo de qué clases de sistemas porosos hayan sido identificados. El resultado final puede adaptarse a las necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida (Figura 1. 8).

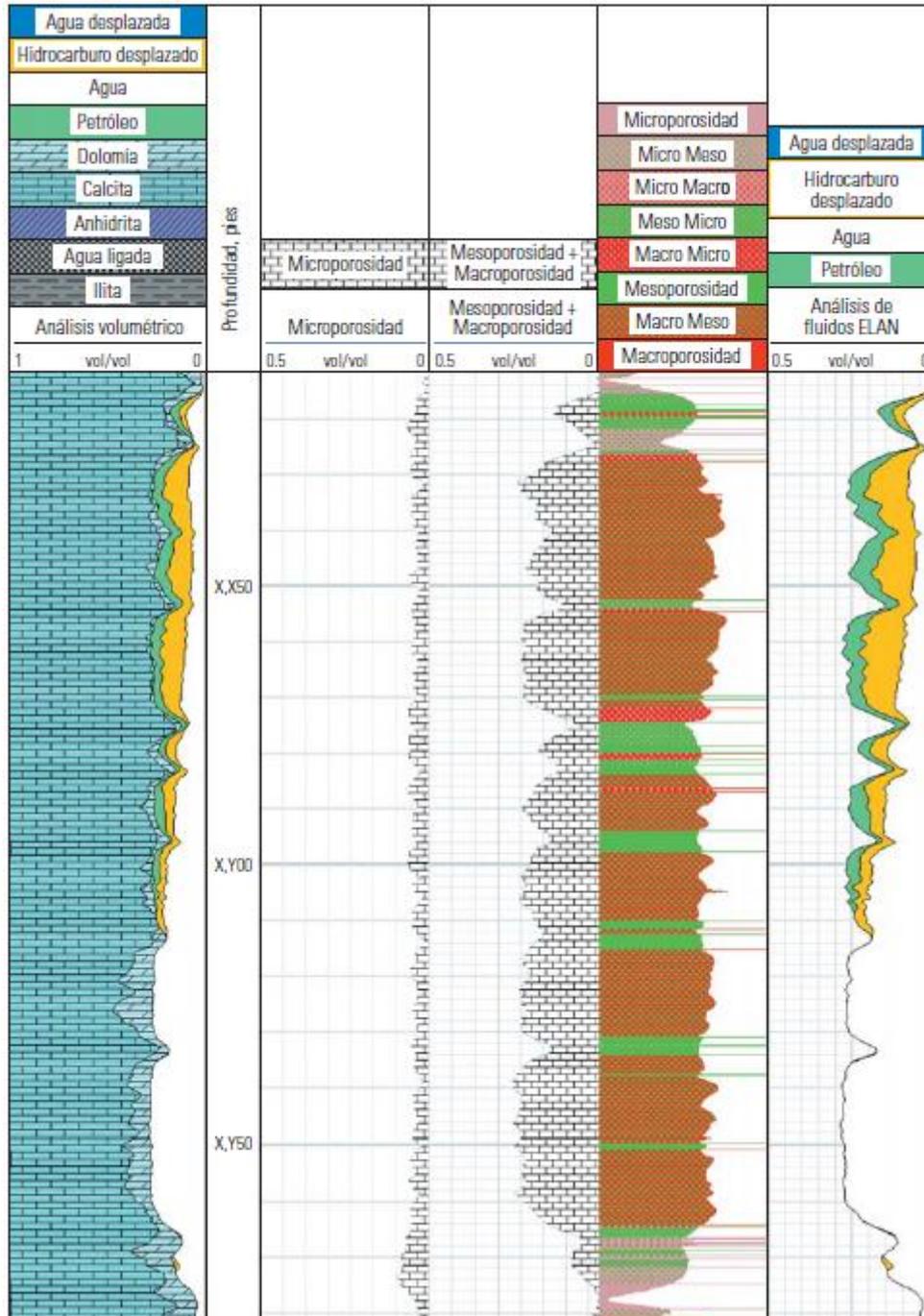


Figura 1. 8. Separación de la porosidad en un campo petrolero gigante (Johnson DL, et al, 2005).

Los diferentes tipos de poros se indican en los Carriles 2, 3 y 4. El resultado final de la aplicación del programa del sistema GeoFrame puede adaptarse a necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida (Figura 1. 8).

Al igual que otras técnicas para evaluar el potencial de flujo, el método de separación de la porosidad requiere una interpretación calificada y una aplicación juiciosa para obtener resultados de utilidad. El modelo asume que el tamaño de los cuerpos porosos está relacionado con el tamaño de las gargantas de poros. En consecuencia, el programa no fue

diseñado para manipular yacimientos con predominio de vacuolas separadas que no se comunican, fracturas que vinculan poros o poros de gran tamaño conectados por gargantas de poros pequeñas. No obstante, su desempeño es destacado en yacimientos que poseen macroporos con conexiones entre poros intermedios. La calibración de los resultados de la nueva aplicación con las permeabilidades medidas a partir de núcleos o pruebas de formaciones es esencial para asegurar la validez de las interpretaciones.

Los científicos e ingenieros de todo el mundo están participando activamente en el desarrollo de diversas técnicas basadas en registros para la separación de la porosidad y la cuantificación de la permeabilidad, con el fin de mejorar las estrategias de terminación de pozos y el manejo de campos petroleros. La correcta adaptación de estas técnicas según la naturaleza específica de cada campo o de cada región petrolera constituye un desafío significativo. Por ejemplo, el éxito de un proyecto de recuperación secundaria requiere que los fluidos inyectados barran el yacimiento en forma eficaz en vez de penetrar en un compartimiento aislado o pasar por alto las reservas alojadas en zonas de alta permeabilidad. En estas situaciones, es fundamentalmente importante determinar cómo las diferentes rocas carbonatadas contribuyen al flujo o lo impiden.

CAPITULO II: ROCAS CARBONATADAS

2.1 Propiedades Petrofísicas.

Los yacimientos carbonatados están relacionados con dos tipos de rocas principalmente: calizas y dolomías (Figura 2. 1). La caliza está constituida en su mayor parte por carbonato de calcio (CaCO_3) y la dolomía por carbonato de calcio y magnesio (CaCO_3 y MgCO_3). Normalmente son de estructura masiva, compacta y cuando están afectadas por efectos tectónicos o químicos, alteran su estructura original y se producen fracturas o microfisuras y espacios vacíos donde se acumulan los fluidos, esta porosidad es conocida como porosidad secundaria.



Figura 2. 1 Relación con los tipos de rocas carbonatadas (Cancino, 2005).

2.1.1 La Porosidad en las Rocas Carbonatadas.

La porosidad es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca.

$$\phi = \text{Volumen Vacío} / \text{Volumen Total}$$

Los carbonatos son rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos de aguas claras, someras y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico (Figura 2. 2). Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados, y consisten en su mayor parte de carbonato de calcio, que es químicamente activo si se compara con la arena que forma las areniscas.

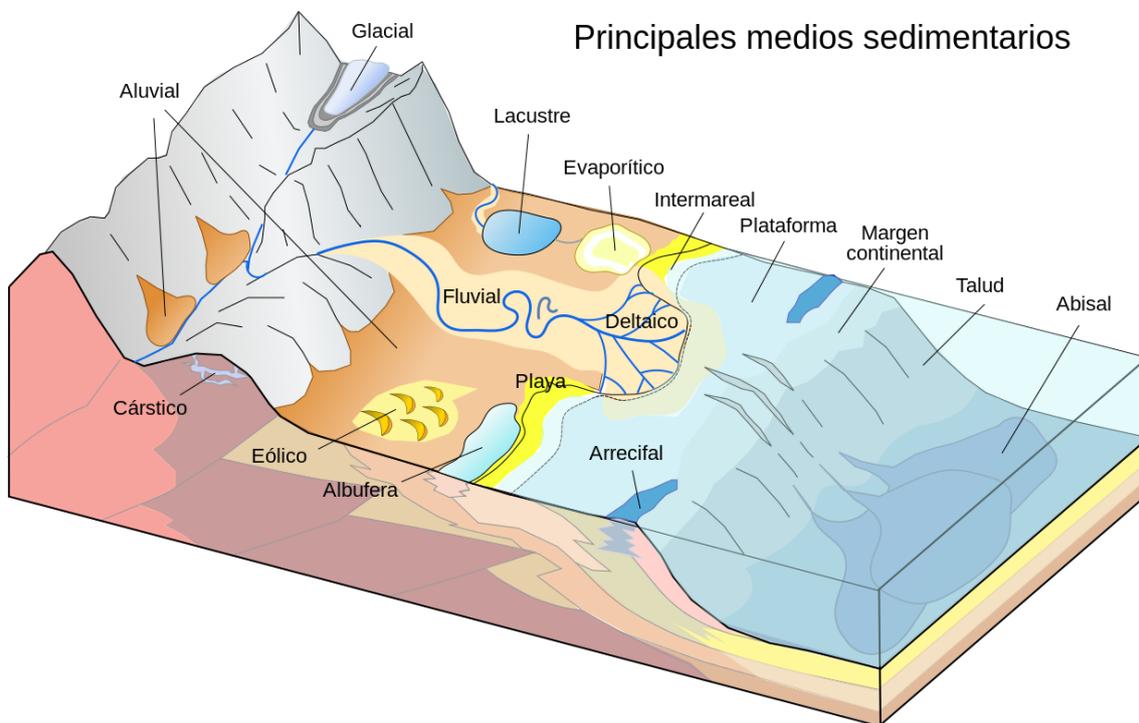


Figura 2. 2 Ambientes marinos (Ortuño, 2008).

Una diferencia clave entre las rocas clásticas y las rocas carbonatadas es la distancia existente entre el sitio donde se creó el sedimento y aquel en donde se depositó. Mientras que la sal y el limo pueden viajar cientos de kilómetros por los sistemas fluviales antes de su depositación y su litificación, los granos que componen los sedimentos carbonatados se depositan normalmente muy cerca del lugar en que se originaron. Esta depositación local contribuye significativamente a la heterogeneidad de los granos de carbonato. Una vez formada la roca carbonatada, una diversidad de procesos químicos y físicos comienza a alterar la estructura de la roca modificando las características fundamentales, tales como la porosidad y la permeabilidad; esto se conoce como diagénesis. En el momento de la depositación, los sedimentos carbonatados a menudo poseen porosidades muy altas (35%–75%); sin embargo, estos valores decrecen bruscamente a medida que el sedimento es alterado y sepultado a las

profundidades de yacimiento. En consecuencia, los yacimientos carbonatados exhiben variaciones grandes y abruptas en la distribución de los tipos de roca.

La porosidad de las rocas carbonatadas puede agruparse en tres tipos: porosidad conectada, existente entre los granos de carbonato; vesículas, que son poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis; y porosidad por fracturamiento que es causada por los esfuerzos presentes luego de la depositación.

Otra forma es de agruparse o mencionarse sería tener dos tipos de porosidad: una asociada a la matriz de la roca (primaria) y otra asociada al sistema de fracturas (secundaria). La porosidad secundaria comprende macro y micro fracturas, además de vùgulos (Figura 2.3, Figura 2.4, Figura 2.5, Figura 2.6, Figura 2.7).

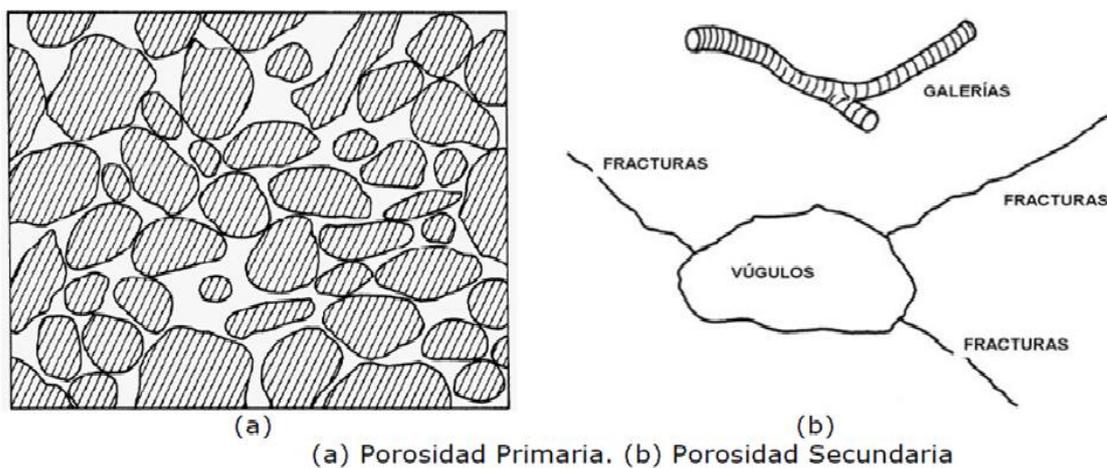


Figura 2. 3 Tipos de porosidad (Modificado de Choquete y Pray, 1970).



Figura 2. 4 Núcleo del Proyecto de Perforaciones Científicas en Chicxulub. Barreno N° YAX-1. 1209.22 m, 2001



Figura 2. 5 Núcleo del Proyecto de Perforaciones Científicas en Chicxulub. Barreno N° YAX-1. 1209.78 m, 2001



Figura 2. 6 Núcleo del Proyecto de Perforaciones Científicas en Chicxulub Barreno N° YAX-1. 1209.78 m, 2001



Figura 2. 7 Núcleo del Proyecto de Perforaciones Científicas en Chicxulub. Barreno N° YAX-1. 1209.78 m, 2001

La diagénesis puede crear estructuras llamadas estilolitas que forman barreras horizontales para el flujo y a veces se extienden a lo largo de kilómetros dentro del yacimiento, produciendo un efecto significativo sobre el desempeño del mismo. Las fracturas pueden causar irrupción de agua, conificación de gas y problemas de perforación, tales como pérdidas de lodo pesado y atascamiento de las tuberías.

En resumen, puede decirse que las modificaciones texturales con frecuentes intercambios entre los espacios vacíos y la materia sólida es la norma en las rocas carbonatadas. En consecuencia, una determinada roca puede presentar varios tipos de poros, correspondientes bien sea a distintos procesos, a distintas generaciones o, frecuentemente, a ambos hechos.

En conjunto, estas tres formas de porosidad crean un camino muy complejo para los fluidos y afectan directamente la productividad de los pozos.

Esta heterogeneidad produce además un impacto sobre la respuesta de las mediciones de los registros y, por consiguiente, sobre la determinación del petróleo en sitio. Además de las variaciones producidas en la porosidad, la mojabilidad es una característica heterogénea adicional de los carbonatos.

La caracterización de la distribución de la mojabilidad y la comprensión de sus efectos sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento complejo es crucial para estimar las reservas recuperables y determinar las estrategias de producción destinadas a maximizar la recuperación.

2.1.2 La Mojabilidad y su efecto sobre el Flujo de Fluido.

Además de las variaciones producidas en la porosidad, la mojabilidad es una característica heterogénea adicional de los carbonatos.

La gran mayoría de los yacimientos de areniscas son yacimientos intensamente mojados por agua (water wet). No obstante, la maduración de la roca carbonatada que contiene agua y petróleo convierte a las rocas inicialmente mojadas por agua en rocas de mojabilidad mixta o por petróleo (oilwet). Esto significa que el petróleo se puede adherir a la superficie de la roca carbonatada y, por consiguiente, es más difícil de producir. Se considera que la mayoría de los yacimientos carbonatados posee mojabilidad mixta o por petróleo.

Las simulaciones indican que en los yacimientos sometidos a procesos de recuperación secundaria por inyección de agua sólo pueden recuperarse cantidades limitadas de petróleo de las capas mojadas por petróleo, porque el agua tiende a fluir principalmente a través de las capas mojadas por agua. De hecho, los factores de recuperación pueden ser inferiores al 10%.

La caracterización de la distribución de la mojabilidad y la comprensión de sus efectos sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento complejo es crucial para estimar las reservas recuperables y determinar las estrategias de producción destinadas a maximizar la recuperación (Figura 2.8).

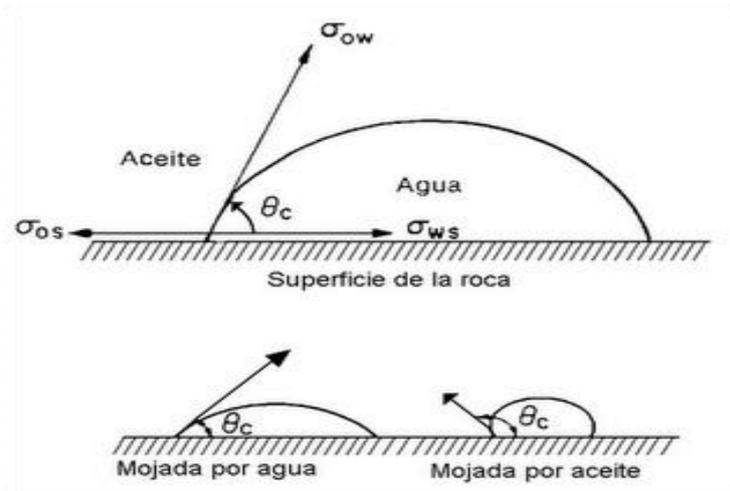


Figura 2. 8 Mojabilidad de los fluidos (Bullock, et al, 1985).

2.1.2.1 Saturación de Fluidos.

La saturación de fluidos de una roca es la relación del volumen del fluido dentro del Volumen total poroso, está expresada como un porcentaje del volumen poroso (Figura 2.9). Por ejemplo una saturación de agua del 30%, significa que 30/100 del espacio poroso está lleno con agua. El símbolo utilizado para la saturación de agua es S_w . En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite; sin embargo debido a su densidad, estos fluidos tienden a estar separados. En consecuencia la saturación total de fluidos (100%) se puede expresar como:

$$100\% = S_o + S_g + S_w$$

Dónde:

S_o = saturación de aceite (%)

S_g = saturación de gas (%)

S_w = saturación de agua (%)

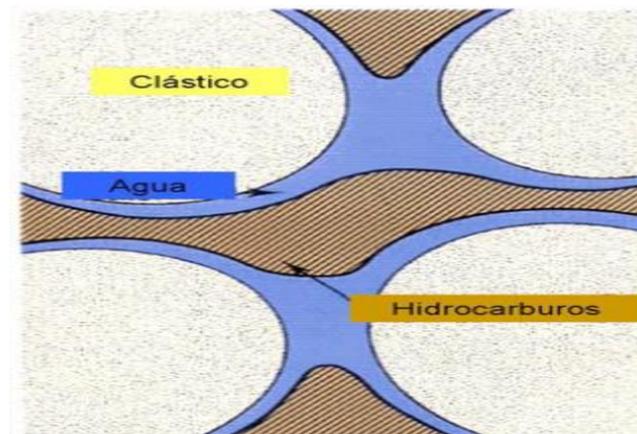


Figura 2. 9 Saturación de fluidos (Orduño, 2008).

2.1.3 Permeabilidad de la Roca.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medición de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como permeabilidad de la matriz, y la permeabilidad secundaria se conoce como permeabilidad de la fractura (Figura 2. 10).

La permeabilidad depende fundamentalmente del tamaño y abertura de los poros, tamaño del poro, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos. Se mide en darcies. La permeabilidad (k) es un darcy cuando 1 cm^2 de la superficie de la roca desaloja 1 cc de unidad de fluido, de viscosidad de un centipoise en un segundo a una presión diferencial de 1.

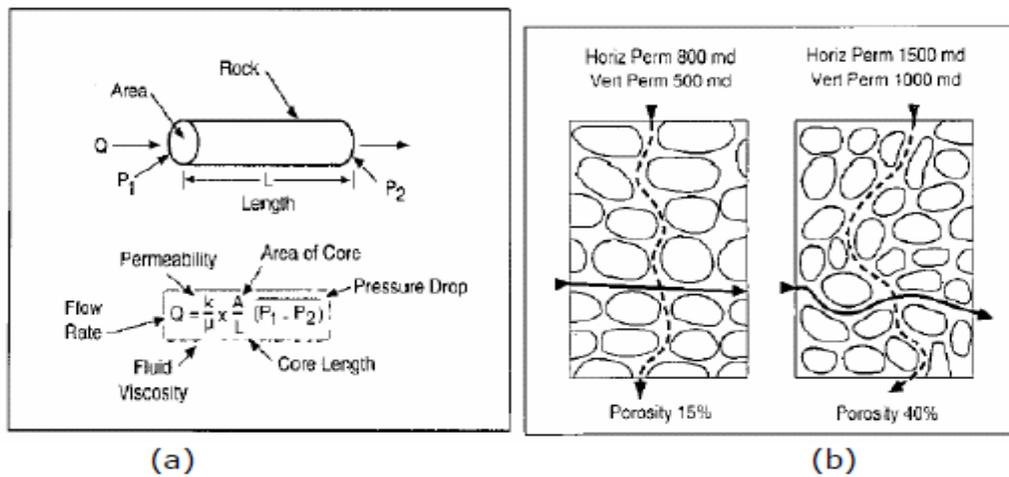


Figura 2. 10 Permeabilidad de la Roca (Bullock, et al, 1985).

2.1.3.1 Permeabilidad de la Matriz.

Es la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta las fracturas. Tomando en cuenta la ley de Darcy, para fluidos incompresibles, la permeabilidad puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

Reacomodando términos y expresada en unidades prácticas la ecuación de Darcy queda de la siguiente manera:

$$q = \frac{0.001127 k A \Delta P}{\mu L}$$

Dónde: q = gasto [bpd]

k = permeabilidad [md]

A = área [pie²]

ΔP = diferencial de presión [lb/peg²]

μ = viscosidad [cp]

L = distancia [pies]

2.1.3.2 Permeabilidad de la Fractura.

La presencia de fracturas abiertas y no cementadas incrementa de manera considerable la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de una fractura con un método similar al utilizado para la permeabilidad vugular.

La permeabilidad de la fractura con base en el ancho de la fractura es:

$$k_f = 54 \times 10^6 w_o^2 \text{ darcys}$$

En dónde w_o es el ancho de la fractura en pulgadas.

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega también un papel importante en la facilidad de flujo de los fluidos. Puede que tengamos muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy reducido. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera favorable, el flujo de los fluidos a través del medio poroso puede verse mejorado y como consecuencia la recuperación de hidrocarburos será mejor.

2.2 Fracturas.

En forma general, una fractura puede ser definida como una superficie que ha experimentado una pérdida de cohesión. En otros términos, una fractura representa una separación o ruptura en la matriz de la roca.

Algunos tipos de discontinuidades son las siguientes:

- Falla: es una fractura junto a la cual las rocas han sido compensada por movimiento paralelo respecto al plano (vertical, lateral o alguna combinación).

- Diaclasas o fisura: una fractura discreta frágil sin movimiento paralelo considerable con respecto al plano.
- Veta: Una fractura llena por minerales.
- Grietas: Microfracturas (tamaño μm).

Generalmente, las fracturas provienen de: actividades tectónicas, erosión, efectos de disolución, procesos térmicos, etc.

Las fallas pueden producir los siguientes fenómenos:

- Generación de trampas estructurales.
- Yacimientos compartimentalizados.
- Pueden ser canales eficientes para el flujo de fluidos dentro de sedimentos no permeables.
- Pueden ser sellos (cuando ellas son impermeables dentro de rocas con más alta porosidad), *Drains* (cuando son más permeables que las rocas circundantes) o ambas (dependiendo de la historia diagenética y tectónica).

2.2.1 Clasificación de las Fracturas según su Origen.

Tomando en cuenta su origen, las fracturas se pueden dividir en dos grupos principales: fracturas diagenéticas y fracturas tectónicas.

2.2.2 Fracturas Diagenéticas.

Se forman durante las fases tardías de la diagénesis de la roca, cuando el sedimento todavía no está litificado. El esfuerzo que genera estos rasgos siempre es vertical y está representado por la carga litoestática. Las capas y las estilolitas paralelas a las capas son dos ejemplos de rasgos diagenéticos. De hecho, los rasgos diagenéticos generalmente no tienen ningún impacto sobre el comportamiento dinámico del yacimiento, por lo cual, no se toman en cuenta cuando se hace un trabajo de análisis de los yacimientos naturalmente fracturados.

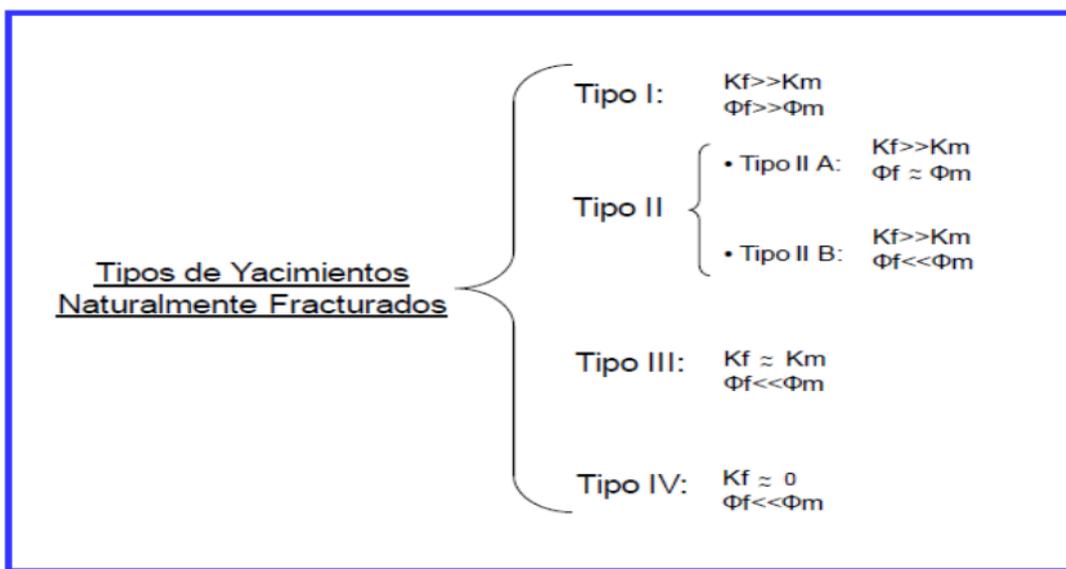
2.2.3 Fracturas Tectónicas.

Se desarrollan por efecto de un esfuerzo tectónico que actúa sobre una región definida. Dependiendo de su apertura, conectividad, ancho y largo, este grupo de fracturas puede impactar en la producción de un yacimiento naturalmente fracturado. Por consiguiente, su caracterización es muy importante cuando se estudia un yacimiento naturalmente fracturado. Las fracturas tectónicas se pueden agrupar en dos categorías: fracturas difusas (generalmente a pequeña escala) y fracturas a gran escala.

2.2.4 Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF).

Es un yacimiento con discontinuidades estructurales (fracturas) como resultado de su historia geomecánica en el que las fracturas afectan considerablemente el flujo de fluidos.

De acuerdo a la clasificación de Nelson (1999), desde el punto de vista estático existen 4 tipos de yacimientos fracturados (Figura 2. 11).



Clasificación de los YNFs, Nelson (1999)

Figura 2. 11 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (Nelson, 1999).

Debido a su complejidad y heterogeneidad, los yacimientos carbonatados son considerados extremadamente desafiantes cuando, entre otras cosas, se trata de predecir en forma precisa la recuperación de hidrocarburos. En su mayoría son yacimientos naturalmente fracturados y contienen fracturas que abarcan desde fisuras microscópicas aisladas hasta agrupamientos de varios kilómetros de ancho, que se denominan enjambres o corredores de fracturas. Estas fracturas crean trayectos complejos para el movimiento de los fluidos que impactan la caracterización de yacimientos y, en última instancia, el desempeño de la producción y la recuperación total.

Las fracturas naturales generalmente presentan ciertas características constantes:

- a) Son aproximadamente perpendiculares al echado; sin embargo, esto no excluye la posibilidad de fracturas horizontales, aunque éstas son mucho menos frecuentes y menos grandes que las subverticales.

b) Están orientadas de acuerdo con uno o varios rumbos prevaecientes. Ya que las fracturas a menudo son el resultado de tensiones tectónicas, el rumbo prevaeciente de las fracturas coinciden con la orientación de la fallas en la región.

c) Se producen en rocas compactas en las que el agujero generalmente sería cilíndrico y calibrado si no hubiera fracturas.

d) Solamente las fracturas que están al menos parcialmente abiertas son útiles desde el punto de vista de la producción.

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces.

La investigación de las fracturas naturales debería iniciarse durante la etapa de exploración, La correcta evaluación del rol de las fracturas naturales puede traducirse en éxitos anticipados de desarrollo de campos, estableciendo las bases para las etapas de desarrollo posteriores, incluyendo los proyectos de recuperación secundaria.

La complejidad de los sistemas de fracturas naturales se capta en los métodos descriptivos, genéticos y geométricos que los geocientíficos emplean para clasificar las fracturas naturales. El conocimiento de los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido en forma diferente.

En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada. Las fracturas por esfuerzo de corte y las fracturas de tracción se forman con una orientación que se relaciona con las tres direcciones de esfuerzos principales; a saber, el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 (Figura 2. 12).

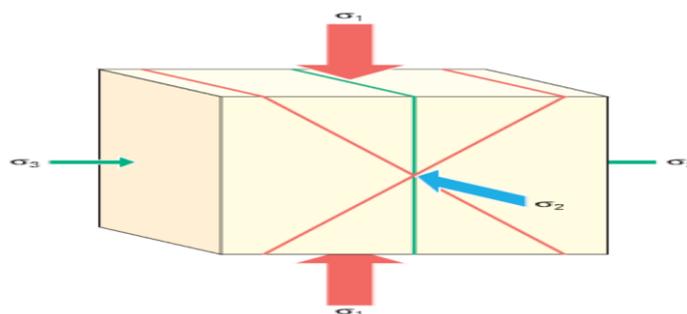


Figura 2. 12 Los esfuerzos principales y la creación de las fracturas (Scholle, 2003).

El diagrama muestra las direcciones de los tres esfuerzos principales el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 . En la figura se indica el fracturamiento resultante (pares conjugados). Las fracturas por esfuerzo de tracción (verde) se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . El ángulo agudo que se forma entre dos fracturas por esfuerzo de corte (rojo) se denomina ángulo conjugado. El ángulo que se forma entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_1 se denomina ángulo diedro. Entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_3 , se forma un ángulo obtuso, mientras que las fracturas por esfuerzo de corte son paralelas a σ_2 (Figura 2. 12).

Las fallas se forman en su mayor parte durante la ocurrencia de episodios tectónicos significativos, cuando el esfuerzo diferencial es alto. Las fallas tectónicas se forman habitualmente a lo largo de una amplia gama de escalas, con desplazamientos que varían desde milímetros hasta kilómetros. Las fallas tectónicas típicamente atraviesan la estratigrafía sin impedimentos y, en consecuencia, se conocen como fallas no limitadas por estratos.

Las grietas, o fracturas que no exhiben un desplazamiento visible, se forman en sentido perpendicular a la estratificación y pueden ser o no limitadas por estratos. Las grietas limitadas por estratos terminan en las superficies de estratificación y a menudo desarrollan un espaciamiento regular y forman redes conectadas bien organizadas en una vista en planta. Comúnmente, existe una serie larga y continua de fracturas, que se conocen como fracturas sistemáticas, unidas por un arreglo perpendicular de fracturas transversales que rematan las fracturas sistemáticas. Las grietas no limitadas por estratos tienen lugar en una amplia gama de escalas y se agrupan espacialmente.

El origen de las fracturas es a menudo difícil de determinar, pero se sabe a partir de la mecánica de las rocas que se forman con un valor efectivo de σ_3 bajo. El esfuerzo de tracción verdadero se produce a profundidades someras, de manera que algunas fracturas se desarrollan cerca de la superficie. No obstante, en las profundidades de los yacimientos, las fracturas probablemente se forman sólo bajo condiciones de presión de fluido elevada, proceso similar al del fracturamiento hidráulico durante la estimulación de pozos. Dado que las fracturas no involucran un desplazamiento que desplace la estratificación y por su tamaño, no pueden ser observadas en forma directa en las imágenes sísmicas pero pueden ser localizadas y caracterizadas mediante datos de registros de pozos e imágenes de la pared del pozo (Figura 2. 13).

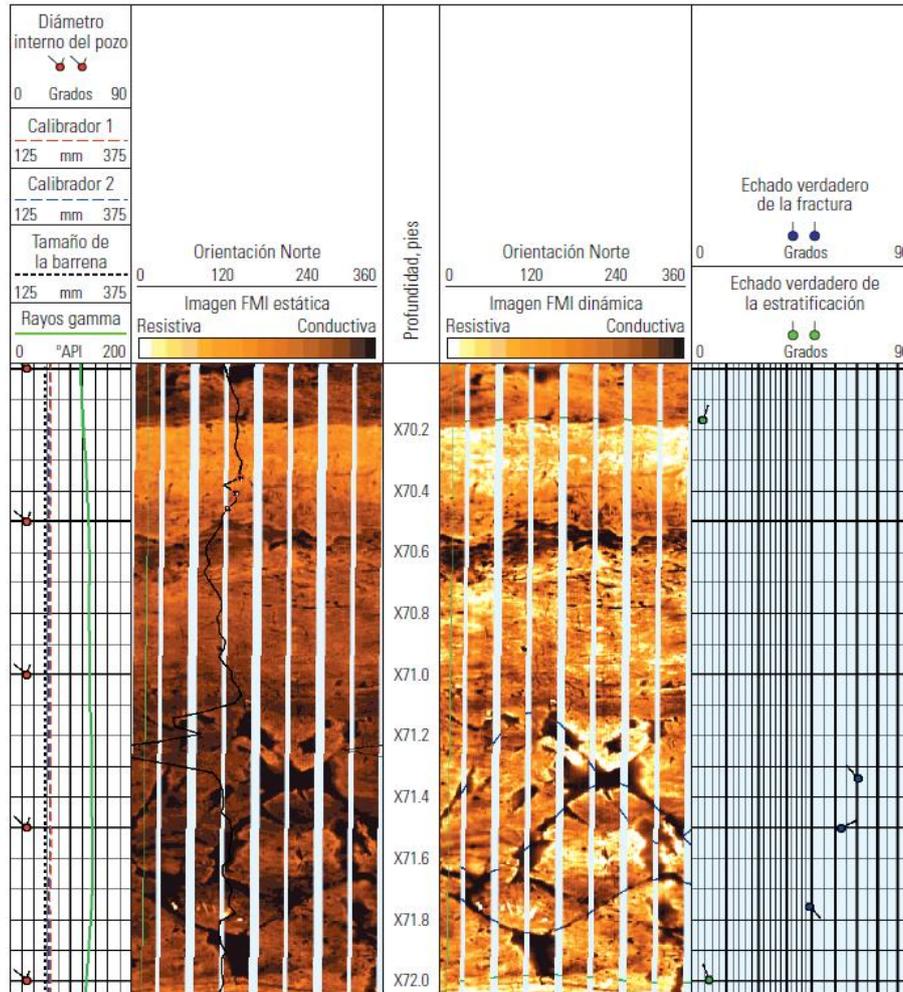


Figura 2. 13 Ejemplo de fracturas no sistemáticas de bajo ángulo en lutitas (Brie A, 1995).

Las imágenes obtenidas con la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI, muestran claramente tanto el fracturamiento (sinusoides azules en el Carril 3 y flechas en el Carril 4) como la estratificación de la formación (sinusoides verdes y flechas). El Carril 1 muestra los datos del calibrador, de orientación del pozo y de rayos gamma. Los Carriles 2 y 3 muestran las imágenes FMI estáticas y dinámicas, respectivamente. Las flechas correspondientes al echado se presentan en el Carril 4 (Figura 2. 13).

Otros tipos de fracturas son creadas por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, y no a partir de fuerzas externas. Éstas incluyen grietas de disecación, fracturas formadas por sinéresis, fracturas por contracción termal y fracturas por cambios de fases minerales. De éstas, las fracturas por sinéresis o fracturas tipo tela de gallinero, y las fracturas por cambios de fases minerales en los carbonatos, son las de mayor importancia en la producción de petróleo y gas. Las fracturas por sinéresis se forman a través de un proceso químico que provoca deshidratación y, en consecuencia, una reducción del volumen.

Las rocas carbonatadas se disuelven fácilmente en agua dulce o en fluidos agresivos y la disolución se concentra a menudo para formar cavernas o vacuolas. La porosidad resultante se denomina cárstica y es importante en muchos yacimientos carbonatados fracturados. Dado

que los carbonatos se disuelven en forma relativamente fácil bajo presión, tienden a formar estilolitas que se desarrollan en sentido perpendicular a σ_1 . Las estilolitas pueden producir la reducción de la permeabilidad local, o alternativamente, pueden facilitar el incremento subsiguiente de la disolución y de la permeabilidad. Las grietas de tracción, o el fracturamiento asociado con las estilolitas, son comunes (Figura 2. 14).



Figura 2. 14 Sección transversal de una estilolita (Brie A, 1995).

Las estilolitas son rasgos diagenéticos que se encuentran comúnmente en rocas carbonatadas de baja permeabilidad. Se forman como superficies irregulares entre dos capas y en general se consideran el resultado de un proceso de disolución bajo presión, bajo un estado de esfuerzo diferencial. Las estilolitas normalmente inhiben el flujo de fluidos en el subsuelo, pero a menudo se asocian con fracturas pequeñas denominadas grietas de tracción, que a veces parecen permeables en las pruebas de núcleos (Figura 2. 14).

Un sistema de clasificación genético examina cómo las fracturas se relacionan con la formación y la estructura en la que se encuentran localizadas. La creación de fracturas endógenas está relacionada con los esfuerzos presentes durante la sedimentación, por ejemplo la formación de diaclasas en carbones. Las fracturas exógenas se forman después de la sedimentación y la litificación, usualmente a partir de los esfuerzos tectónicos generados por el desarrollo de pliegues y fallas.

CAPITULO III: PROVINCIAS PETROLERAS DEL GOLFO DE MÉXICO

En este capítulo se analizan las características principales sobre las provincias petroleras existentes en el país, se mencionaran los descubrimientos recientes y el potencial de reservas de hidrocarburos.

3.1 Introducción.

Como parte de las actividades exploratorias enfocadas para encontrar yacimientos de hidrocarburos, en el año de 1904 se efectuó el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos en México, cuando el pozo La Pez-1 produjo 1,500 barriles diarios de aceite en calizas fracturadas del Cretácico Superior en el área de Ébano, San Luis Potosí. A este descubrimiento se sumaron otros en los años siguientes, logrando colocar a México como uno de los principales productores mundiales en la década de 1920.

3.2 Distribución de las Provincias Petroleras de México.

Los trabajos de exploración y explotación de la industria petrolera en México se han llevado a cabo por Petróleos Mexicanos. Por medio de estudios geológicos, geofísicos y programas de perforación, se ha explorado parte del territorio mexicano y se han definido las principales provincias geológicas con potencial petrolífero (Figura 3.1). Las investigaciones de ingeniería petrolera y trabajos de integración han establecido la producción comercial de hidrocarburos en seis de ellas:

- **Cuenca de Sabinas-Península de Tamaulipas;**
- **Cuenca de Burgos;**
- **Provincia Tampico-Misantla;**
- **Cuenca de Veracruz (incluye el frente tectónico de calizas plegadas y sepultadas por sedimentos cenozoicos);**
- **Cuencas del Sureste;**
- **Cuenca del Golfo de México Profundo.**

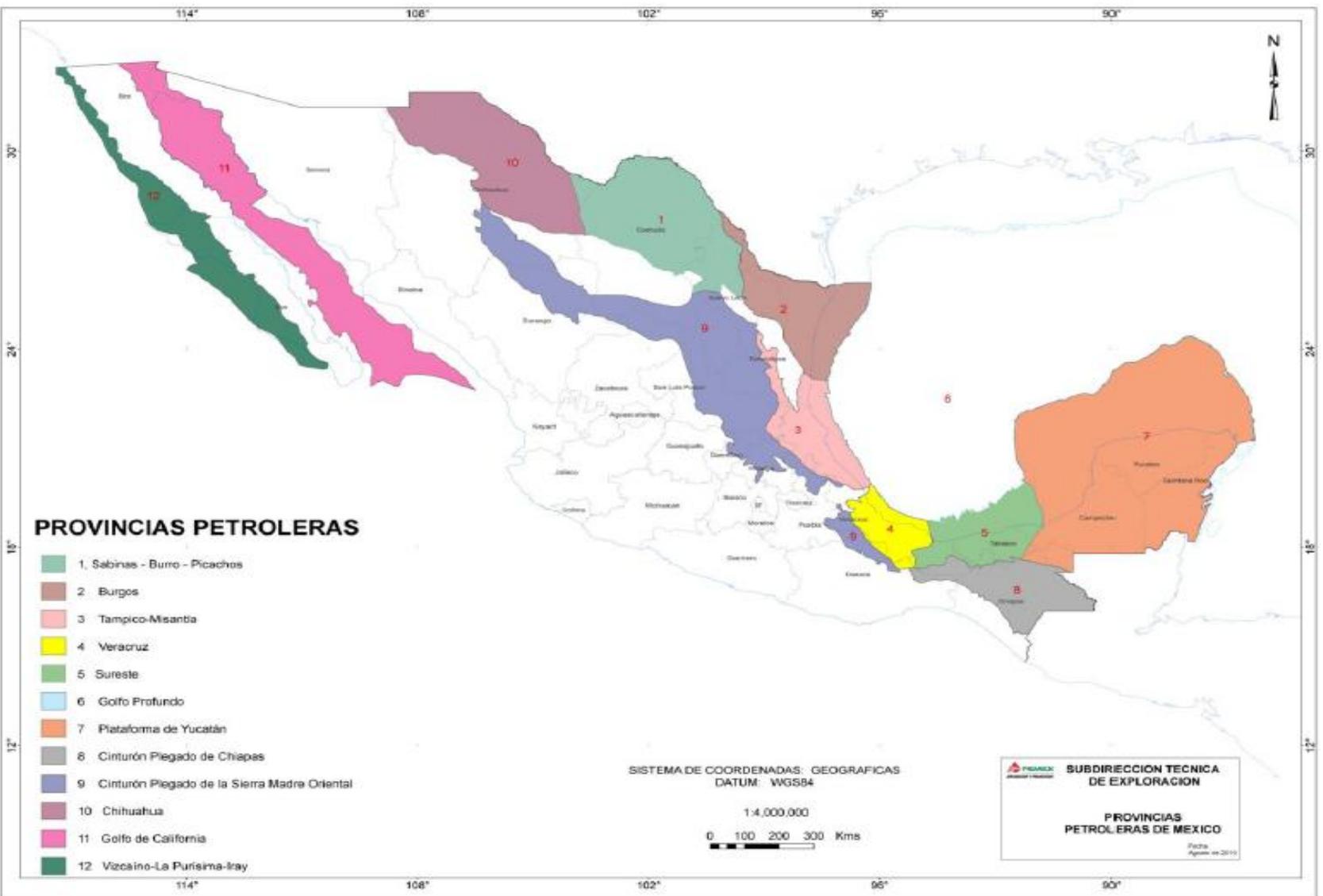


Figura 3. 1 Provincias Petroleras de México (PEP Provincias Petroleras de México 2013).

Asimismo, hay identificadas seis provincias adicionales con potencial petrolífero que incluyen:

- **La Plataforma de Yucatán;**
- **Sierra de Chiapas;**
- **Sierra Madre Oriental;**
- **Cuenca de Chihuahua;**
- **Golfo de California;**
- **Cuencas de Vizcaíno-La Purísima en el occidente de Baja California.**

3.3 Provincias Petroleras del Golfo de México.

En esta sección se presentan y analizan las diferentes provincias, describiendo sus características y potencial de petróleo y gas, así como los estudios exploratorios, programas de perforación y análisis de producción y reservas.

3.3.1 Cuenca de Sabinas y Península de Tamaulipas.

Ubicación.

La Cuenca de Sabinas y la parte adyacente del paleoelemento denominado Península de Tamaulipas, en las que se ha establecido producción principalmente de gas seco, se localizan en la porción noreste del país y cubren parte de los estados de Coahuila y Nuevo León (Figuras 3.1 y 3.2).

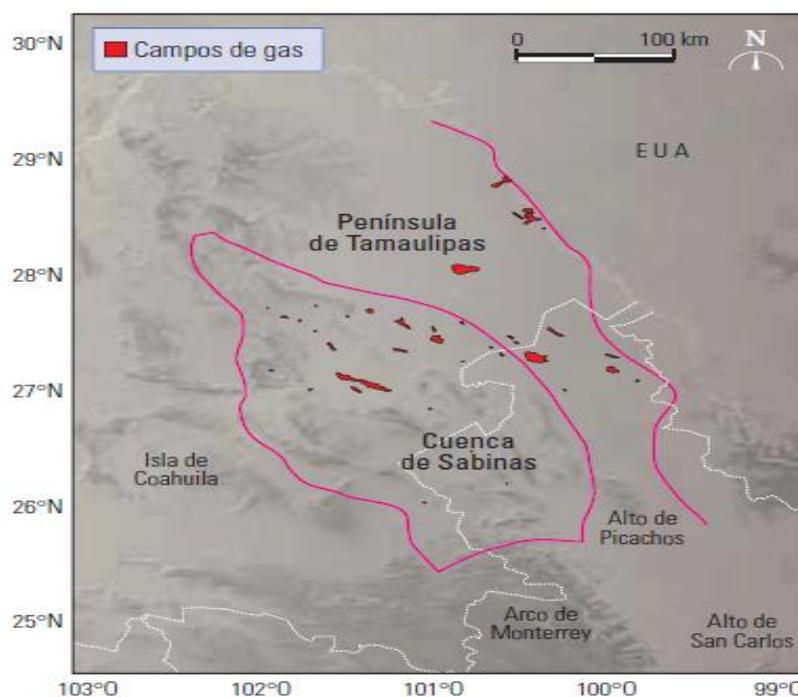


Figura 3. 2 Elementos tectónicos y distribución de campos de la Cuenca de Sabinas (WEC México, 2010).

Geología petrolera.

Los principales elementos de los sistemas petroleros de la Cuenca de Sabinas se muestran en la Figura 3. 3. De acuerdo a estudios geológicos y geoquímicos realizados en esta provincia se ha establecido que las rocas generadoras principales corresponden a las facies arcillocarbonosas de los miembros inferior y superior de la Formación La Casita, en tanto que las facies arcillo-calcáreas de la Formación La Peña del Aptiano y las facies calcáreo-carbonosas de la Eagle Ford de edad Turoniano-Cenomaniano han contribuido en menor porcentaje a la generación de hidrocarburos.

El kerógeno de las formaciones del Jurásico es Tipo III, severamente alterado, variando de muy maduro a sobremaduro con un alto índice de transformación del kerógeno.

La generación de gas proveniente de las rocas jurásicas dio inicio en la región sureste de la cuenca, durante el Cretácico (~120 millones de años, m.a.) cuando todavía no estaban formadas las trampas laramídicas.

Con base en resultados de modelado geológico-geoquímico se plantean dos procesos de migración ligados a la deformación estructural, uno halocinético prelaramídico de 145-83 millones de años y otro compresional laramídico de 48-34 millones de años, siendo éste último el que propició la remigración de los hidrocarburos entrampados en la primera etapa.

Adicionalmente existen capas de carbón depositadas en facies fluvio-deltáicas de las formaciones San Miguel, Olmos y Escondido del Cretácico Superior con un importante potencial minero y para la producción de metano de capas de carbón.

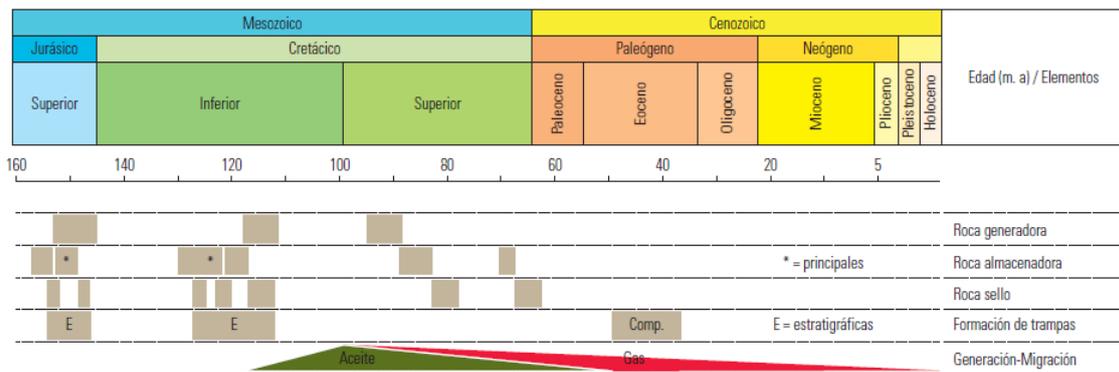


Figura 3. 3 Modelo de generación de hidrocarburos y tabla de eventos para la Cuenca de Sabinas. (Modificada de Rodríguez et al, 2008).

Los principales plays de la Cuenca de Sabinas, desde el punto de vista de su productividad, son:

- *La Virgen (Cretácico)*
- *La Casita (Jurásico)*
- *La Gloria (Jurásico)*
- *Padilla (Cretácico)*

Acumulando hasta la fecha un poco más de 400 mil millones de pies cúbicos producidos de gas en total (Tabla 3. 1).

Yacimientos de menor importancia se encuentran asociados a los plays:

- *Cupido (Cretácico)*
- *Taraises (Cretácico)*
- *Georgetown y Austin (Cretácico)*

La porosidad y permeabilidad primaria en sus yacimientos son bajas, obteniéndose alta productividad inicial pero rápida declinación por su asociación predominante con fracturas naturales. La remigración del gas y agua de formación a través de anhidritas de las formaciones Olvido y Minas Viejas del Jurásico y de la Formación La Virgen del Cretácico puede ser la causa del contenido de H₂S en algunos yacimientos.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Estilo de entrapamiento	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
La Gloria	Areniscas de grano grueso a conglomeráticas de cuarzo con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Gloria, Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Lutitas (miembro inferior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos en ocasiones afallados) en algunos casos con componente estratigráfico	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Lampazos, Monclova
La Casita	Areniscas calcáreas de grano fino de cuarzo y feldspatos, con porosidad secundaria por fracturas (La Casita, Kimmeridgiano -Tithoniano)	Lutitas (miembro superior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos) en algunos casos estratigráficas por acuífamiento	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova, Merced, Forastero, Lampazos
Padilla	Calizas dolomitizadas, dolomías y calizas arrecifales, porosidad primaria intercrystalina y secundaria por fracturas (Padilla, Hauteriviano)	Calizas arcillosas y lutitas (La Mula)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco en ocasiones amargo (Tithoniano)	Monclova-Buena Suerte y Florida
La Virgen	<i>Packstone-grainstone</i> y micro dolomías con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Virgen miembros I y IV, Barremiano)	Anhidritas (miembros II y V de La Virgen)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies y combinadas	Gas seco amargo (Tithoniano)	Monclova-Buena Suerte y Pirineo
Cupido	Calizas arrecifales, calizas dolomíticas porosidad primaria intragranular, secundaria móldica y por fracturas (Cupido, Aptiano)	Lutitas (La Peña)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco amargo (Tithoniano)	Cuatro Ciénegas, Totonaca, Casa Roja

Tabla 3. 1 Principales plays productores de la Provincia de Sabinas (WEC México, 2010).

Producción y reservas.

La exploración en la Cuenca de Sabinas se inició en la década de 1930 con la perforación de los pozos San Marcos-1 y San Marcos-2. Durante los 50s y 60s se perforaron varios pozos que mostraron importantes manifestaciones de gas en formaciones del Cretácico y Jurásico.

Sin embargo, fue hasta 1975 con la terminación del pozo Buena Suerte-2A, productor de gas seco en carbonatos dolomíticos de la Formación Padilla, que se establece producción en la cuenca. Este descubrimiento fue seguido en 1976 por el pozo Monclova-1, detonando el desarrollo en esa provincia. Con la incorporación de producción de los campos Monclova-Buena Suerte, Lampazos y Florida la cuenca alcanzó su máxima histórica de 158 millones de pies cúbicos diarios de gas en 1979 (Figura 3. 4).

En los años siguientes la producción declinó hasta menos de 10 millones de pies cúbicos diarios en 1991. De 1992 a 1995, con el desarrollo del campo Merced la producción de la cuenca experimentó un repunte para alcanzar los 58 millones de pies cúbicos diarios. Con el desarrollo de los campos Forastero y Pirineo la producción de esta provincia se ha elevado nuevamente hasta alcanzar los 61 millones de pies cúbicos diarios en 2008.

Esta cuenca ha acumulado más de 441 mil millones de pies cúbicos de gas provenientes de 23 campos. Los campos más importantes son Monclova-Buena Suerte, Pirineo, Merced, Forastero, Lampazos y Minero. Las reservas remanentes estimadas para esta provincia son de más de 280 MMMpc de gas y un recurso prospectivo de más de 1.2 billones de pies cúbicos de gas.

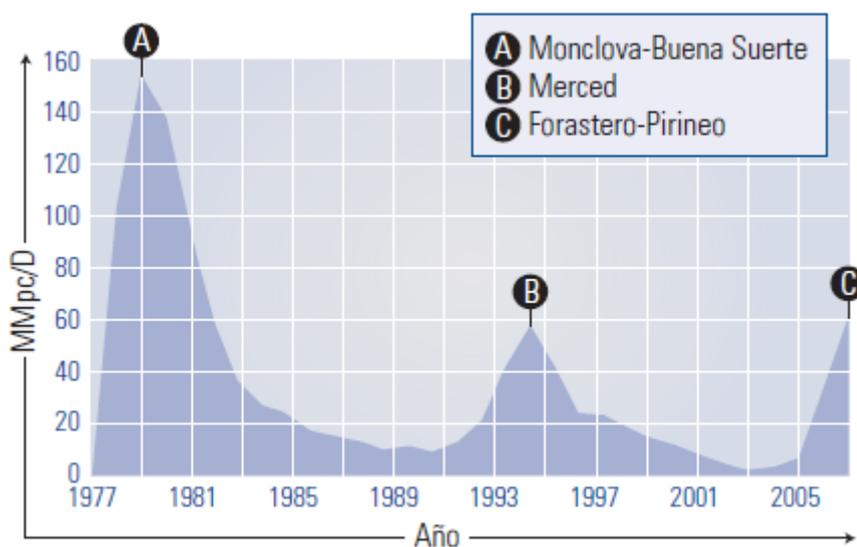


Figura 3. 4 Historia de producción de gas de la Cuenca de Sabinas (WEC México, 2010).

3.3.2 Cuenca de Burgos.

Ubicación.

La Cuenca de Burgos, considerada como la principal provincia productora de gas no asociado en el país, se localiza en el noreste de México, abarcando principalmente el estado de Tamaulipas, el extremo oriental de Nuevo León y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental (Figura 3. 5).

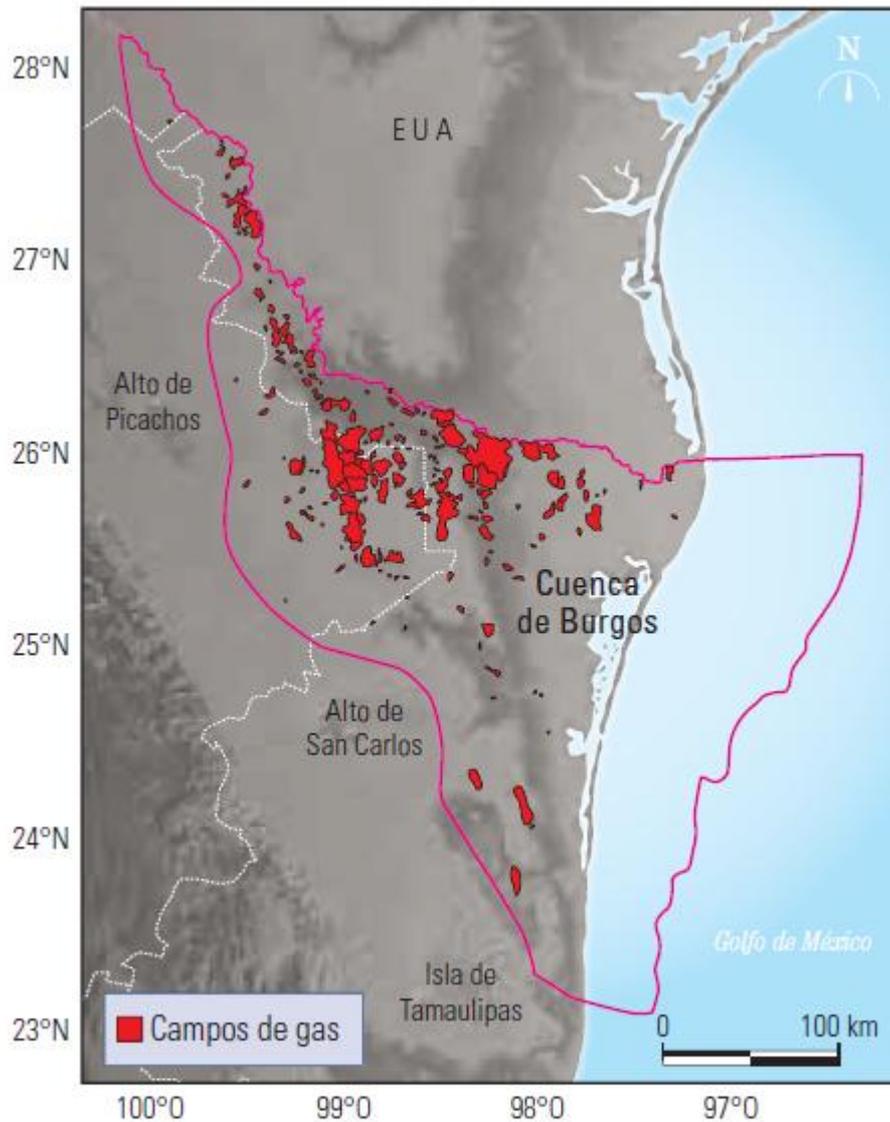


Figura 3. 5 Ubicación y distribución de campos de gas de la cuenca de Burgos (WEC México, 2010).

Geología petrolera.

En la Cuenca de Burgos se tienen 4 sistemas petrolíferos establecidos:

- *Pimienta-Midway;*
- *Midway-Wilcox;*
- *Wilcox-Wilcox;*
- *Vicksburg-Frío.*

Las rocas generadoras principales son:

- 1) *Calizas arcillo-carbonosas y lutitas calcáreo-carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior con materia orgánica tipo II;*

- 2) Lutitas y limolitas arenosas de las formaciones Midway del Paleoceno con materia orgánica tipo III;
- 3) Lutitas y limolitas arenosas de la Formación Wilcox del Eoceno con materia orgánica tipo III
- 4) Facies arcillosas de la Formación Vicksburg del Oligoceno con materia orgánica tipo III y cantidades subordinadas de tipo II.

El gas es predominantemente termogénico no asociado y asociado a condensado proveniente de rocas maduras. Las rocas del Jurásico Superior empezaron a generar hidrocarburos a partir de finales del Cretácico (~121 m.a.) y continúan activas hacia el poniente de la cuenca.

Las rocas de la Formación Midway entraron en la ventana de generación de gas en el Eoceno temprano, las de la Formación Wilcox lo hicieron en el Eoceno tardío y las de Vicksburg alcanzaron su madurez en el Mioceno temprano, continuando en ella hasta la actualidad. La migración ocurrió principalmente a lo largo de las superficies de fallas que conectan las rocas generadoras con los paquetes de areniscas.

La roca almacén consiste de areniscas de las formaciones Midway, Wilcox, Reklaw, Queen City, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg, Frío Marino, Frío No Marino y Anáhuac. La calidad de la roca almacén está controlada por el ambiente de depósito, la composición de las areniscas, el tamaño y distribución de los granos, la distribución y tipo de cemento y el porcentaje y tipo de matriz.

El sello lo constituyen los paquetes de facies arcillosas que sobreyacen de manera alternante y cíclica a las facies arenosas y a los que pasan lateralmente. Las trampas son principalmente estructurales consistiendo de anticlinales tipo roll-over con cierres por cuatro lados y cierres contra falla. Las características principales de los plays productores en la Cuenca de Burgos se presentan en la Tabla 3. 2 y los eventos de los sistemas petroleros se muestran en la Figura 3. 6.

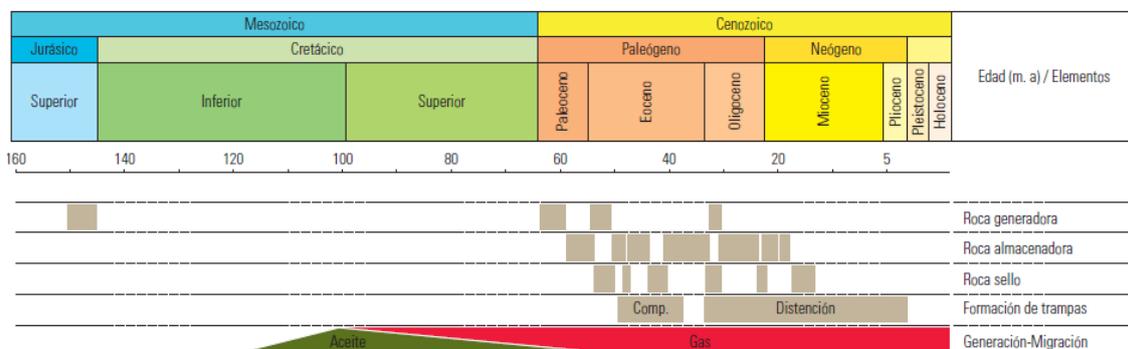


Figura 3. 6 Tabla de eventos para los sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos (Rodríguez 2001).

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
Midway	Areniscas líticas de grano grueso a fino de ambientes deltaicos y abanicos de talud (Midway, Daniano)	Lutitas (Midway)	Estratigráficas (acuñamientos y cambios de facies)	Gas seco (Tithoniano, Daniano)	Alondra, Emú, Oasis-Pandura-Corindón
Wilcox	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano fino a muy fino de ambientes costeros (islas de barrera, barras costeras, deltas) (Wilcox, Thanetiano-Ypresiano)	Lutitas y limolitas de plataforma (Wilcox)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla)	Gas seco y húmedo (Tithoniano, Paleoceno-Eoceno)	Arcabuz-Culebra, Arcos, Enlace
Queen City	Areniscas líticas calcáreas, de grano grueso a muy fino, deltaicas y de barras costeras (Queen City, Lutetiano)	Limolitas y lutitas de plataforma (Queen City)	Estructurales (asociadas a fallas normales), combinadas y estratigráficas (cambios de facies, acuñamientos)	Gas húmedo (Eoceno)	Arcabuz, Culebra, Mojarreñas, Santa Rosalía
Yegua	Areniscas de grano medio a fino de ambientes lagunares y deltaicos (Yegua, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Yegua)	Estructurales (asociadas a fallas de crecimiento), y estratigráficas (bloques desprendidos de la plataforma y abanicos submarinos)	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Palmito, Cabeza, Pamorana, Dulce, Caronte
Jackson	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos, y barras costeras (Jackson, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Jackson)	Estructurales asociadas a fallas de crecimiento, y en algunos casos estratigráficas y combinadas	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Comitas, Torrecillas, Dragón, Bayo
Vicksburg	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos y costeros (Vicksburg, Rupeliano)	Lutitas y limolitas (Vicksburg)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas húmedo y condensado (Cenozoico)	Cuitláhuac, Misión, Pipila, Fundador
Frío	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano medio a muy fino de ambientes deltaico, costero y plataforma somera (Frío, Rupeliano-Chattiano)	Lutitas y limolitas (Frío)	Estructurales (<i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas seco, gas húmedo, condensado (Cenozoico)	Reynosa, Monterrey, Brasil, Nejo
Anáhuac	Areniscas de cuarzo de grano fino a medio, de ambiente lagunar, barras costeras y deltas dominados por oleaje (Anáhuac, Aquitaniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Anáhuac)	Estructurales asociadas a bloques con cierre contrafalla y estratigráficas asociadas a cambios de facies laterales	Gas húmedo (Oligoceno)	18 de Marzo

Tabla 3. 2 Principales plays productores de la Cuenca de Burgos (WEC México, 2010).

Producción y reservas.

La producción comercial en la Cuenca de Burgos inició en 1945 con el descubrimiento del campo Misión productor en el *Play* Vicksburg. La producción se incrementó a partir de 1956, principalmente debido al desarrollo del campo Reynosa, hasta alcanzar 620 millones de pies cúbicos diarios en 1970.

Durante los años setenta y ochenta la producción declinó debido a que las inversiones y recursos humanos se enfocaron a la exploración y explotación de los campos en las Cuencas del Sureste. Sin embargo, a principios de los años noventa se produce un cambio en la política energética y el impulso a fuentes limpias de energía.

Como resultado, la cuenca inicia su revitalización en 1994 revirtiendo la declinación e incrementando la producción de 200 millones de pies cúbicos diarios a más de 1,000 millones de pies cúbicos diarios. A partir de 2004 la cuenca produce más de 1,300 MMpc/D (Figura 3. 7), y ha acumulado más de 10 billones de pies cúbicos de gas. La producción es de gas seco dulce en su parte occidental, haciéndose más húmedo hacia el oriente.

Se tienen un total de 237 campos de los cuales los más importantes son Reynosa, Monterrey, Cuitláhuac, Arcabuz, Culebra, Arcos, Pandura, Corindón, Fundador y Enlace entre otros. Las reservas remanentes y recursos prospectivos de gas de la cuenca son de 4.5 y 12 billones de pies cúbicos de gas respectivamente.

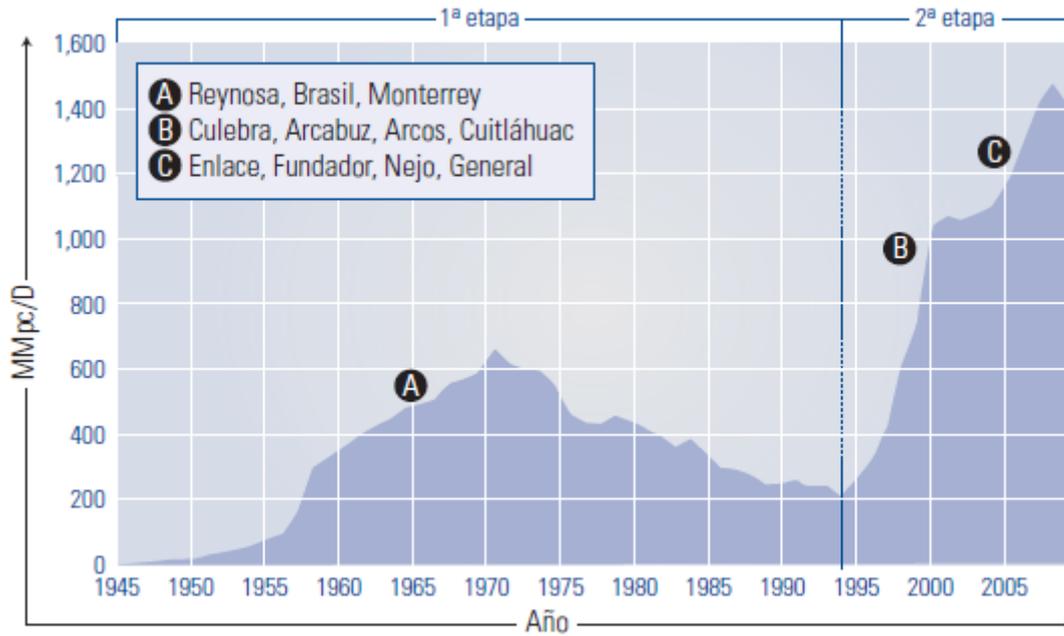


Figura 3. 7 Historia de producción de la Cuenca de Burgos. (WEC México, 2010).

3.3.3 Provincia Tampico-Misantla.

Ubicación.

La Provincia Tampico-Misantla se ubica en el oriente de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, porciones orientales de San Luís Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200 m (Figura 3. 8).

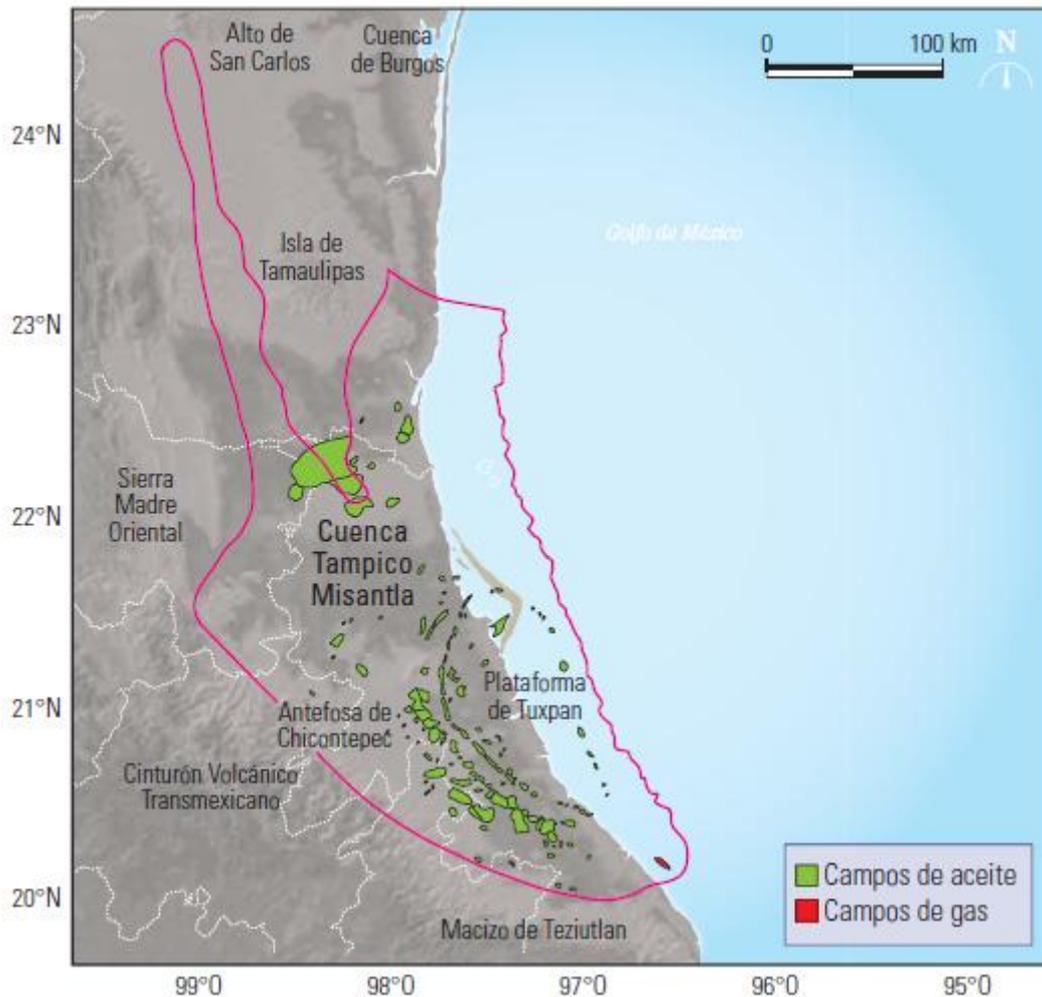


Figura 3. 8 Ubicación de la provincia Tampico-Misantla y principales campos de aceite y gas (WEC México, 2010).

Geología petrolera.

En la porción centro occidental de esta provincia se tienen espesores de 50 a 1,150 m de lutitas carbonosas de la Formación Huayacocotla con materia orgánica precursora de gas y condensado de submadura a sobremadura.

Estas rocas han generado hidrocarburos que se han entrampado en rocas clásticas de la Formación Cahuasas y de las formaciones Huehuetepic y Tepexic del Jurásico Medio y contribuyeron a la carga de rocas almacén del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario.

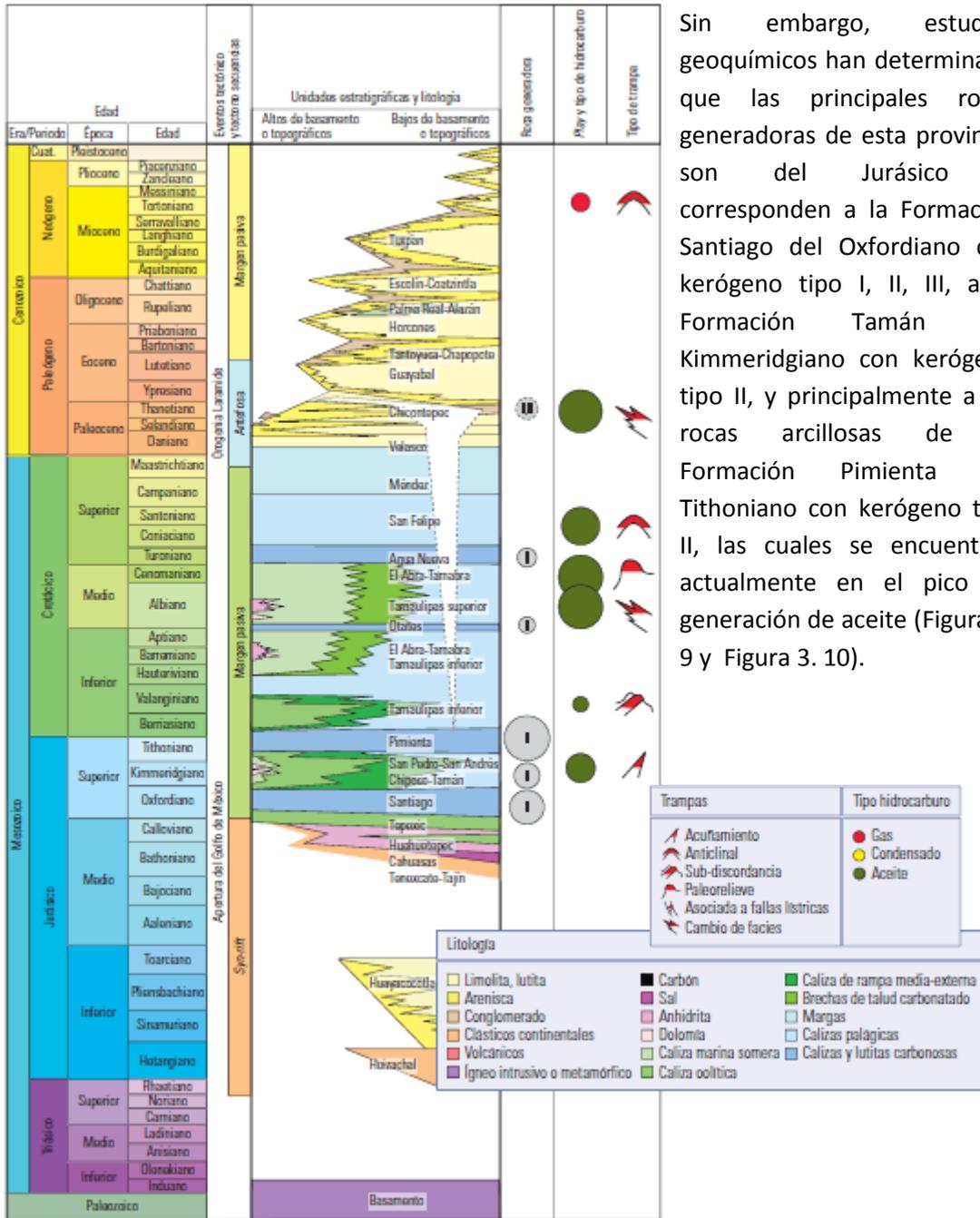


Figura 3. 9 Columna estratigráfica de la Provincia de Tampico-Misantla (WEC México, 2010).

En el Cretácico los intervalos con potencial generador corresponden al Horizonte Otates y a la Formación Agua Nueva; sin embargo, el poco espesor del Otates y la inmadurez de la Agua Nueva les restan importancia.

La roca generadora activa se distribuye regionalmente identificándose varios focos de generación distribuidos en toda la cuenca. Adicionalmente, hay evidencias de generación en cantidades menores de rocas de edad Terciaria.

Las rocas jurásicas entraron en la ventana de generación de aceite y se han mantenido en ella desde el Cretácico Medio. (Figura 3. 10). La formación de trampas por deformación laramídica ocurrió principalmente en la parte occidental de la provincia, mientras que la distensión gravitacional que produjo fallamiento lístrico afecta a sedimentos terciarios de la plataforma continental en la parte oriental.

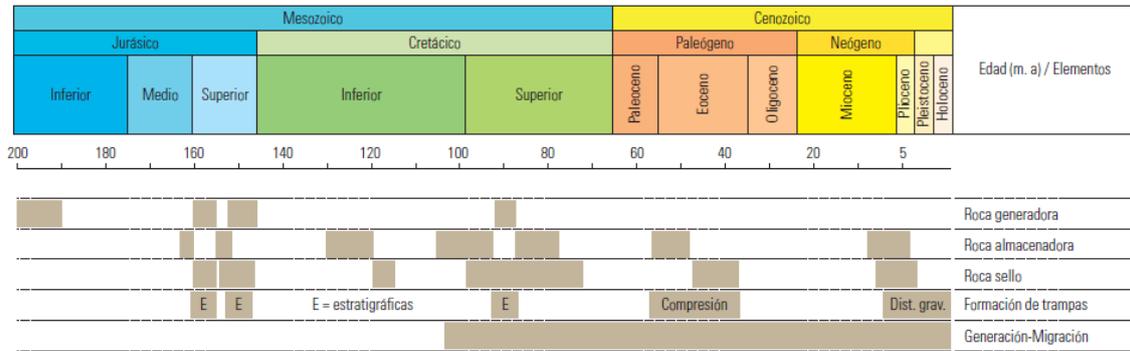


Figura 3. 10 Tabla de eventos para los principales sistemas petroleros de la Provincia de Tampico-Misantla. (Rodríguez et al, 2005).

Las características de los plays principales que han establecido producción comercial en esta provincia se muestran en la Tabla 3. 3. Otros plays que han resultado con producciones menores o manifestaciones importantes incluyen a los Conglomerados Tajín, grainstones oolíticos de las formaciones Tepexic y Huehuetepc en trampas estratigráficas por acuñamiento o cambio de facies, grainstones oolíticos del miembro calcarenítico de la Formación Tamaulipas Inferior y areniscas deltáicas de la Formación Tantoyuca.

En el Mioceno-Plioceno de la plataforma continental se han identificado plays potenciales que varían desde complejos de canales y abanicos submarinos hasta rellenos de cañones submarinos.

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
San Andrés	Grainstones oolíticos dolomíticos, porosidad primaria y secundaria (San Andrés, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Pimienta)	Estratigráficas (acuñamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero (Tithoniano-Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Arenque, San Andrés
Tamaulipas Inferior	Calizas pelágicas fracturadas (Tamaulipas Inferior, Berriasiano-Aptiano)	Calizas arcillosas (Tamaulipas Inferior, Otates)	Estructurales, combinadas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
San Felipe-Agua Nueva	Calizas fracturadas de cuenca fracturadas (San Felipe-Agua Nueva, Turoniano-Campaniano)	Margas (Méndez)	Estructurales (pliegues y zonas de fractura asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano)	Ébano, Pánuco
Tamabra	Brechas y turbiditas de talud carbonatado, porosidad primaria y secundaria (Tamabra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas compactas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva)	Combinadas (por cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite ligero (Tithoniano)	Poza Rica, Tres Hermanos
El Abra	Arenas carbonatadas karstificadas de margen plataforma, porosidad primaria y secundaria (El Abra, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas y lutitas (Agua Nueva, San Felipe, Méndez, Terciano)	Estratigráficas (paleorelieve depositacional)	Aceite pesado, en tierra, a ligero, condensado y gas asociado en la parte marina (Tithoniano)	Cerro Azul, Santa Águeda, Atún, Bagre
Chicontepec	Areniscas turbidíticas de complejos de canal y abanicos submarinos (Chicontepec, Paleoceno-Eoceno)	Lutitas intercaladas (Chicontepec)	Estratigráficas y combinadas (cambio lateral de facies, bajo discordancia, asociadas a pliegues)	Aceite pesado a ligero (Tithoniano-Tercario)	Agua Fria, Tajín, Coapechaca, Soledad
Mioceno-Plioceno	Areniscas de barras costeras (Mioceno-Plioceno)	Limolitas arcillosas intercaladas (Mioceno-Plioceno)	Estructurales (anticlinal de roll-over, cierre contra falla)	Gas seco y húmedo	Lankahuasa, Sihini

Tabla 3. 3 Principales plays productores de la Provincia de Tampico-Misantla. (WEC México, 2010).

Producción y reservas.

La exploración por hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla se remonta a la segunda mitad del siglo pasado, cuando se perforaron los primeros pozos en el área de Furbero en el estado de Veracruz. Perforados con técnicas rudimentarias, estos pozos no lograron explotarse comercialmente.

No fue sino hasta 1904, con la perforación del pozo La Pez-1 en la parte norte de la provincia, que se inicia en México la producción comercial de hidrocarburos de calizas fracturadas del Cretácico. Posteriormente siguieron los espectaculares descubrimientos de la Faja de Oro terrestre que dieron gran renombre a esta provincia.

En la década de 1920 esta provincia llegó a producir más de 500 mil barriles por día (Figura 3. 11), habiendo acumulado a la fecha más de 5,500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas.

Las reservas remanentes y los recursos prospectivos de esta provincia ascienden a 18,875 y 1,700 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Las reservas remanentes se localizan principalmente en los yacimientos de la Formación Chicontepec.

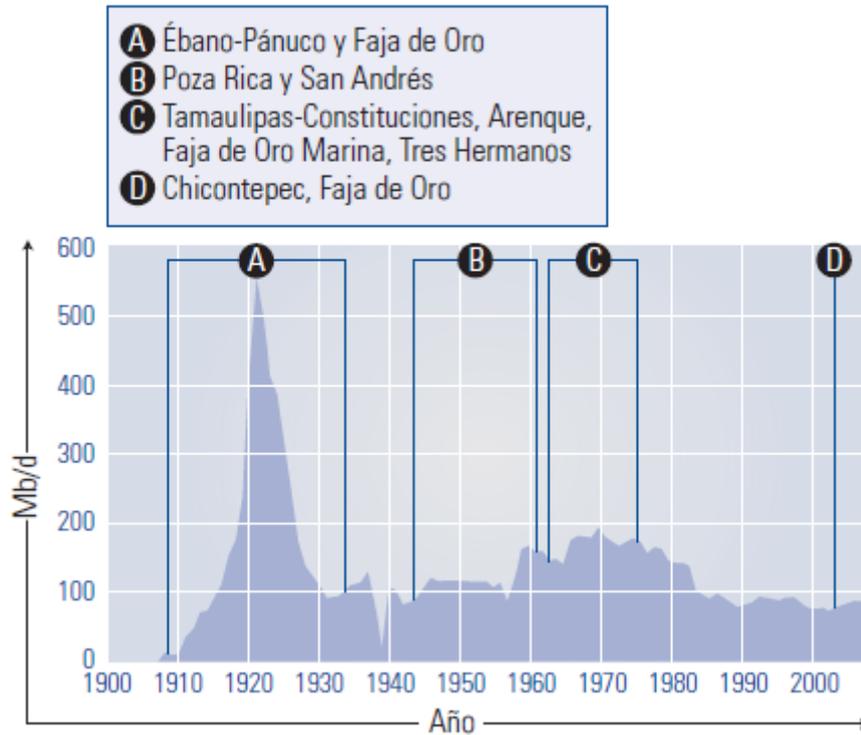


Figura 3. 11 Historia de producción de aceite de la Cuenca Tampico-Misantla. (WEC México, 2010).

3.3.4 Cuenca de Veracruz.

Ubicación.

La Cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México, quedando comprendida principalmente en el estado de Veracruz y extendiéndose hacia la actual plataforma continental del Golfo de México (Figura 3. 12).

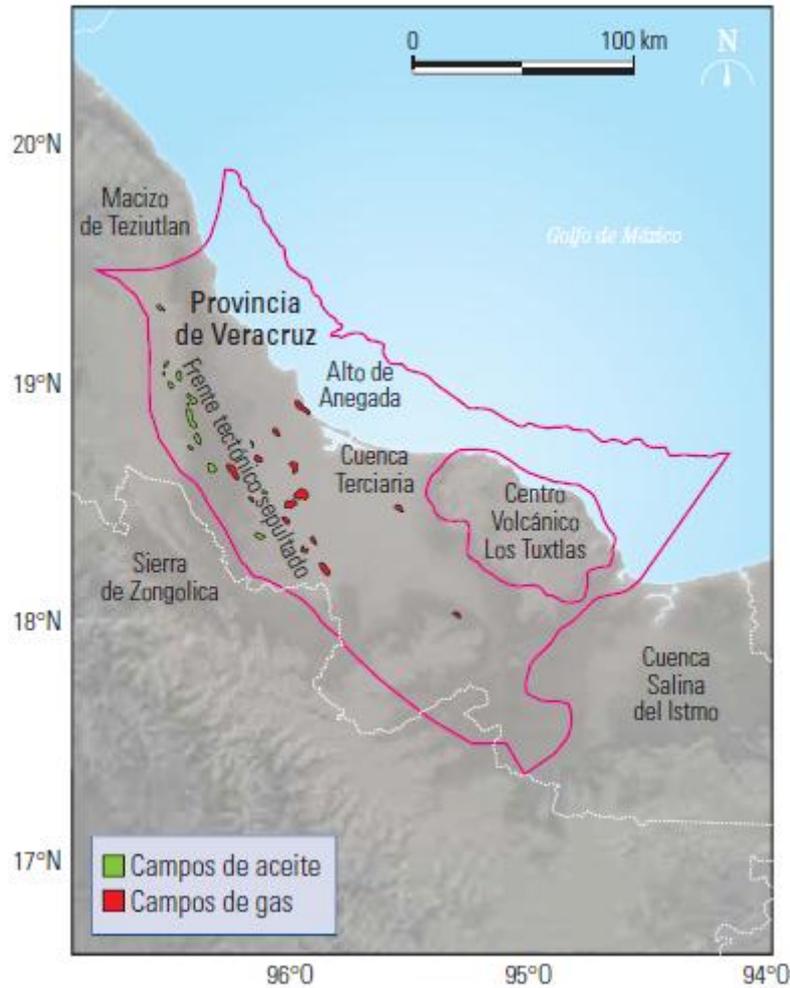


Figura 3. 12 Ubicación y principales campos de la Cuenca de Veracruz. (WEC México, 2010).

Geología petrolera.

En la Provincia de Veracruz se tienen tres intervalos generadores probados (Jurásico Superior, Cretácico Inferior-Medio y Mioceno) y dos hipotéticos: Cretácico Superior y Paleógeno (Figura 3. 13).

El Jurásico Superior se ha estudiado en la parte occidental y sur de la provincia. Contiene predominantemente kerógeno tipo II, actualmente sobremaduro, que entró a la ventana de generación en el Cretácico Tardío-Paleoceno con generación principal de gas en el Eoceno-Oligoceno, agotándose en el Mioceno.

El Cretácico Inferior-Medio contiene kerógeno tipo II, se encuentra dentro de la ventana de generación de aceite y gas y entró en la ventana de aceite en el Paleoceno-Eoceno alcanzando la zona de gas en el Mioceno-Plioceno. Finalmente las rocas generadoras del Mioceno contienen materia orgánica inmadura y han generado el gas biogénico que se encuentra almacenado en rocas del Mioceno Superior-Plioceno Inferior.

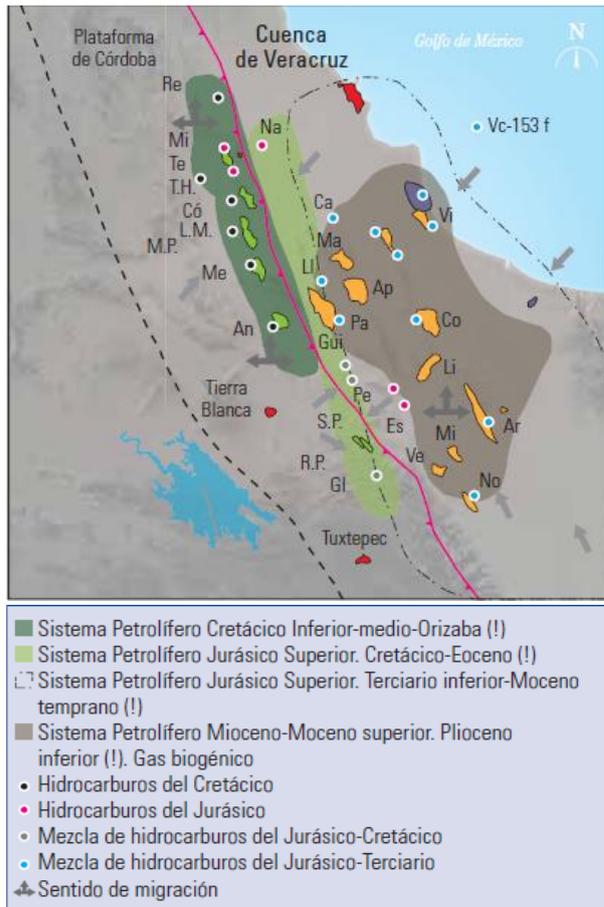
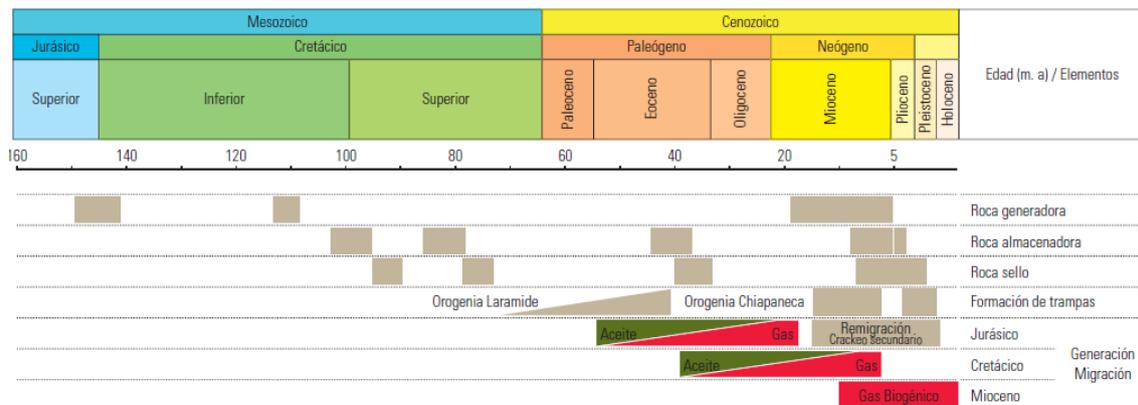


Figura 3. 13 Sistemas petrolíferos de la Provincia de Veracruz y tablas de eventos. (Vázquez-Covarrubias)



Los hidrocarburos termogénicos migraron hacia las facies almacenadoras a través de fallas profundas, discordancias y planos de estratificación, mientras que el gas biogénico ha tenido una migración más localizada cargando areniscas adyacentes a las rocas generadoras.

Las rocas almacenadoras principales en la Provincia de Veracruz corresponden a calizas de las formaciones Orizaba, brechas carbonatadas de las Formaciones San Felipe y Méndez así como areniscas de sistemas turbidíticos del Mioceno-Plioceno. Las características de los plays principales que han establecido producción comercial se muestran en la Tabla 3. 4.

Cabe señalar que en el play de areniscas y conglomerados de canales y abanicos submarinos del Mioceno-Plioceno se han agrupado una serie de tipos de yacimiento

que varían desde areniscas canalizadas individuales, canales conglomeráticos, complejos de canales, arenas de desborde, lóbulos arenosos, hasta sábanas de arena con tipos de entrapamiento estratigráfico, combinado o estructural.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
Orizaba	Calizas de plataforma karstificadas y fracturadas, porosidad primaria y secundaria (Orizaba, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas suprayacentes (Formación Maltrata)	Estructurales (anticlinales del frente laramídico sepultado, cierre en 4 direcciones, y/o contra falla)	Aceite ligero, condensado, gas amargo (Jurásico y Cretácico)	Mata Pionche, Mecayucan
Brechas del Cretácico	Brechas carbonatadas de talud con porosidad primaria y secundaria por fracturas (San Felipe-Méndez, Santoniano-Maastrichtiano)	Calizas arcillosas, margas y lutitas calcáreas (San Felipe y Méndez)	Estructurales (anticlinales laramídicos del frente tectónico sepultado)	Aceite pesado, ligero, condensado, gas húmedo, gas seco (Cretácico)	Angostura, Mata Pionche, Cópite, San Pablo, Rincón Pacheco
Conglomerados terciarios	Conglomerados con escasa porosidad primaria y secundaria (Eoceno medio - Mioceno inferior)	Lutitas calcáreas (Eoceno, Oligoceno, Mioceno)	Combinadas (anticlinal erosionado y afallado, truncamiento por erosión)	Aceite (Jurásico-Cretácico)	Perdiz-Mocarroca, Novillero, Mirador
Arenas turbidíticas	Areniscas de canales y abanicos submarinos (Depósito-Encanto, Mioceno-Plioceno)	Lutitas intercaladas (Depósito-Encanto)	Estratigráficas y combinadas (cambio de facies, anticlinales terciarios, y cierre contra falla)	Gas seco (Jurásico, Cretácico, Oligoceno-Mioceno)	Lizamba, Vistoso, Papán, Cocuite, Playuela

Tabla 3. 4 Principales Plays establecidos de la Provincia de Veracruz. (WEC México, 2010).

Producción y reservas.

La exploración petrolera en la Provincia de Veracruz inicia en 1921 con la perforación del pozo Cocuite-1 cerca de Tlacotalpan, resultando improductivo. Las compañías extranjeras perforaron varios pozos en esta provincia entre 1921 a 1938 sin éxito.

En 1948 Petróleos Mexicanos inicia actividades en la provincia y en 1953 el pozo Angostura-2 resulta productor de aceite en calizas del Cretácico Superior y en 1956 el pozo Mirador-1 resulta productor de gas de areniscas del Terciario. De 1955 a 1980 se descubren la mayoría de los campos de aceite y gas asociado en calizas cretácicas plegadas del frente tectónico sepultado, incluyendo los campos Cópite, Mata Pionche y Mecayucan, así como algunos campos de gas en rocas siliciclásticas terciarias como Cocuite. De 1981 a 1995, debido al enfoque exploratorio en las Cuencas del Sureste, la actividad exploratoria en la Provincia de Veracruz decae y no se realiza ningún descubrimiento, si bien la producción de gas se logró mantener por arriba de los 100 millones de pies cúbicos diarios gracias al aporte de gas húmedo de los yacimientos del Cretácico.

A partir de 1997 se reinicia la actividad exploratoria apoyada con sísmica tridimensional, lo que permite visualizar los modelos sedimentarios postulados de abanicos submarinos y mapearlos mediante la utilización de atributos sísmicos. Combinado con el desarrollo de nuevos conceptos y modelos de yacimiento y la aplicación de nuevas tecnologías en la perforación y terminación de pozos, de 1999 a 2004 se descubren, entre otros, los campos Playuela, Lizamba, Vistoso, Apertura, Arquimia y Papán.

Esto permitió alcanzar en agosto de 2007 el máximo histórico de la provincia de 1010 millones de pies cúbicos diarios (Figura 3. 14). La producción acumulada total de la provincia a 2008

es de 2.4 billones de pies cúbicos de gas y 75.8 millones de barriles de aceite. Las reservas remanentes al 1º de enero de 2009 son de 1.2 billones de pies cúbicos y 28.5 millones de barriles de aceite. Se estima un recurso prospectivo de 4 billones de pies cúbicos de gas.

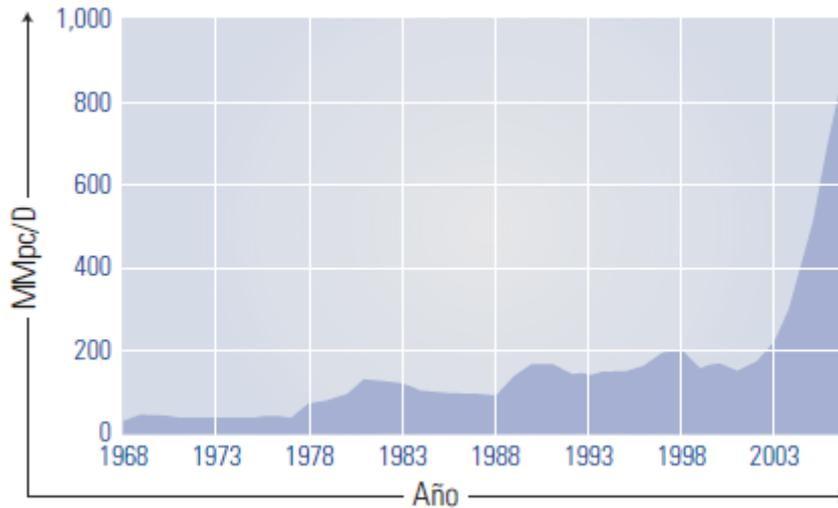


Figura 3. 14 Historia de producción de gas de la Provincia de Veracruz. (WEC México, 2010).

3.3.5 Provincia del Sureste.

Ubicación

Esta provincia se ubica en el sureste de México, quedando comprendida en su parte terrestre, principalmente en el Estado de Tabasco, parte norte de Chiapas, occidente de Campeche y el extremo sureste de Veracruz, extendiéndose hacia la actual plataforma continental de esta región del Golfo de México (Figura 3. 15).

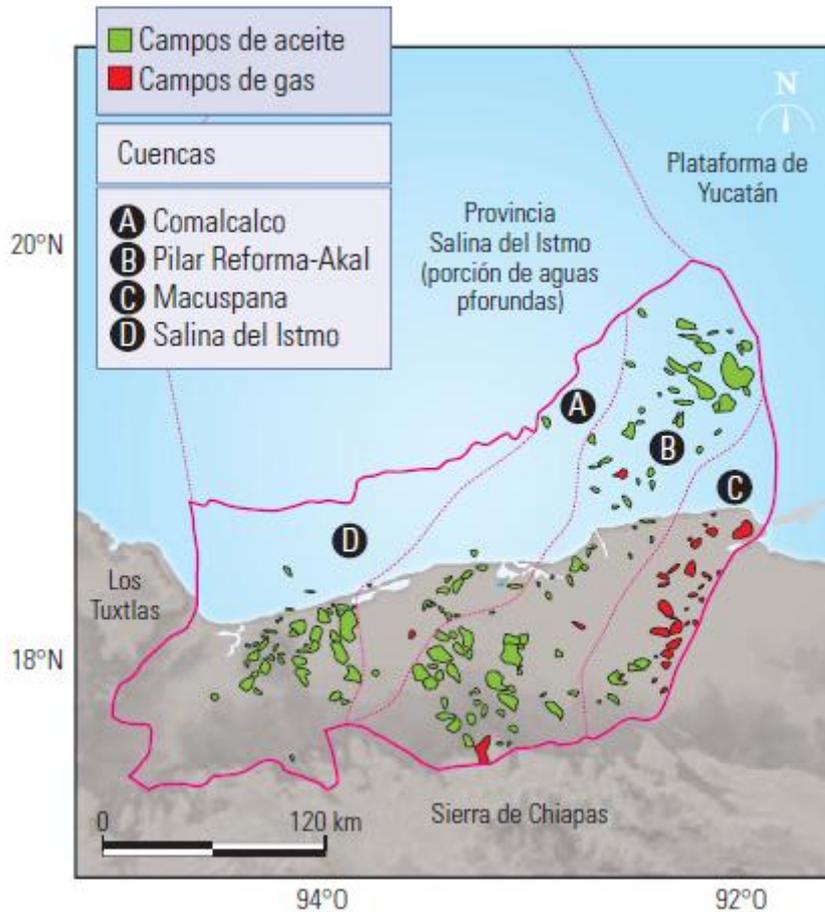


Figura 3. 15 Ubicación, Subprovincias y principales campos de la Provincia del Sureste. (WEC México, 2010).

Geología petrolera.

En la Provincia del Sureste se han reconocido cinco horizontes generadores principales (Figura 3. 16). El de mayor importancia corresponde a las rocas del Tithoniano (Formaciones Edzna y Chinameca) las cuales contienen kerógeno tipo I y II principalmente con una evolución térmica desde inmadura hasta sobremadura debido a las diferentes profundidades a las que se encuentran estas rocas en las diferentes partes de la provincia, observándose en general un incremento en la madurez de noreste a suroeste. La generación de estas rocas inicia desde principios del Terciario, y alcanzó su máximo del Mioceno al Plio-Pleistoceno.

Las facies de rampa externa y cuenca del Oxfordiano contienen kerógeno tipo I y II, se encuentran en condiciones de madurez similares a las del Tithoniano y se ha comprobado su contribución a las acumulaciones de aceite de campos marinos.

Los horizontes del Cretácico depositados en ambientes reductores, con kerógeno tipo II principalmente, también han contribuido a la generación sobre todo en aquellas áreas de la provincia que han sufrido mayor sepultamiento.

Las lutitas bentoníticas calcáreas del Eoceno medio, lutitas del Oligoceno Inferior y del Mioceno contienen kerógeno tipo II y III y entraron a la ventana de generación durante el Plio-Pleistoceno sólo en aquellas zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento como la Cuenca de Macuspana, en donde también se ha generado gas biogénico y probablemente por craqueo secundario.

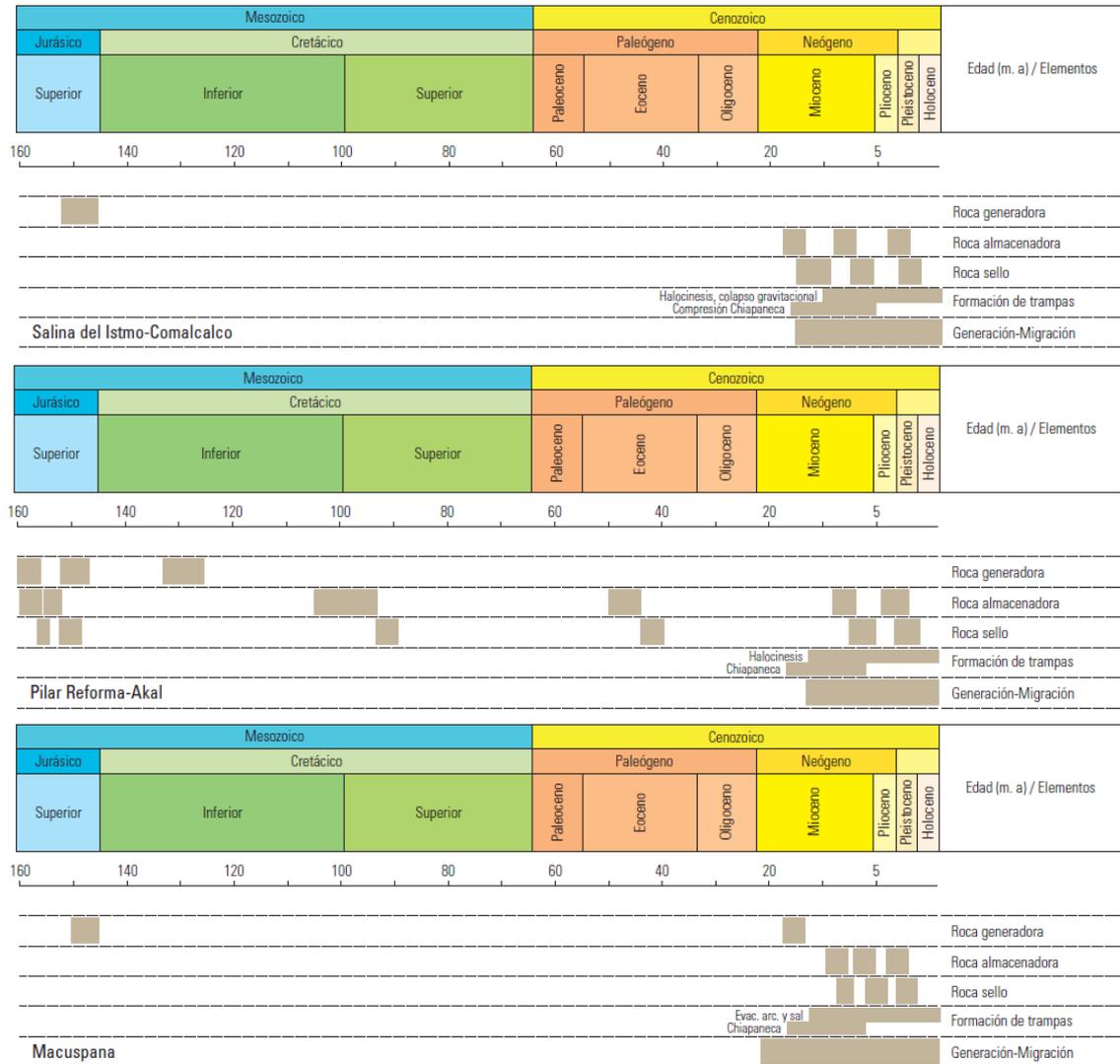


Figura 3. 16 Tablas de eventos de las Subprovincias del Sureste. (Clara, Villanueva y Caballero, 2006).

La Tabla 3. 5 muestra las características de los principales plays productores de la Provincia del Sureste.

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Edad		Edad de roca generadora	Representativos
Cuenca de Macuspana					
Areniscas en pliegues por inversión	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas de talud y piso de cuenca (Mioceno superior - Plioceno)	Lutitas intraformacionales (Mioceno-Plioceno)	Estructurales y combinadas (anticlinales por inversión de fallas listricas y tipo <i>roll-over</i> , cambio lateral de facies)	Gas y aceite ligero (Tithoniano, Terciario)	José Colomo, Chunel, Vemet, Cafeto, Shishito, Fortuna Nacional
Pilar Reforma-Akal					
Areniscas Ek-Balam	Areniscas de cuarzo costeras y eólicas, porosidad primaria (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Tithoniano)	Ek-Balam
Oolitas Ek-Balam	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano) y lutitas (Terciario)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Tithoniano)	Ek-Balam
Oolitas del Kimmeridgiano	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna, en partes dolomitizados, porosidad primaria y secundaria (Akimpech, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Tithoniano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Tithoniano)	Jujo-Tecominoacan, Luna, Zaap, Tsimin
Calizas arcillosas dolomitizadas del Tithoniano	<i>Mudstone</i> arcilloso de rampa externa ligeramente dolomitizado y karstificado (Tithoniano)	Calizas arcillosas (Tithoniano y Cretácico Inferior)	Estratigráficas y combinadas	Aceite ligero (Tithoniano)	Jujo-Tecominoacan
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	<i>Packstone-grainstones</i> de plataforma, porosidad primaria y secundaria, disolución y fracturas (Cretácico)	Calizas arcillosas (Cretácico) y lutitas (Terciario)	Estructurales (anticlinales afallados)	Gas y condensado (Tithoniano)	Catedral, Muspac, Giraldas
Brechas Cretácico-Paleoceno	Brechas de talud fracturadas (Cretácico Superior-Paleoceno)	Lutitas (Paleoceno-Eoceno)	Estructurales (anticlinales afallados)	Pesado a ligero (Tithoniano)	Cantarell, Abkatun, Ku, Zaap, Maloob, Ayatsil
Calcarenitas del Eoceno	Calcarenitas de litoclastos y bioclastos (Eoceno)	Lutitas y limolitas (Eoceno)	Estructurales (anticlinales)	Aceite pesado (Tithoniano)	Ek-Balam
Cuencas Salina del Istmo y de Comalcalco					
Areniscas del Mioceno en anticlinales	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas (Depósito, Mioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Mioceno inferior y medio)	Estructurales (anticlinales de orientación NE-SW, en algunos casos subsal, nucleados por sal y/o afallados)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cuichapa
Areniscas en acuñamientos sobre y contra sal	Areniscas de canales y abanicos submarinos y barras costeras (Encanto y Concepción, Plioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Plioceno Inferior Medio)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos y sobrelapes sobre cuerpos de sal o estructuras asociadas a intrusiones salinas)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cinco Presidentes, Ogarrio, Bacal
Areniscas en estructuras tipo tortuga	Barras de arenas deltaicas (Plioceno inferior)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior)	Estructural (estructura tipo tortuga creada por evacuación de sal)	Gas y aceite ligero (Tithoniano)	La Central
Areniscas en fallas listricas y anticlinales <i>roll-over</i>	Areniscas turbidíticas (Plioceno medio y tardío)	Lutitas intraformacionales (Plioceno medio y tardío)	Estructurales y combinadas (acuñamientos o crecimientos contra fallas normales sindeposicionales, anticlinales <i>roll-over</i>)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	El Golpe, Tupilco

Tabla 3. 5 Características de los plays establecidos de la Provincia del Sureste. (WEC México, 2010).

Producción y reservas.

La exploración en esta provincia inicia en 1886 con la perforación del pozo Sarlat en la Cuenca de Macuspana. Sin embargo, fue hasta 1905 y 1906 que se perforaron los primeros pozos que resultaron productores comerciales en la Cuenca de Macuspana y la Cuenca Salina del Istmo, iniciando la explotación en esta región.

Petróleos Mexicanos inicia actividad en la zona en 1943 realizando descubrimientos de aceite ligero y gas en los años subsecuentes. La explotación en la parte terrestre del Pilar Tectónico de Reforma-Akal es impulsada con los descubrimientos de aceite y gas en calizas cretácicas hechos por los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 en 1972.

La prospección geofísica en la parte marina de la provincia también inició en 1972. Los estudios exploratorios culminan con la perforación del pozo Chac-1 entre 1974 y 1976, resultando productor en brechas de Cretácico y detectando aceite en areniscas del Oxfordiano.

En los siguientes 5 años se realizaron importantes descubrimiento en esta región, detonando la explotación de la provincia más importante del país. Con la explotación del Complejo Cantarell, la producción de la Provincia del Sureste llegó a ser la más importante del país alcanzando su máximo histórico de más de 4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en 2004 (Figura 3. 17).

La producción acumulada de la provincia es de 31,229 millones de barriles de aceite y 41.2 billones de pies cúbicos de gas. Las reservas remanentes y recursos prospectivos son de 23,785 y 18,100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

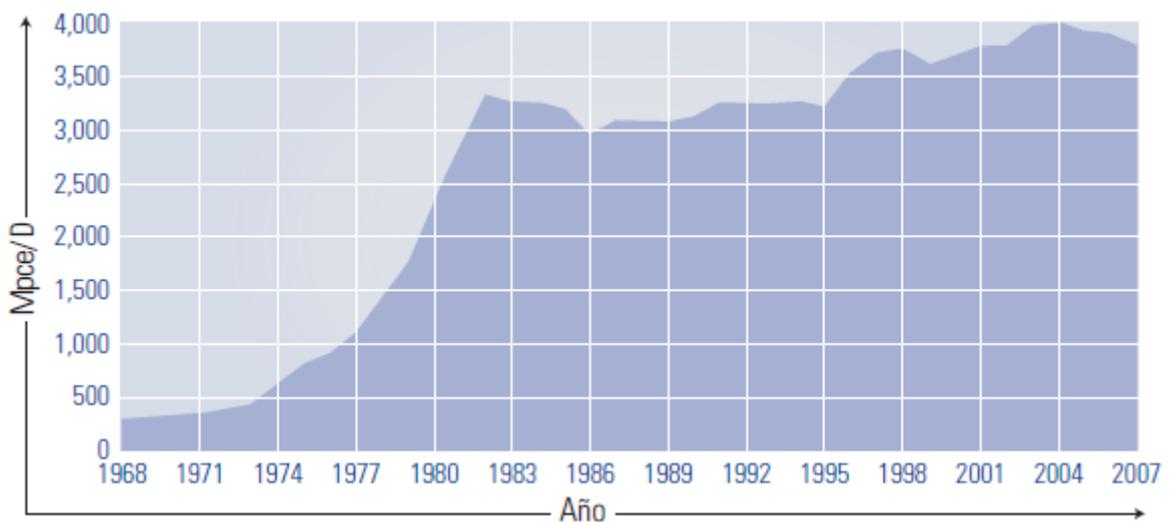


Figura 3. 17 Historia de producción de la Provincia del Sureste. (WEC México, 2010).

3.3.6 Golfo de México profundo.

En los últimos años Petróleos Mexicanos ha iniciado la perforación de pozos exploratorios en la parte profunda del Golfo de México, en tirantes de agua mayores a 500 m.

En esta región se tienen identificadas 7 provincias geológicas (Figura 3. 18) de las cuales 5 tienen mayor prospectiva:

- **Provincia Salina del Bravo.**
- **Cinturón Plegado Perdido.**
- **Cordilleras Mexicanas.**
- **Cinturón Plegado Catemaco.**
- **Provincia Salina del Istmo (Porción de Aguas profundas).**

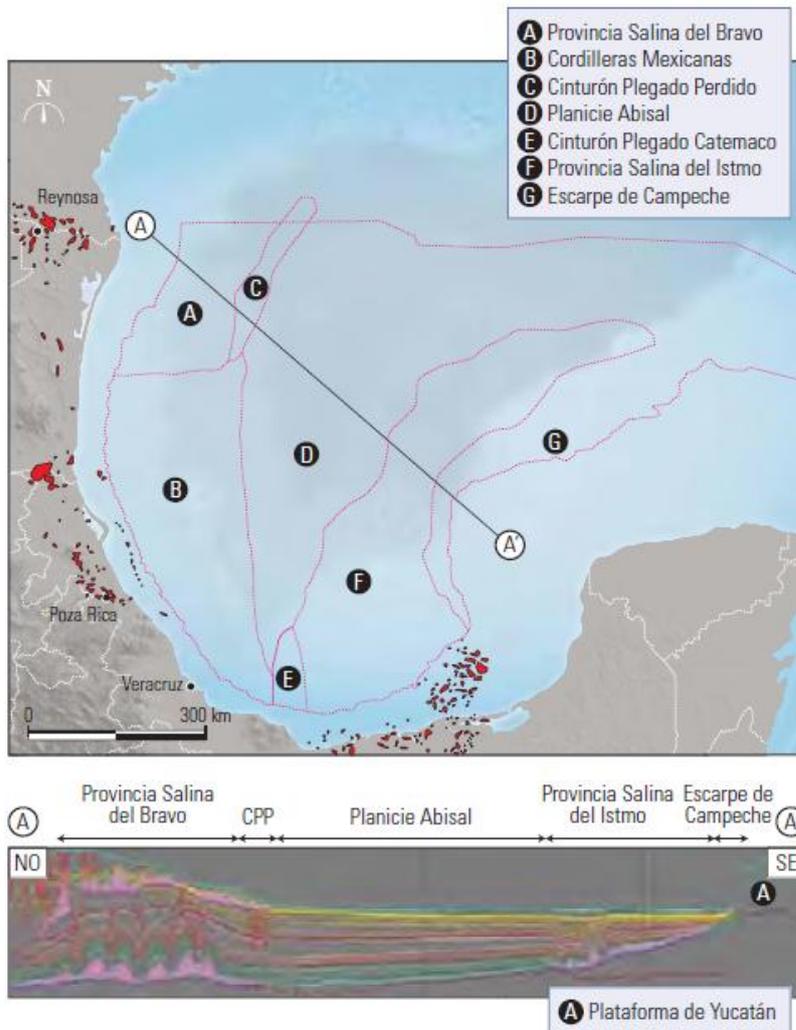


Figura 3. 18 Provincias prospectivas de la parte mexicana profunda del Golfo de México. (PEP 2012).

Provincia Salina del Bravo.

La mayor parte de esta provincia se ubica en la parte estadounidense del Golfo de México pero se extiende hacia la porción noroccidental de la parte mexicana. La parte mexicana de esta provincia está caracterizada por la presencia de mantos tabulares de sal, toldos (canopies) y diapiros, evacuados desde el poniente.

Estudios de manifestaciones superficiales y muestreo de fondo marino indican que el área es propensa de contener aceite ligero almacenado en areniscas turbidíticas terciarias de complejos de canales y abanicos submarinos.

Esta provincia se ubica en tirantes de agua de 500 a 2,000 metros. En la parte estadounidense de esta provincia se han realizado descubrimientos tanto por arriba como por debajo de los cuerpos de sal, sobre todo en la parte correspondiente al abanico del río Mississippi.

Si bien las condiciones de deformación, entrapamiento, generación y migración pueden ser muy similares hacia el lado mexicano, es probable que la calidad y espesores de la roca almacén sean diferentes al variar la fuente de aporte de los sedimentos.

Cinturón Plegado Perdido.

El cinturón Plegado Perdido corresponde a la zona de pliegues gravitacionales ubicada al oriente de la zona de influencia de sal alóctona correspondiente a la Provincia Salina del Bravo.

El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite ligero y estaría almacenado en areniscas turbidíticas terciarias de complejos de canales y abanicos submarinos depositados en esta zona principalmente como sistemas de nivel bajo y, en menor proporción, en calizas fracturadas mesozoicas de aguas profundas.

Este cinturón se ubica en tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 m. El cinturón de pliegues se extiende hacia la parte estadounidense del Golfo de México, en donde se han realizado varios descubrimientos importantes en sedimentos terciarios entre los que se encuentran Trident, Great White, Tobago, Silvertip y Tiger.

Cordilleras Mexicanas.

De manera similar al Cinturón Plegado perdido, echado abajo de la franja distensiva que abarca desde la parte sur de la Cuenca de Burgos y costa afuera de Tampico-Misantla y Veracruz, se formó un amplio cinturón plegado para acomodar la extensión gravitacional de dicha provincia. Este cinturón plegado se conoce como Cordilleras Mexicanas y se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km² en tirantes de agua de entre 500 y 3,500 m.

El tipo de hidrocarburo esperado en esta provincia es de gas y posiblemente aceite ligero. Las rocas almacenadoras son areniscas turbidíticas depositadas en aguas profundas principalmente como sistemas de nivel bajo.

Cinturón Plegado Catemaco.

Esta provincia está caracterizada por pliegues con orientación noreste-suroeste y vergencia al noroeste armados en rocas del Paleoceno al Plioceno, algunos de ellos afectados por fallas inversas y cabalgaduras. Se perforaron tres pozos exploratorios (Noxal-1, Leek-1 y Lalail-

1) los cuales comprobaron la presencia de yacimientos de gas en areniscas turbidíticas de canales y abanicos submarinos del Mioceno inferior y Plioceno inferior en trampas estructurales.

Se infiere también la presencia de trampas combinadas en los anticlinales y acuñamientos contra estas estructuras. Los yacimientos de esta provincia en conjunto con el de la parte sur de las Cordilleras Mexicanas descubierto por el pozo Lakach-1, demuestran la existencia de una megaprovincia de gas no asociado en la parte suroccidental del Golfo de México profundo.

Provincia Salina del Istmo (Porción de Aguas Profundas).

Esta provincia es la extensión de la Cuenca Salina del Istmo (Provincia del Sureste) hacia la parte profunda del Golfo.

En general se espera que la calidad de hidrocarburos en esta provincia aumente desde aceites extrapesados y pesados en la parte suroriental hasta aceite superligero y gas no asociado en la vecindad con el Cinturón Plegado Catemaco, todo esto en función de la madurez de las rocas generadoras.

3.4 Actividades Exploratorias en Cuencas del Golfo de México.

Debido a la actividad exploratoria realizada en los años del 2009 al 2012, pero sobre todo en el año 2012, se ha logrado incrementar las reservas totales, al incorporar un volumen de reservas totales de 1,731.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que con respecto al año 2011 se tuvo un incremento de 18.5 por ciento. Para el periodo comprendido de 2009 a 2012 se tiene un promedio de reservas incorporadas por descubrimientos de 1,601.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Tabla 3. 6).

Año		1P			2P			3P		
		Aceite	Gas natural	Total	Aceite	Gas natural	Total	Aceite	Gas natural	Total
	Cuenca	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmmpc	mmbpce
2009	Total	276.4	566.2	388.9	617.7	1,277.90	879.2	1,008.10	3,733.00	1,773.90
	Burgos	0	58.6	12.3	0	115.5	24.4	0	226.3	48.1
	Sabinas	0	49	9.4	0	59	11.3	0	72.5	13.9
	Sureste	276.4	451.4	365.8	617.7	1,096.20	842	1,008.10	3,427.00	1,710.50
	Veracruz	0	7.2	1.4	0	7.2	1.4	0	7.2	1.4
2010	Total	136.6	455.7	230.8	352.8	903.8	543	877.8	2,724.00	1,437.80
	Burgos	0	20.2	4.3	0	40.3	8.4	0	78	16.4
	Sabinas	0	6.2	1.2	0	10.4	2	0	19.1	3.7
	Sureste	136.6	374.8	215.1	352.8	779.2	518.7	866.8	2,482.60	1,380.20
	Tampico-Misantla	0	0	0	0	0	0	11	2.2	11
	Veracruz	0	54.5	10.2	0	73.9	13.8	0	142.1	26.6
2011	Total	116.3	165.4	153.1	301.5	443.6	398.8	1,011.00	2,134.20	1,461.10
	Burgos	0	18.9	3.9	0	31.3	6.5	0	47.7	10.1
	Sabinas	0	5.2	1	0	30.4	5.9	0	111.8	21.5
	Sureste	113	88.4	134.6	295.2	260	356.7	1,002.00	1,834.70	1,393.60
	Veracruz	3.4	52.8	13.5	6.3	121.8	29.7	9	139.9	35.9
2012	Total	89.7	207.4	133.9	187.6	1,510.30	507.3	850.9	4,059.30	1,731.30
	Burgos	0	27.9	5.9	0	45.7	9.7	0	60.2	12.8
	Golfo de México Profundo	0	0	0	0	1,059.00	224.1	411.8	2,572.50	959.7
	Sabinas	0	45.3	8.7	0	141.9	27.5	0	362.7	70.8
	Sureste	76.1	127.6	104.5	138.5	239.5	192.2	358.4	1,024.00	599.5
	Veracruz	13.6	6.7	14.9	49.1	24.3	53.8	80.7	39.9	88.4

Tabla 3. 6 Volúmenes de reservas descubiertas en el periodo 2009-2012 (PEMEX 2013).

Las incorporaciones más destacadas de 2012, se tienen en la Cuenca del Golfo de México Profundo, con 959.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P, es decir aporta el 55.4 por ciento del total nacional. De igual manera, las mayores reservas descubiertas tanto de aceite como de gas a nivel 3P, se tienen en el Golfo de México Profundo.

En lo que se refiere al tipo de hidrocarburos que contienen los yacimientos, los descubrimientos de reservas de aceite pasaron de 1,011.0 millones de barriles en 2011 a 850.9 millones de barriles en 2012, lo que significa una reducción del 15.8 por ciento en relación al año anterior.

La composición del aceite descubierto en 2012 consta de las siguientes proporciones:

- **49.0 de aceite pesado;**
- **30.7 es aceite súper ligero;**
- **20.3 de aceite ligero.**

El incremento en las reservas descubiertas de aceite ligero y superligero permitirá en el corto plazo incrementar la calidad de la mezcla del crudo mexicano de exportación.

En relación a las reservas de gas natural los descubrimientos realizados este año en nuestro país son muy importantes, ya que se tiene un incremento considerable de 90.2 por ciento en 2012 con respecto al 2011, al aumentar de 2,134.2 a 4,059.3 miles de millones de pies cúbicos.

Del total de estas reservas de gas natural, 2,576.3 miles de millones de pies cúbicos, o sea, el 63.5 por ciento corresponde al gas no asociado, mientras que el restante 36.5 por ciento, que son 1,483.0 miles de millones de pies cúbicos, pertenece al gas asociado.

La proporción de los componentes del gas natural no asociado descubierto en 2012, se distribuye de la siguiente manera:

- **75.9 por ciento corresponde al gas húmedo;**
- **14.0 pertenece a gas y condensado;**
- **10.1 por ciento es gas seco.**

El campo Kunah, ubicado en la Cuenca del Golfo de México Profundo, es el principal aporte de gas húmedo, con 1,793.0 miles de millones de pies cúbicos, que representa el 44.2 por ciento del total del gas natural y el 69.6 por ciento del gas no asociado descubierto en 2012.

También en aguas profundas del Golfo de México, los campos Trión y Supremus sumaron 779.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, aportando estos tres campos de aguas profundas el 63.4 por ciento del total de gas natural en el país.

Las Cuencas del Sureste aportaron 1,024.0 millones de pies cúbicos de gas, que constituye el 25.2 por ciento del gas natural incorporado, mientras que las cuencas de Burgos, Sabinas y Veracruz en conjunto colaboraron con una reserva de gas natural de 462.8 millones de pies cúbicos de gas natural, que conforman el 11.4 por ciento del total de gas natural descubierto.

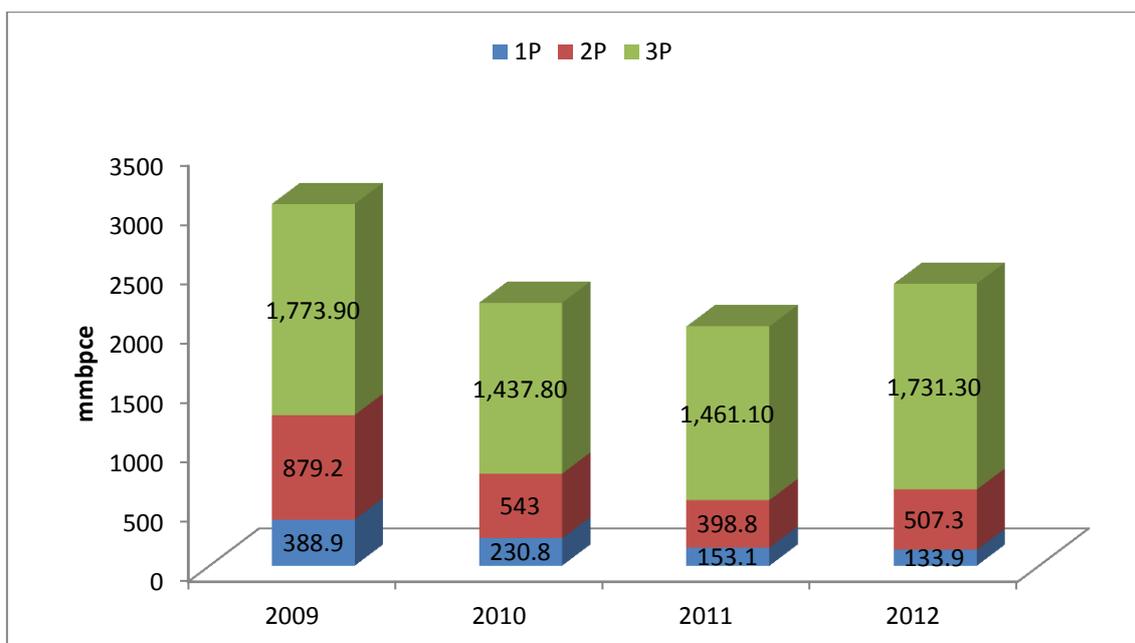


Figura 3. 19 Trayectoria de la incorporación de reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente (Fuente PEMEX 2013).

En la Figura 3. 19 se presenta la trayectoria de la incorporación de reservas en el periodo 2009 a 2012, donde se ilustra el incremento sustancial logrado este último año, en relación a los dos anteriores, en los volúmenes incorporados de petróleo crudo equivalente por actividad exploratoria.

3.5 Yacimientos Carbonatados Relevantes en México.

A continuación se presentan algunos yacimientos petroleros en rocas carbonatadas de México, así como su ubicación de acuerdo a la región a la que pertenecen.

3.5.1 Región Marina Noreste.

Campo Cantarell.

El yacimiento es de la edad del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Está constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12 %, la saturación del agua varía de 14 a 21 %, y su permeabilidad es de 3000 a 5000 mD. La temperatura del yacimiento se encuentra entre 100 y 115 °C, y la salinidad del agua de la formación entre las 85,000 y 90,000 ppm. Se infiere que las formaciones principales del campo fueron originadas por la erosión de la plataforma de Yucatán (Figura 3. 20).

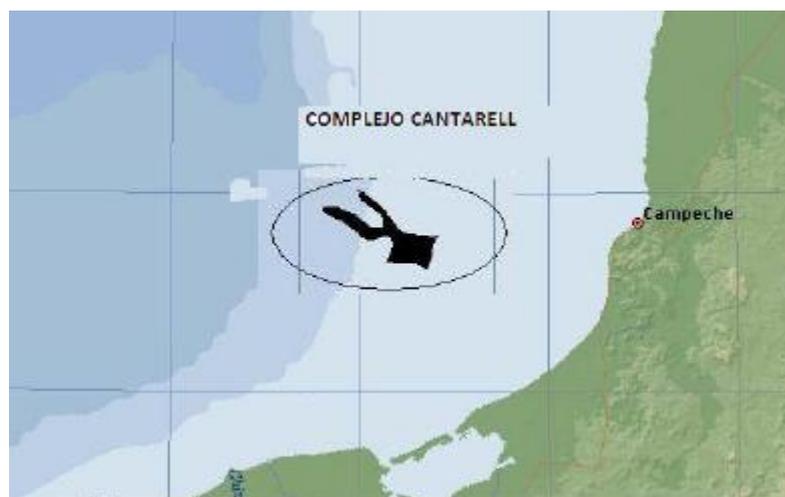


Figura 3. 20 Complejo Cantarell (Aparico Morales, 2010).

Las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano y los Cretácicos Inferior y Medio, son dolomías fracturadas y alteradas por procesos diagenéticos, con porosidades promedio entre

4 y 8 %, con permeabilidades de 800 mD para el Jurásico y de 2,000 para el Cretácico. La densidad del aceite en este complejo varía de 20 a 22 API.

Campos Ku-Maloob-Zaap.

El yacimiento es de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano y está constituido por dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento y los procesos diagenéticos. El espesor promedio del campo es de 100 m, con una porosidad principalmente del tipo intercrystalina y algunas fracturas, con rangos del 3 al 5 %. La saturación del agua promedio del campo es del 11 %, contando con el empuje de un acuífero activo (Figura 3. 21).



Figura 3. 21 Campos Ku-Maloob-Zaap (Aparico Morales, 2010).

La Brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior se compone, para los tres campos, de una brecha originalmente de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada en una dolomía, su espesor promedio es del orden de 300m. Con porosidad tanto primaria como secundaria, producto esta ultima de los procesos de disolución de los carbonatos, sus rangos de porosidad varían del 8 al 10 %. La saturación del agua promedio del campo es del 15 %. El Eoceno Medio está constituido por calcarenitas depositadas en un ambiente de plataforma somero, con porosidad primaria de 20 % y una saturación de agua de aproximadamente 20 %. El aceite producido en estos campos tiene una densidad que varía de 12 a 25°API.

3.5.2 Región Marina Suroeste.

Campos Abkatún-Pol-Chuc.

El yacimiento se encuentra alojado en una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Su constitución está dada por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. La brecha se formó como consecuencia de la erosión de la plataforma de Yucatán (Figura 3. 22).



Figura 3. 22 Campos Abkatún-Pol-Chuc (Aparico Morales, 2010).

La porosidad es principalmente inter cristalina, pero también se encuentra en fracturas y cavidades de disolución. Varía, en promedio de 6 a 14 %. La saturación de agua del complejo es de 12 a 25 %, su permeabilidad de 800 a 3,000 mD. La temperatura de los campos va de los 134 a los 140 °C. La salinidad del agua de la formación varía entre 70,000 y 90,000 ppm. Los campos se encuentran bajo un mecanismo de empuje hidráulico. El aceite producido en estos campos tiene una densidad de 28 a 32 °API.

Campo Caan.

El yacimiento es una brecha sedimentaria dolomitizada, cuya porosidad es intercrystalina, por fracturamiento y en cavidades por disolución de tipo vugular que varía entre 4 y 12 %, la permeabilidad promedio es de 1,500 mD. Espesor neto impregnado es de 143 m. con una saturación promedio de agua de 15 % con salinidad de 170,000 ppm. La temperatura del campo alcanza los 150°C, a las condiciones actuales cuenta con un casquete de gas. El aceite producido en este campo tiene una densidad de 30-36°API (Figura 3. 23).



Figura 3. 23 Campo Caan (Aparico Morales, 2010).

Campos Och- Uech- Kax.

El yacimiento del campo Och está constituido por rocas carbonatadas representadas por dolomías intercaladas con dolomías microcristalinas arcilloarenosas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. La porosidad promedio estimada es del 11 % y la saturación del agua es de 26

%. Su permeabilidad tiene un rango entre 30 y 200 mD. En el caso de Uech la porosidad promedio es de 5 a 8 % y la saturación del agua de 15 %. La permeabilidad se encuentra en los rangos de 500 a 1,500 mD.

Kax se compone de dolomías, con una porosidad promedio de 8 % y una saturación de agua de 13 % y su permeabilidad se encuentra entre 2.3 a 4 mD. La salinidad promedio de estos campos se encuentra entre 180,000 y 220,000 ppm, la temperatura entre 140 y 150 °C, la densidad del aceite producido va de 36 a 41 °API (Figura 3. 24).



Figura 3. 24 Campos Och-Uech-Kax (Aparico Morales, 2010).

Campo Sinan.

Este campo resultó ser productor en dos yacimientos. El más somero, Cretácico Medio, se constituye por carbonatos fracturados de mar abierto. Su porosidad promedio es del 5 % con una saturación de agua del 24 % y una salinidad de 70,000-90,000 ppm. La temperatura del campo es de 143 °C, densidad del aceite de 28°API (Figura 3. 25).



Figura 3. 25 Campo Sinan (Aparico Morales, 2010).

El yacimiento más profundo, del Jurásico Superior Kimmeridgiano, se compone de carbonatos de tipo calcarenítico de ambiente de plataforma somera. La porosidad promedio de este campo es del 15 %, con una saturación de agua de 23 % y salinidad de 170,000 ppm. La densidad del aceite producido en este yacimiento es de 41 °API.

3.5.3 Región Norte.

Campo Arenque.

El yacimiento con mayor producción es del Jurásico San Andrés. La facie de grainstone oolítico representa el desarrollo de los bancos calcáreos, y es la principal facie productora. La porosidad promedio estimada a través de registros Geofísicos y núcleos es de 18 % y la permeabilidad varía de 8 a 10 mD. La saturación del agua de formación es de 30 % con una salinidad de 60,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C y el aceite que se produce tiene una densidad de 34 °API (Figura 3. 26).



Figura 3. 26 Campo Arenque (Aparico Morales, 2010).

El yacimiento del Cretácico Inferior está dividido en dos cuerpos, el A y el B. Litológicamente se encuentra constituido hacia la base por un mudstone que varía a wackestone y packestone, frecuentemente se encuentra dolomitizado y presenta porosidad secundaria intercrystalina y fracturas. Hacia la cima está representado por crestas con micro porosidad primaria y fracturamiento. La porosidad promedio varía de 11 a 12 % y la permeabilidad se encuentra entre 0.1 a 10 mD. La saturación del agua de formación es del 26 % con una salinidad de 55,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C. La densidad del aceite que se produce en este campo es de 34 °API en el Jurásico, y de 22 °API en el Cretácico Inferior.

Campo Mata Pionche.

El yacimiento principal es del Cretácico Medio. La porosidad varía del 5 al 11 % con una permeabilidad promedio de 0.3 mD. La saturación del agua de formación es de 46 % con una salinidad que va de 12,000 a 35,000 ppm. Este yacimiento produce aceite negro y gas asociado con una densidad de líquidos de 32 °API. Además de gas no asociado y condensados con densidades de hasta 42 °API. La temperatura del campo es de 91 °C (Figura 3. 27).



Figura 3. 27 Campo Mata Pionche (Aparico Morales, 2010)

Campo Mecayucan.

El yacimiento principal es la formación Orizaba del Cretácico Medio. La porosidad promedio es de 6 % con permeabilidad promedio de 0.04 mD, saturación de agua de formación de 35 % con salinidad de 35,000 ppm. A este nivel el campo produce aceite negro con densidad de 32 °API. La temperatura del campo es de 96 °C.

En el yacimiento del Cretácico Superior la porosidad promedio es de 10 % con permeabilidad promedio de 5 mD. La densidad de los hidrocarburos es de 48 °API. Con temperatura del campo de 86 °C (Figura 3. 28).

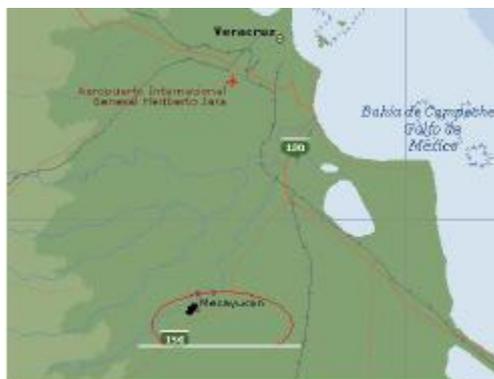


Figura 3. 28 Campo Mecayucan (Aparico Morales, 2010).

Campo Poza Rica.

La formación Tamabra consiste principalmente de una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona postarrecifal de la plataforma de Tuxpan. La porosidad es de 14 % y se deriva de procesos diagenéticos, habiéndose identificado por lo menos 4 diferentes etapas, además de estar naturalmente fracturado. La permeabilidad alcanza, en promedio, 6.5 mD y la saturación de agua de la formación, del 21% y salinidad de 60,000 ppm. El campo es de aceite negro, saturado, con casquete inicial de gas y entrada parcial de agua. La densidad del aceite varía entre 30 y 32 °API. Con temperatura de campo de 90 °C (Figura 3. 29).



Figura 3. 29 Campo Poza Rica (Aparico Morales, 2010).

Campo San Andrés.

Los campos de San Andrés Superior e Inferior son bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos. La porosidad promedio es del 15 % con permeabilidad de 5 mD. Y saturación de agua de la formación de 35 % cuya salinidad es de 100,000 ppm. Los hidrocarburos producidos tienen densidad de 32 °API con temperatura de campo de 119 °C (Figura 3. 30).



Figura 3. 30 Campo San Andrés (Aparico Morales, 2010).

Para el yacimiento del Cretácico Inferior Tamaulipas Inferior, los carbonatos son densos, medianamente limpios y fracturados. El campo tiene temperatura de 118 °C y produce aceite de 29 °API.

En el yacimiento del Cretácico Medio Tamabra, la litología se compone de wackestone, packestone y grainstone café oscuro de bioclastos, cavernoso, de aspecto cretoso y brechas de talud, presentándose ligeramente fracturado en todos los casos. La saturación de agua de la formación es de 25 % con salinidad de 45,000 ppm. Este campo tiene hidrocarburos de 27 °API. Y la temperatura del campo es de 116 °C.

3.5.4 Región Sur.

Campo Agave.

El yacimiento presenta varios bloques, la porosidad es principalmente de tipo intercristalina con algunas fracturas, con un rango de variación del 3 al 5 %. El promedio de saturación de agua inicial es de 13 % con una salinidad de 170,000 ppm, su permeabilidad promedio es de 20.6 mD. La temperatura del campo es de 132°C, y la densidad del aceite que produce este campo es de 50 °API (Figura 3. 31).



Figura 3. 31 Campo Agave (Aparico Morales, 2010).

Campo Antonio J. Bermúdez.

El yacimiento se encuentra en una serie de bloques que en su mayoría están conectados hidráulicamente. la edad de la roca generadora es Jurásico Superior Oxfordiano, Cretácico Superior, Medio e Inferior, y Paleoceno Inferior (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).



Figura 3. 32 Campo Antonio J. Bermúdez (Aparico Morales, 2010).

La porosidad es principalmente intercristalina y por fracturamiento, en un promedio que oscila entre 6 y 7 %, la saturación de agua varía entre 18 y 22 % y la permeabilidad entre 95 y 175 mD. La temperatura del campo es de aproximadamente 130 °C y la salinidad del agua de

formación es de 270,000 ppm. La densidad del aceite que se obtiene en este campo varía entre 29 a 30 °API.

Campo Bellota.

En el yacimiento se tienen definidos 3 bloques principales con producción de aceite volátil. El primero al Norte produce en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio, mientras que los otros dos bloques, al sur y sureste, producen en Cretácico Medio y Superior.

El campo del Jurásico Superior Kimmeridgiano se caracteriza por estar constituida por dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento y los procesos diagenéticos a los que han estado sujetas. Posee una porosidad principalmente de tipo ínter cristalina y en fracturas, con rangos que van del 2 al 3.3%. La saturación promedio de agua del campo es del 10 %, la permeabilidad promedio es de 53 mD. La temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API (Figura 3. 33).



Figura 3. 33 Campo Bellota (Aparico Morales, 2010).

Para el Cretácico Medio, las rocas del campo son dolomías que han mejorado su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento. La porosidad es principalmente de tipo intercrystalina y en menor grado por fracturas con rangos que van del 3 al 3.5 %. La saturación promedio del agua de formación está entre el 11 y 12 % y su permeabilidad promedio es de 10 mD. La temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API.

Para el Cretácico Superior, los sedimentos son brechas de dolomías que cambian de facies a calizas dolomitizadas, aumentando su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento. Con una porosidad primaria y de fracturas, con rangos que van del 3 al 4 % y una permeabilidad que va de 20 a 60 mD. La saturación del agua de formación es de 11 %, la temperatura del campo es de 149 °C y la densidad de su aceite es de 42 °API.

3.6 Descubrimientos.

Durante 2011, la exploración reflejó resultados tangibles para Petróleos Mexicanos logrando la incorporación de reservas totales o 3P de 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo

equivalente, lo que significó alcanzar nuevamente una tasa de restitución 3P mayor al 100 por ciento.

La incorporación de reservas 3P durante 2011, por 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se concentró principalmente en la Región Marina Suroeste con 44.5 por ciento y la Región Marina Noreste con 42.3 por ciento. Las regiones Norte y Sur representan 4.7 y 8.5 por ciento, respectivamente.

Los descubrimientos de yacimientos de aceite aportaron 1,011.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, incrementando su contribución de 61.0 a 69.2 por ciento con respecto al año anterior.

A la fecha, de los pozos que han sido perforados en aguas profundas del Golfo de México, Nab-1, Lakach-1, Noxal-1, Lalail-1, Leek-1, Nen-1 y Piklis-1 han incorporado 736.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que corrobora el alto potencial petrolero del área.

La producción en 2011 alcanzó 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por lo que la tasa de restitución 3P por actividad exploratoria alcanzó 107.6 por ciento.

En la Tabla 3. 7 se resumen a nivel de pozo exploratorio, las reservas de aceite y gas natural incorporadas en las categorías probada (1P), probada más probable (2P) y probada más probable más posible (3P), esta última también se indica en términos de petróleo crudo equivalente.

Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		PCE mmb
		Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	
Total		116.3	165.4	301.5	443.6	1,011.0	2,134.2	1,461.1
Burgos		0.0	18.9	0.0	31.3	0.0	47.7	10.1
Bocaxa	Bocaxa-1	0.0	8.6	0.0	14.5	0.0	21.4	4.6
Bragado	Bragado-1	0.0	2.3	0.0	4.8	0.0	10.2	2.5
Nejo	Lindero-1	0.0	7.9	0.0	12.0	0.0	16.1	3.1
Sabinas		0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Emergente	Emergente-1	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Sureste		113.0	88.4	295.2	260.0	1,002.0	1,834.7	1,393.6
Hokchi	Hokchi-101	19.5	9.2	61.0	28.8	84.9	40.0	93.2
Kab	Kinbe-1	13.0	19.2	60.1	88.4	178.6	262.8	233.6
Kayab	Kayab-1	0.0	0.0	0.0	0.0	490.5	40.7	490.5
Nen	Nen-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	433.8	81.5
Pareto	Pareto-1	17.8	45.9	43.7	110.2	69.2	168.7	111.7
Piklis	Piklis-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	790.7	180.9
Sihil	Sihil-8	57.1	10.6	111.0	20.0	121.0	21.7	128.1
Tokal	Tokal-1	0.8	0.2	5.7	3.7	10.8	7.2	12.5
Tsimin	Tsimin-1DL	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	46.2	27.1
Xanab	Xanab-101	4.7	3.4	13.6	9.0	29.7	23.0	34.5
Veracruz		3.4	52.8	6.3	121.8	9.0	139.9	35.9
Chancarro	Chancarro-1	0.0	26.1	0.0	26.1	0.0	26.1	5.0
Gasifero	Gasifero-1	3.4	26.7	6.3	95.7	9.0	113.8	30.8

Tabla 3. 7 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011 (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Los descubrimientos de crudo contribuyeron con el 78.1 por ciento del total de reservas 3P incorporadas. Estas reservas se concentran principalmente en las Cuencas del Sureste, de las cuales 1,011.0 millones de barriles corresponden al aceite y 614.7 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado. Las incorporaciones se distribuyeron principalmente en las Cuencas del Sureste; la Región Marina Noreste incorporó 611.5 millones de barriles de aceite pesado y 62.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan 618.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P. En la Región Marina Suroeste, en el Activo Litoral de Tabasco, se descubrieron yacimientos de aceite ligero, superligero, pesado y gas no asociado, que suman una reserva 3P de 310.5 millones de barriles de aceite y 1,596.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalente a 650.9 millones de barriles de petróleo crudo. En la Región Sur, el Activo Bellota-Jujo, incorporó reservas de aceite ligero y superligero por 80.0 millones de barriles de aceite y 175.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, es decir, 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las reservas de gas no asociado incorporadas ascienden a 1,519.5 miles de millones de pies cúbicos, las cuales se concentraron principalmente en la Región Norte y las Cuencas del Sureste. La Región Norte incorporó reservas 3P por 67.5 millones de barriles de crudo equivalente, constituido por 299.4 miles de millones de pies cúbicos, en donde 53.2 por ciento se concentró en el Activo Burgos y el restante 46.8 por ciento en el Activo Veracruz. En las Cuencas del Sureste, el esfuerzo exploratorio en aguas profundas resultó exitoso al descubrirse los campos Nen y Piklis con una reserva de 433.8 y 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, que corresponden a 81.5 y 180.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

En cuanto al gas natural asociado, se descubrieron 614.7 miles de millones de pies cúbicos, donde 35.0 por ciento corresponde al gas asociado de los yacimientos de aceite superligero, 48.4 por ciento a los yacimientos de aceite ligero y el restante 16.7 por ciento a los de aceite pesado. Tabla 3. 8 describe la composición de las reservas incorporadas 1P, 2P y 3P, agrupándolas a nivel de cuenca; en tanto, en la Tabla 3. 9 se presenta el resumen de las reservas descubiertas en las categorías 1P, 2P y 3P, señalando el tipo de hidrocarburo asociado a nivel de región.

Cuenca Región	1P		2P		3P		PCE mmb
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	
Total	116.3	165.4	301.5	443.6	1,011.0	2,134.2	1,461.1
Burgos	0.0	18.9	0.0	31.3	0.0	47.7	10.1
Región Norte	0.0	18.9	0.0	31.3	0.0	47.7	10.1
Sabinas	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Región Norte	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Sureste	113.0	88.4	295.2	260.0	1,002.0	1,834.7	1,393.6
Región Marina Noreste	57.1	10.6	111.0	20.0	611.5	62.5	618.6
Región Marina Suroeste	37.3	31.8	134.7	126.2	310.5	1,596.4	650.9
Región Sur	18.6	46.1	49.4	113.9	80.0	175.8	124.1
Veracruz	3.4	52.8	6.3	121.8	9.0	139.9	35.9
Región Norte	3.4	52.8	6.3	121.8	9.0	139.9	35.9

Tabla 3. 8 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011 por cuenca y región. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Reserva	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
1P	Total	76.6	21.9	17.8	90.1	0.0	18.9	56.4	75.3
	Marina Noreste	57.1	0.0	0.0	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	19.5	17.8	0.0	31.8	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	3.4	0.0	1.7	0.0	18.9	56.4	75.3
	Sur	0.0	0.8	17.8	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0
2P	Total	172.1	85.7	43.7	263.1	0.0	31.3	149.2	180.4
	Marina Noreste	111.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	61.0	73.7	0.0	126.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	6.3	0.0	3.1	0.0	31.3	149.2	180.4
	Sur	0.0	5.7	43.7	113.9	0.0	0.0	0.0	0.0
3P	Total	696.4	228.0	86.6	614.7	0.0	838.4	681.0	1,519.5
	Marina Noreste	611.5	0.0	0.0	62.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	84.9	208.3	17.4	372.0	0.0	790.7	433.8	1,224.5
	Norte	0.0	9.0	0.0	4.4	0.0	47.7	247.3	295.0
	Sur	0.0	10.8	69.2	175.8	0.0	0.0	0.0	0.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Tabla 3. 9 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011 por tipo de hidrocarburo. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012)

Descubrimientos marinos.

La perforación exploratoria se intensificó principalmente en la regiones marinas, donde se descubrieron 922.1 millones de barriles de petróleo crudo y 1,658.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, o en términos de petróleo crudo equivalente 1,269.4 millones de barriles de reservas 3P.

En la Sonda de Campeche, con la perforación y terminación de pozos en los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, se incorporaron en conjunto 618.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Asimismo, en el Activo Litoral de Tabasco se incorporaron volúmenes de aceite y gas descubiertos durante 2011 por 650.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En las Cuencas del Sureste destaca el éxito del pozo exploratorio Piklis-1, ubicado en la porción Sur de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, en un tirante de agua de 1,945 metros. La perforación de este pozo incorporó una reserva 3P de 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, que equivalen a 180.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

A continuación se detallan los descubrimientos principales realizados durante 2011.

Cuencas del Sureste.

Kinbe-1.

Se localiza a 29 kilómetros al Noroeste de Frontera, Tabasco, y a 6.5 kilómetros al Suroeste del pozo Tsimin-1DL, geológicamente se ubica en la porción Suroeste del Pilar de Akal. El bloque Kinbe-Jurásico forma parte del campo Kab. Alcanzó una profundidad de 6,230 metros, resultando productor de aceite de 37 grados API y gas, en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con un gasto de aceite de 5,679.0 barriles por día y 9.1 millones de pies cúbicos diarios de gas (Figura 3. 34).

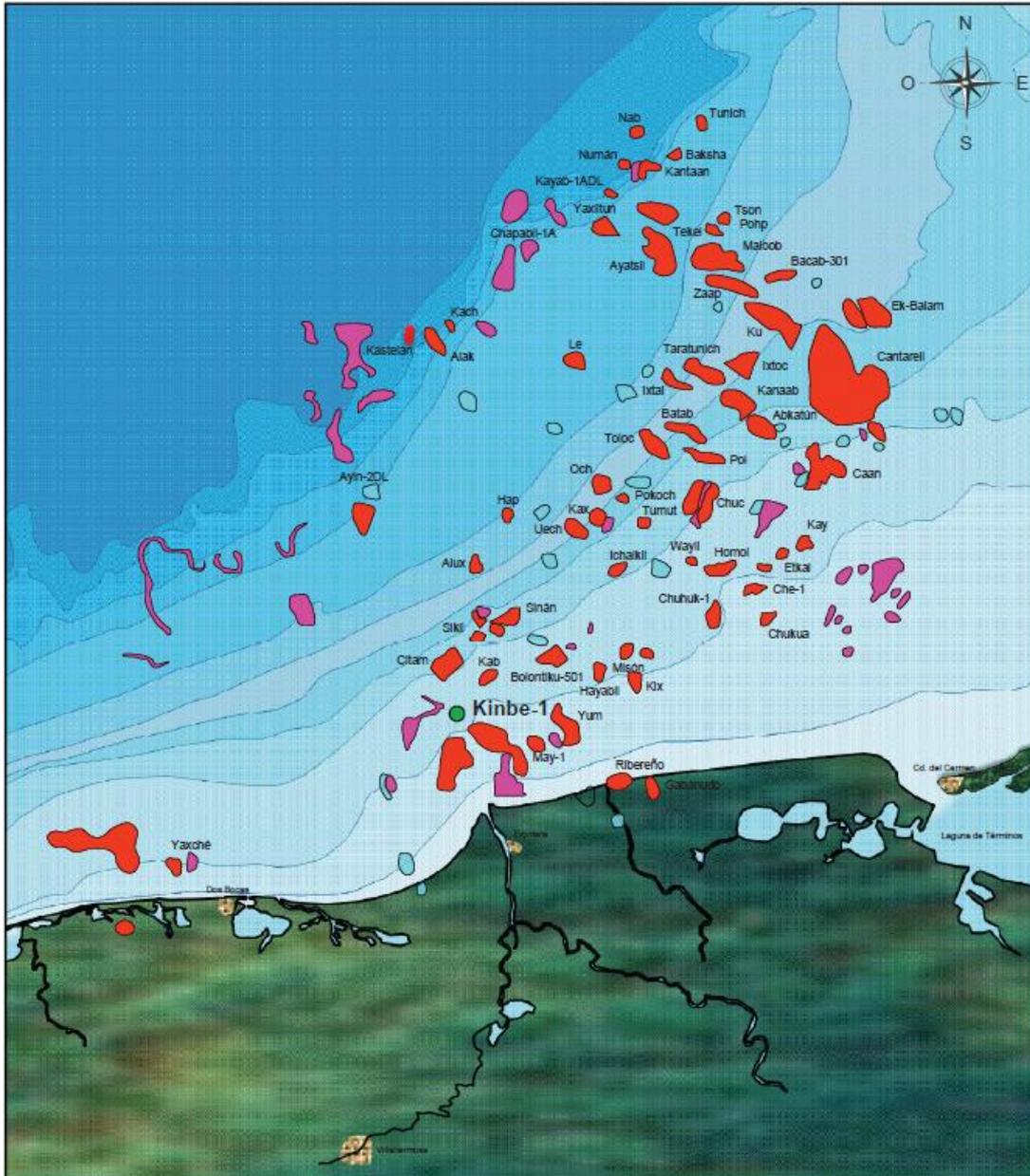


Figura 3. 34 Mapa de localización del pozo Kinbe-1, ubicado a 29 kilómetros al Noroeste de Frontera, Tabasco. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Geología estructural.

La estructura donde se ubica el pozo Kinbe-1 se define como un anticlinal alargado, su eje principal está orientado en dirección Oeste-Este, tiene cierre propio en tres direcciones y hacia el flanco Oeste limita con un cuerpo salino intrusivo. Este pozo fue perforado en un flanco de la estructura y encontró el contacto agua-aceite a la profundidad de 5,803 metros, se consideró este límite hasta la culminación de la estructura para la evaluación de sus reservas y la dimensión de la trampa es de 26.7 kilómetros cuadrados (Figura 3. 35).

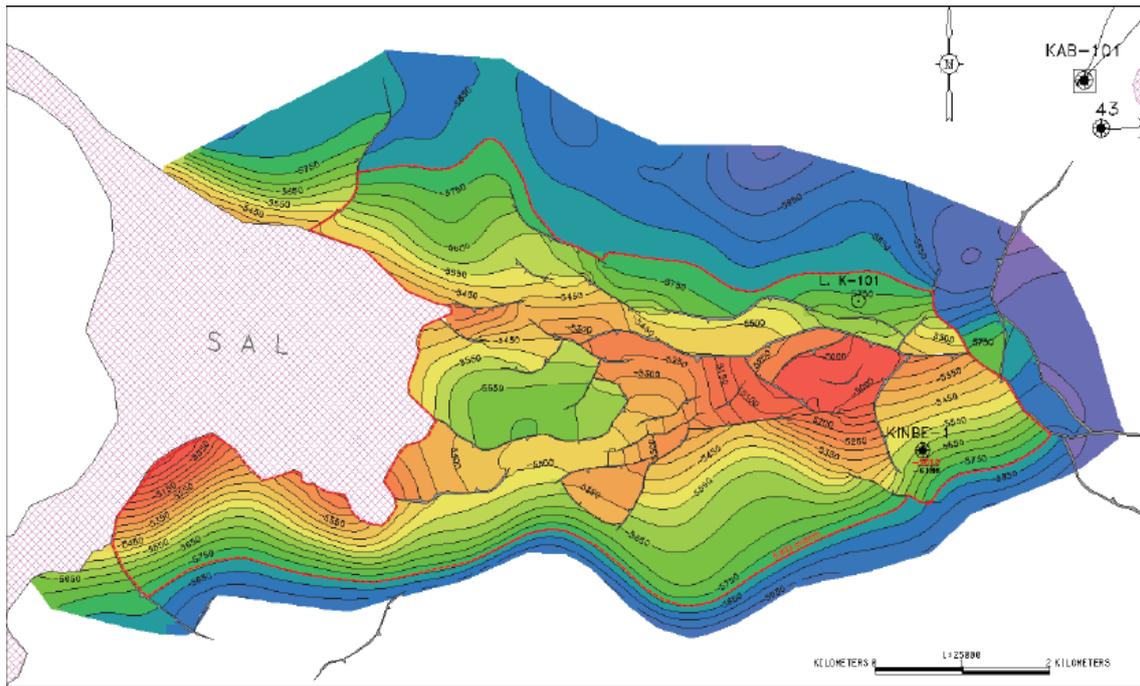


Figura 3. 35 Configuración estructural de la cima del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano y ubicación del contacto agua-aceite a 5,803 metros. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Estratigrafía.

La columna geológica del campo, comprende rocas sedimentarias que se clasifican en edad, desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de índices foraminíferos planctónicos en las muestras de canal y núcleos, así como por marcas eléctricas. El pozo Kinbe-1 se terminó a la profundidad total de 6,230 metros (Figura 3. 36).

Trampa.

La estructura donde se ubica el pozo Kinbe-1 se define como un anticlinal alargado, con alto grado de fracturamiento, su eje principal está orientado Oeste-Este, tiene cierre propio en tres direcciones y hacia el flanco Occidental limita con un cuerpo salino intrusivo, la trampa es de tipo estructural.

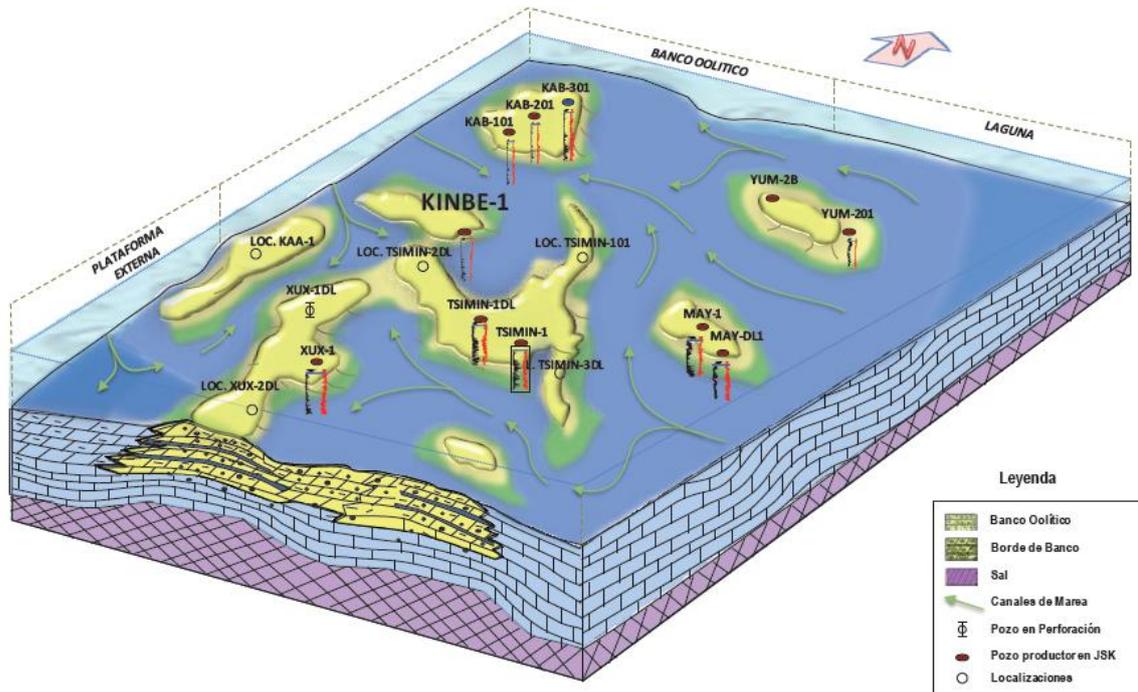


Figura 3. 36 Modelo sedimentario establecido para el área del campo. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Roca almacén.

El yacimiento del campo de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, está constituido por carbonatos con diferentes grados de dolomitización, hacia la cima de la roca almacén está formada por dolomía mesocristalina con buena porosidad intercristalina, cavidades de disolución y fracturamiento, la zona media por un mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado y fracturado y hacia la base del pozo por mudstone arcillo-limoso con escaso fracturamiento y baja porosidad, en la Figura 3. 37 se muestra la calidad de la roca almacén.

Roca generadora.

De acuerdo con los estudios geoquímicos realizados en muestras de aceite y núcleos, se determinó que la principal roca generadora de hidrocarburos en la Sonda de Campeche data del Jurásico Superior Tithoniano, y está constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica.

Sello.

Las rocas que actúan como sello del yacimiento del pozo Kinbe-1 corresponden a calizas arcillosas, con abundante materia orgánica de edad Jurásico Superior Tithoniano.

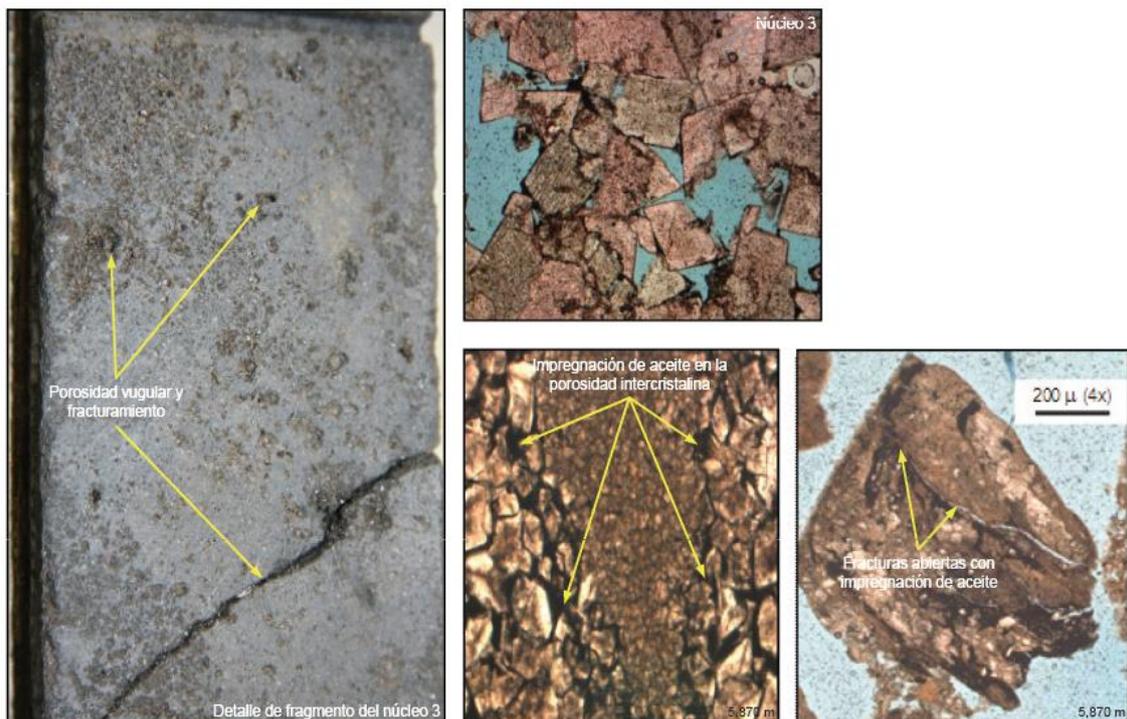


Figura 3. 37 Núcleos y muestras de canal cortados en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano durante la perforación del pozo Kinbe-1, se aprecia impregnación de hidrocarburos en el sistema poroso y en las fracturas del núcleo. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Yacimiento.

Del análisis de la prueba de presión-producción en el intervalo III (5,683-5,730 metros), a la profundidad de 5,707 metros, se registró una presión estática de yacimiento 11,845.3 libras por pulgada cuadrada, con una temperatura de 159 grados centígrados, el fluido recuperado es aceite ligero de 37 grados API, con un gasto de 5,679.0 barriles de aceite y 9.1 millones de pies cúbicos de gas por día.

Reservas.

El bloque Kinbe-Jurásico perteneciente al campo Kab, descubierto por el pozo Kinbe-1, incorpora un volumen original 3P de aceite de 712.2 millones de barriles de aceite y 1,047.9 miles de millones de pies cúbicos de gas. La reservas originales totales 3P son 233.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas probadas y 2P estimadas ascienden a 17.0 y 78.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Piklis-1.

Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México aproximadamente a 102.5 kilómetros al Este del Puerto de Veracruz, a 142 kilómetros al Noroeste de Coatzacoalcos, Figura 3. 37. Con respecto a los campos vecinos, se encuentra a 24 kilómetros al Noreste de Lakach y 15 kilómetros al Este de Labay-1. El pozo Piklis-1, descubrió cinco yacimientos de gas húmedo en areniscas, dos en Mioceno Superior y tres en Mioceno Inferior.



Figura 3. 38 El pozo Piklis-1 se localiza en las Cuencas del Sureste, en un tirante de agua de 1,945 metros, y a 142 kilómetros al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Geología estructural.

El campo se ubica en la porción Sur de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, muy cerca del área donde converge con la provincia Cinturón Plegado de Catemaco, es una estructura anticlinal con flancos simétricos, es decir, no existe una vergencia preferencial de los esfuerzos y se interpreta como la última y más grande estructura del límite Sur en las Cordilleras Mexicanas, como consecuencia de esta condición, se presenta como una estructura sepultada y con mayor desarrollo de espesores en las unidades del Mioceno Medio, Superior y Plioceno Inferior, las cuales se adelgazan y acúan contra los flancos, Figura 3. 38. Los yacimientos del Mioceno Inferior son correlacionables estratigráficamente con los del campo Lakach que presenta mayor grado de deformación y más prolongada que Piklis.

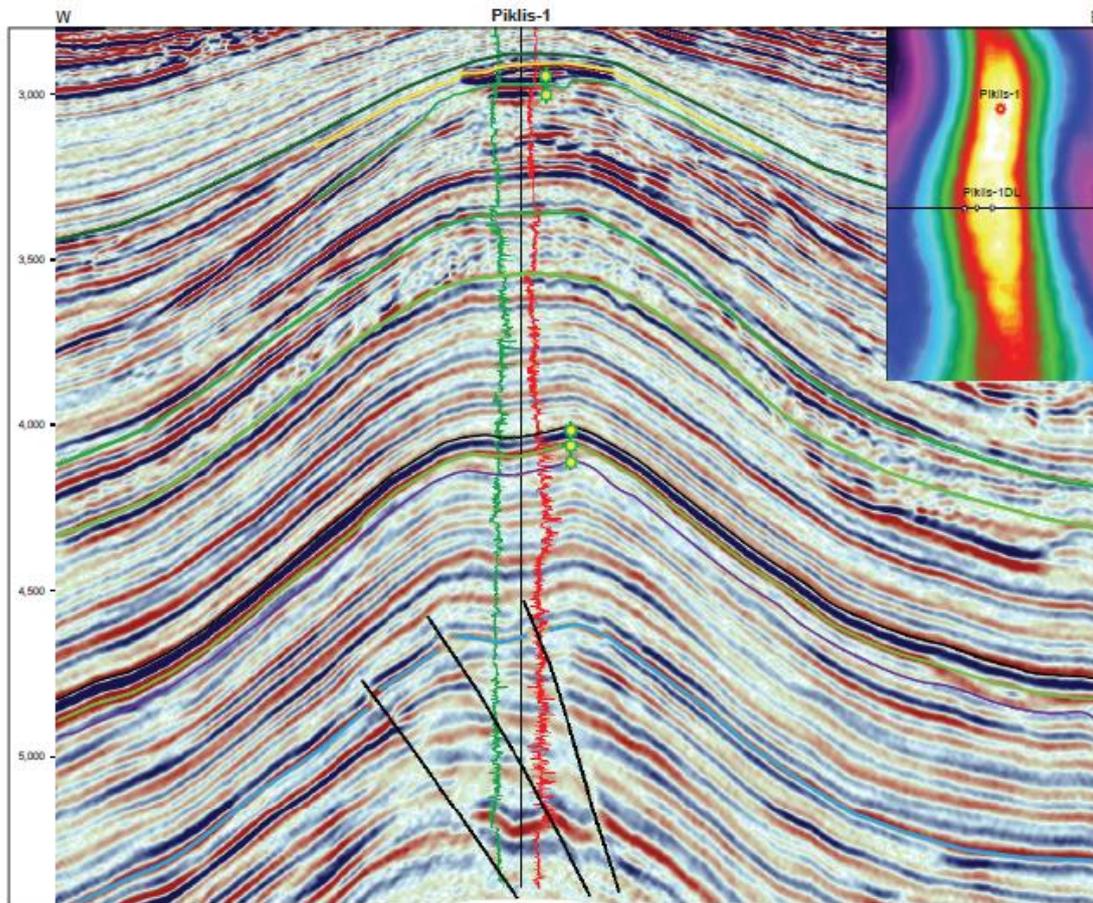


Figura 3. 39 Sección sísmica que pasa por el pozo Piklis-1, mostrando las cimas de los yacimientos. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Estratigrafía.

La columna estratigráfica del pozo Piklis-1 está constituida por rocas siliclásticas que van desde el Oligoceno Medio hasta el Reciente, depositadas por sistemas turbidíticos en ambientes de cuenca y base de talud.

El Oligoceno Medio está compuesto de lutitas bentoníticas con escasas intercalaciones de areniscas compactas de cuarzo y líticas. El Oligoceno Superior por una alternancia de areniscas compactas de cuarzo, feldspatos y líticos de grano fino a grueso de regular a bien clasificadas, con intercalaciones de lutitas gris claro, y hacia la base, el intervalo está principalmente compuesto por areniscas compactas.

El Mioceno Inferior está integrado por tres paquetes principales. El primero de ellos está formado por lutitas gris verdoso a claro, ligeramente calcáreo en partes arenosa y bentoníticas, con delgadas intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, feldspatos y líticos. El segundo paquete corresponde a la parte media y en él se ubican los tres principales yacimientos del campo. Está constituido principalmente por areniscas de cuarzo, feldspatos y líticos, de grano fino a medio a nivel de yacimiento, las facies de la roca almacén se interpretaron como de canal y desborde distal. El tercer paquete corresponde a la parte superior y se constituye de intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, de grano fino,

moderadamente clasificada, no consolidada, arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10-15 por ciento y cementante calcáreo.

El Mioceno Medio está formado principalmente por lutitas de color gris claro y verdoso, bentoníticas, parcialmente arenosas y calcáreas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio, moderadamente clasificado, no consolidadas, ligeramente arcillosas.

El Mioceno Superior, donde se ubican los dos yacimientos someros del campo, está constituido de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosas y limolíticas, con arenisca de cuarzo, micas y líticos, gris claro, de grano medio a fino.

En el Plioceno-Reciente, en el intervalo 1,959-2,820 metros, se cortaron 861 metros de sedimentos principalmente arcillosos.

Sello.

La roca que funciona como sello en los yacimientos del Mioceno Superior, corresponde a lutitas calcáreas, en partes ligeramente limo-arenosa que alterna con los paquetes de areniscas que constituyen la roca almacén. El sistema de fallas de tipo normal que se presenta en la cresta del yacimiento no afecta la efectividad del sello debido a que son de poca longitud y mínimo desplazamiento, por lo que no dividen al campo en bloques.

Trampa.

El campo Piklis se ubica dentro de una estructura anticlinal simétrica que se formó como pliegue por despegue con núcleo de arcilla, con 12 kilómetros de largo por 2.8 kilómetros de ancho. A nivel de yacimiento, la estructura tiene cierre en todas direcciones y no presenta fallas. La complejidad en la distribución de la roca almacén y la variación lateral de propiedades petrofísicas asociadas a los sistemas canalizados de aguas profundas hacen que la trampa de los yacimientos del Mioceno Inferior y Superior sea clasificada como combinada, como se observa en la Figura 3. 39.

Roca almacén.

Para los yacimientos del Mioceno Inferior las facies de la roca almacén se interpretaron como de canal y desborde distal y están constituidos principalmente por areniscas de cuarzo, feldspatos y líticos, de grano fino a medio, pobre clasificación, moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10 a 20 por ciento, con intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso.

Para los yacimientos del Mioceno Superior, donde se ubican los dos yacimientos someros del campo están formados de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica, con areniscas de cuarzo, micas y líticos gris claro de grano medio a fino, moderadamente clasificadas, no consolidadas, ligeramente arcillosas, porosidad visual intergranular 10 a 15 por ciento.

Roca generadora.

La presencia y madurez de la Roca Generadora se ha determinado a partir de los hidrocarburos recuperados en los pozos productores del área cuyos valores isotópicos indican afinidad principalmente con el Jurásico Superior Tithoniano y algún aporte biogénico.

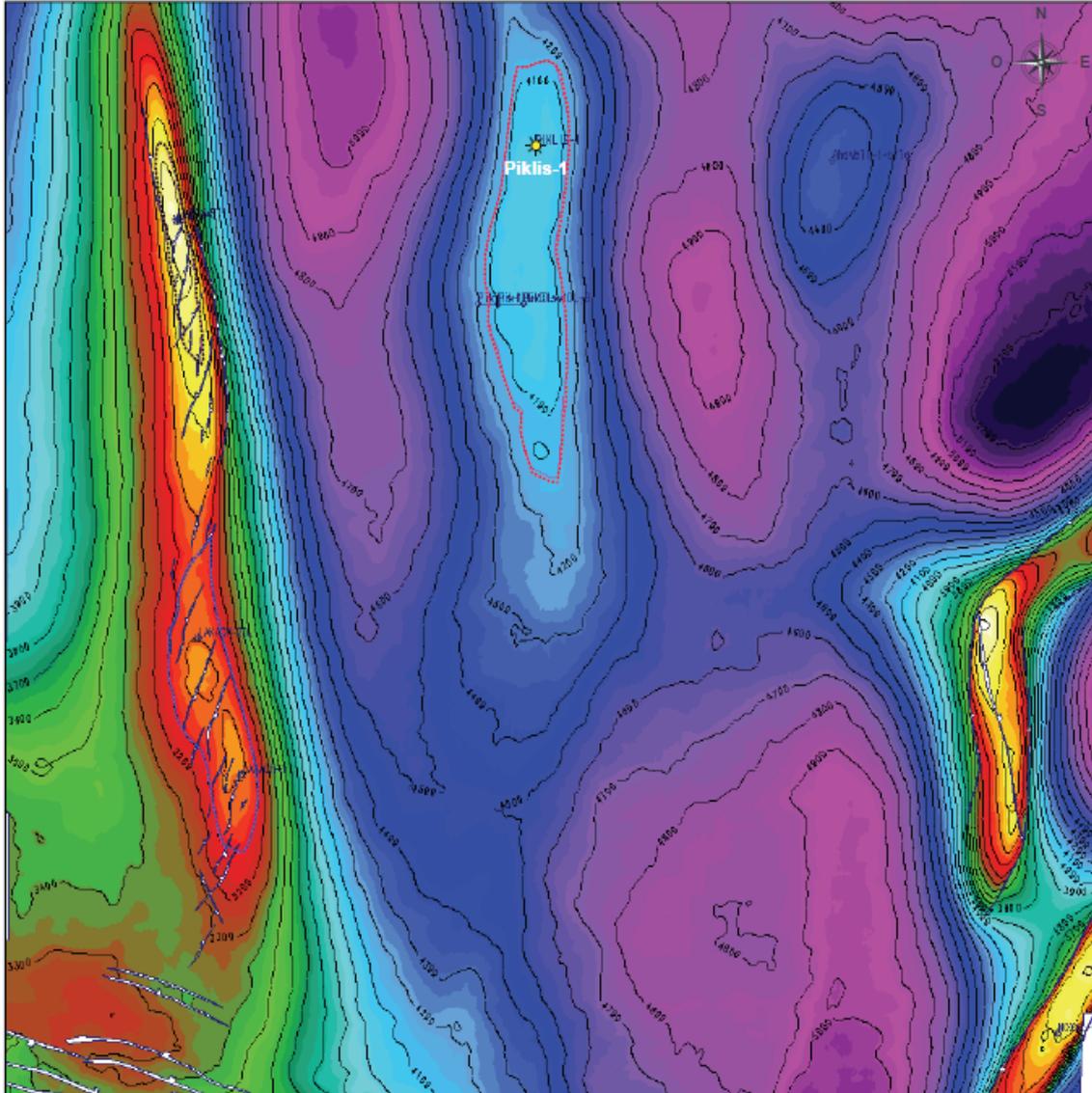


Figura 3. 40 Mapa de configuración estructural a la cima de los yacimientos en el Mioceno Inferior. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Yacimiento.

El campo cuenta con tres yacimientos de gas húmedo en arenas de edad Mioceno Inferior que en el pozo Piklis-1 fueron cortados en los intervalos 4,186-4,218 metros (MI-1), 4,122-4,184 metros (MI-2) y 4,067- 4,101 metros (MI-3); estos fueron evaluados durante la perforación del pozo a partir de la información obtenida con probadores dinámicos de formación (presión de formación y gradientes, identificación y muestras de fluidos, pruebas Mini DST), registros geofísicos especiales, estudios especiales a núcleos convencionales y de pared, con los que se

caracterizó el sistema poroso, el contenido de fluidos y se estimó el potencial productivo de la formación.

Adicionalmente, se realizó una prueba de presión-producción en los yacimientos MI-2 y MI-3 para determinar el potencial productivo de la formación y calibrar el método de evaluación con probadores dinámicos. La prueba fue selectiva en tres intervalos simultáneos: 4,075-4,101, 4,123-4,136 y 4,154-4,163 metros, que produjeron un gasto de 18.2 millones de pies cúbicos por día de gas y 90 barriles por día de aceite, por un estrangulador de ½ pulgada. La temperatura en los yacimientos varía de 64 a 67 grados centígrados. En la Figura 3. 41 muestra los yacimientos anteriormente descritos con sus diferentes límites físicos.

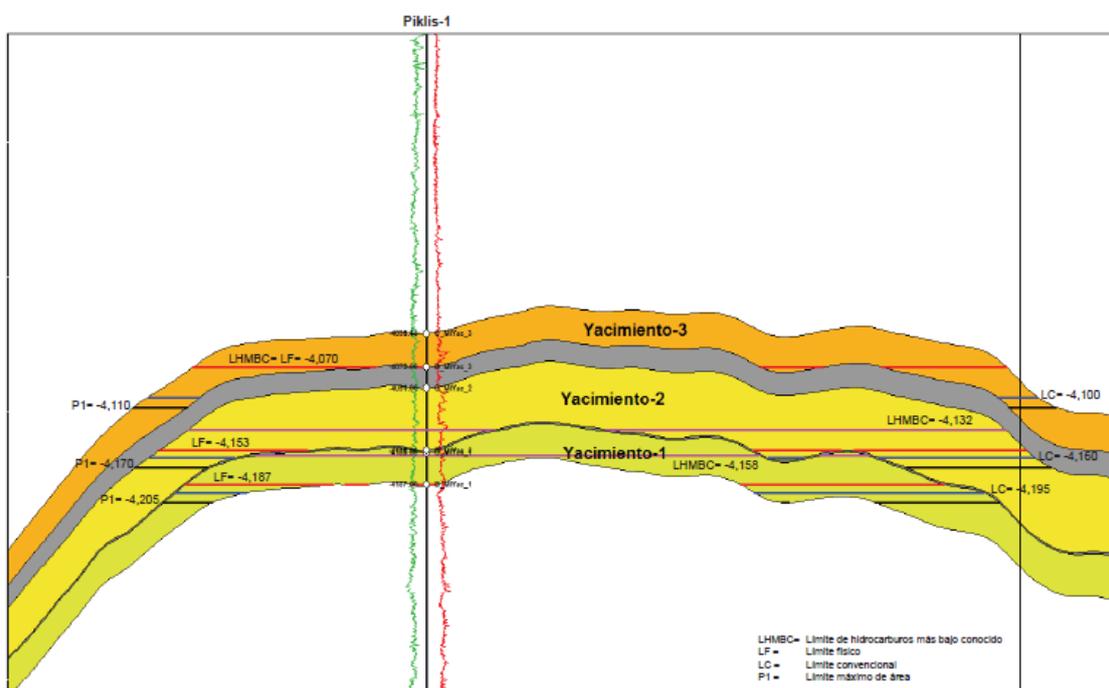


Figura 3. 41 Sección estructural y evaluación petrofísica mostrando las propiedades y límites de los yacimientos. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

3.7 Distribución de las reservas de hidrocarburos.

Región Marina Noreste.

A la fecha de evaluación, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 13 los que mostraron producción a lo largo del año 2011, de ellos 9 en el Activo Cantarell y 4 del Activo Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2011 fue de 490.1 millones de barriles de aceite y 513.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos significan el 52.7 y 21.3 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2012 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Lum, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2011, fue de 1,342.7 miles de barriles de aceite y 1,405.6 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Ku del complejo Ku-Maloob-Zaap, el que se ubicó como el más importante del país, al aportar 310.7 mil barriles de aceite diarios y 171.5 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, lo anterior se logró por las acciones emprendidas para mantener su factor de recuperación.

Las variaciones en volúmenes originales de aceite crudo y gas natural en los últimos tres años, para la Región Marina Noreste, en sus diferentes categorías, se muestran en la Tabla 3. 10.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	69,808.2	26,713.9
	Probado	58,496.2	24,488.2
	Probable	5,580.0	1,027.1
	Posible	5,732.0	1,198.6
2011	Total	73,483.2	27,462.5
	Probado	60,014.7	24,847.9
	Probable	5,556.2	1,036.2
	Posible	7,912.3	1,578.4
2012	Total	76,769.1	27,939.4
	Probado	62,203.2	25,603.5
	Probable	5,739.8	973.1
	Posible	8,826.2	1,362.8

Tabla 3. 10 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Región Marina Suroeste.

El volumen original probado de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2012, es 19,129.1 millones de barriles de aceite, y representa 12.1 por ciento del total probado nacional. Los volúmenes originales probable y posible son 3,595.9 y 5,994.3 millones de barriles de aceite, correspondiendo a 7.1 y 12.6 por ciento de los volúmenes probables y posibles del país, respectivamente. El Activo Abkatún-Pol-Chuc, contiene la mayor parte de este volumen original probado, con 76.1 por ciento del total regional. En cuanto al volumen original probable de aceite, el Activo Litoral de Tabasco concentra 64.2 por ciento del volumen original probable regional, mientras que para el posible, nuevamente dicho activo contiene 80.2 por ciento del total regional y Abkatún-Pol-Chuc, el restante 19.8 por ciento. El cuadro la Tabla 3. 11 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías reportadas al 1 de enero de 2010 a 2012.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	26,491.7	38,600.6
	Probado	17,683.9	22,168.6
	Probable	3,383.5	5,826.4
	Posible	5,424.3	10,605.6
2011	Total	27,189.2	41,200.1
	Probado	18,345.2	23,932.1
	Probable	3,385.8	6,399.0
	Posible	5,458.2	10,869.0
2012	Total	28,719.2	45,224.4
	Probado	19,129.1	26,222.0
	Probable	3,595.9	5,740.2
	Posible	5,994.3	13,262.2

Tabla 3. 11 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Región Norte.

La Tabla 3. 12 muestra la evolución de los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte durante los últimos tres años. El volumen original probado de aceite al 1 de enero de 2012, asciende a 41,187.3 millones de barriles de aceite, lo cual comprende 26.1 por ciento del total nacional. Además, el volumen original de gas natural probado es de 71,433.3 miles de millones de pies cúbicos, lo cual significa 37.2 por ciento a nivel nacional. Regionalmente, el porcentaje mayor de los volúmenes originales probados de aceite y gas natural pertenece al Activo Poza Rica-Altamira, con 27,549.3 millones de barriles y 41,007.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. Estas cifras a nivel regional significan 66.9 por ciento para el caso del aceite y 57.4 por ciento para el gas natural.

En cuanto al Activo Aceite Terciario del Golfo, sus volúmenes originales suman 12,485.2 millones de barriles de aceite y 5,705.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En lo que respecta a los activos Burgos y Veracruz, sus volúmenes originales de gas natural alcanzan 18,832.0 y 5,888.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

En cuanto a los volúmenes originales probables de aceite como de gas natural de la región, al 1 de enero del presente año, son 38,883.2 millones de barriles y 21,824.5 miles de millones de pies cúbicos, los cuales a nivel nacional representan el 76.3 y 67.9 por ciento, respectivamente. El Activo Aceite Terciario del Golfo acumula los mayores volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte, con valores porcentuales de 99.6 y 87.8 por ciento, respectivamente, es decir, 38,708.5 millones de barriles de aceite y 19,169.6 miles de millones de pies cúbicos.

Al 1 de enero de 2012, los volúmenes originales en la categoría posible ascienden a 31,098.7 millones de barriles de aceite y 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan 65.6 y 50.2 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. Al igual que en la categoría anterior, los mayores volúmenes se localizan en el Activo Aceite

Terciario del Golfo con 30,298.8 millones de barriles de aceite y 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	166,660.5	138,079.1
	Probado	49,717.5	73,743.0
	Probable	66,994.1	30,152.0
	Posible	49,948.9	34,184.1
2011	Total	166,663.0	146,030.6
	Probado	48,663.2	75,601.1
	Probable	66,549.6	36,131.6
	Posible	51,450.2	34,297.9
2012	Total	111,169.1	110,048.8
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0

Tabla 3. 12 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

Región Sur.

La Región Sur produjo en 2011, 193.7 millones de barriles de aceite y 617.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representó una producción diaria de 530.6 miles de barriles de aceite y 1,692.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significaron, a nivel nacional, 20.8 y 25.7 por ciento de las producciones de aceite y gas natural, respectivamente. Además, en lo que respecta a la producción de petróleo crudo equivalente en el contexto nacional del año anterior, la región se colocó nuevamente en la segunda posición al sumar 329.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 902.4 mil barriles por día de petróleo crudo equivalente, contribuyendo así con el 24.3 por ciento del total del país.

El volumen original probado de aceite de la región al 1 de enero de 2012 ha sido estimado en 35,039.0 millones de barriles, que representa 22.2 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un ligero incremento de 0.2 por ciento con respecto al año anterior, derivado de la revisión y desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,349.1 y 11,167.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.3 por ciento del total de la región y presentan un pequeño incremento de 0.4 por ciento con respecto al 1 de enero de 2011 por concepto de incorporación, revisiones y desarrollo. En lo que corresponde a los activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, estos registran 6,875.8 y 5,647.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan el restante 35.7 por ciento del volumen regional, mostrando un decremento de 0.1 por ciento con respecto al año anterior, fundamentalmente por revisión y desarrollo de campos.

La Tabla 3. 13 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2010, 2011 y 2012.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	41,497.6	77,294.7
	Probado	37,545.9	71,403.4
	Probable	2,519.2	4,143.6
	Posible	1,432.5	1,747.7
2011	Total	39,108.4	73,737.4
	Probado	34,962.3	68,031.6
	Probable	2,786.6	3,962.5
	Posible	1,359.5	1,743.2
2012	Total	39,255.7	74,271.0
	Probado	35,039.0	68,604.0
	Probable	2,740.1	3,616.4
	Posible	1,476.6	2,050.7

Tabla 3. 13 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur. (PEP Reservas de Hidrocarburos 2012).

CAPITULO IV: MÉTODOS DE ANÁLISIS Y ESTUDIO DE SECCIONES DE CARBONATOS

4.1 Concepto de Sistema Petrolero.

La definición utilizada para sistema petrolero, estará en términos crono-estratigráficos con el fin de agrupar las diferentes unidades litoestratigráficas presentes en las diferentes provincias de México y simplificar su descripción.

- **Sistema Petrolero**, incluye el área en la cual se encuentra una roca generadora activa, su red natural de distribución, y los descubrimientos de la ocurrencia de petróleo genéticamente relacionados.

- **Sistema Petrolero Conocido**, es aquel que presenta una correlación positiva aceite-roca generadora o gas-roca generadora.

- **Sistema Petrolero Hipotético**, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora y que solo está soportado por evidencias geoquímicas.

- **Sistema Petrolero Especulativo**, es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora, ni evidencias geoquímicas y sólo se postula por evidencias geológicas o geofísicas.

4.1.1 Distribución de los Sistemas Petroleros de México.

Se definen los siguientes sistemas petroleros (Figura 4. 1).

1. JurásicoInferior-Medio-JurásicoMedio(!)
2. Oxfordiano-Oxfordiano(!)
3. Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno(!)
4. Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico(·)

5. CretácicoInferior-CretácicoMedio-Superior(·)
6. CretácicoMedio-CretácicoMedio-Superior(!)
7. CretácicoInferior-CretácicoMedio-Superior(?)
8. Turoniano-Turoniano(!)
9. Turoniano-Turoniano(·)
10. Aptiano-Albiano(·)
11. CretácicoSuperior-CretácicoSuperior(·)
12. Aptiano-Aptiano(·)
13. Paleógeno-Paleógeno(!)
14. Miocenoinferior-Miocenomedio-superior-Plioceno(!)
15. Mioceno-Miocenomedio-superior-Plioceno(·)
16. Miocenosuperior-Miocenosuperior-Plioceno(!)

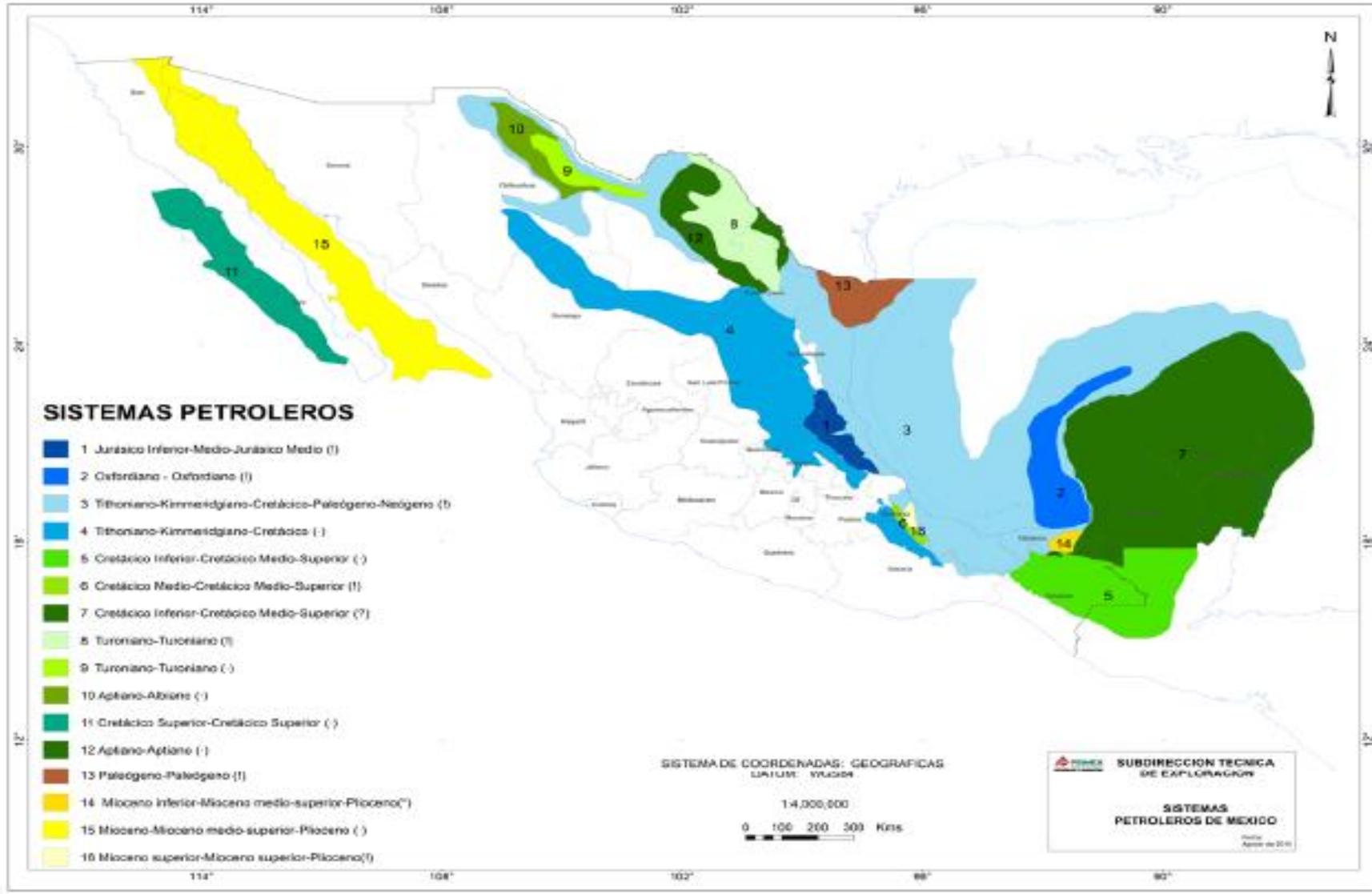


Figura 4. 1 Mapa de los sistemas petroleros de México. (PEP Sistemas Petroleros de México, 2010).

1.- Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio (!)

La roca generadora del Jurásico Inferior y Medio está representada por lutitas carbonosas de ambiente transicional marino-lacustre, su materia orgánica es leñosa y amorfa. Estas rocas son precursoras de aceite ligero y gas. La roca almacén consiste en litarenitas feldespáticas de grano fino, medio a grueso con porciones de aspecto conglomerático y calizas oolíticas y bioclásticas de la Formación Huehuetepec. El sello intraformacional son lutitas. Las trampas son de tipo combinado asociadas a los bloques del rift del Triásico-Jurásico Temprano. La generación y migración abarca desde el Cretácico Inferior al Oligoceno.

2.- Oxfordiano-Oxfordiano (!)

Las rocas generadoras están conformadas por lutitas calcáreas de ambiente de rampa externa, con materia orgánica de tipo amorfo sapropélica y herbácea, y son las responsables de generar aceites ligeros y pesados. Los hidrocarburos son almacenados en arenas depositadas en un ambiente eólico y costero en la parte inferior del Oxfordiano. La roca sello está compuesta por una secuencia de anhidrita del mismo Oxfordiano. Las trampas son bloques rotados, conformando trampas estructurales con cierres contra falla. La generación y migración de hidrocarburos ocurre desde el Mioceno al Reciente.

3.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)

La roca generadora corresponde a lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano de ambientes que varían de rampa externa a cuenca con materia orgánica ligno-húmica a amorfa-sapropélica. Estas rocas son precursoras de aceites extra pesados hasta gas seco de acuerdo a la evolución geológica de las provincias en las que se encuentra. Las rocas almacenadoras principales consisten de rocas carbonatadas mesozoicas y siliciclásticas cenozoicas. Los sellos regionales principalmente corresponden a calizas arcillosas, lutitas y de manera local evaporitas que sobreyacen a las principales rocas almacenadoras. Adicionalmente se tiene sellos intraformacionales arcillosos principalmente en el Cenozoico. Los yacimientos se encuentran en trampas principalmente estructurales y combinadas de diversos tipos y orígenes. El tiempo de generación y migración abarca desde el Paleógeno hasta el Reciente.

4.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico (-)

Se postula a las rocas generadoras del Tithoniano que actualmente pueden generar gas seco. Las rocas almacén son rocas carbonatadas del Mesozoico. La roca sello es intraformacional por cambio de facies. Las trampas son estructurales y combinadas con cierre contra falla. La generación y migración de los hidrocarburos se infiere a partir del Paleoceno al Reciente.

5.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (-)

Las rocas generadoras son microdolomías laminadas con intercalaciones de carpetas de algas y anhidrita que muestran cambios de facies evaporíticas a ambientes marinos de plataforma, la materia orgánica es de tipo bacterial y algácea que es predecesora de aceite y gas. Las rocas

almacén del Cretácico Medio y Superior son rocas carbonatadas de plataforma y parches arrecifales asociados a evaporitas. La roca sello está constituida por lutitas y anhidritas intraformacionales. Las trampas son pliegues suaves y angostos. La generación inicia a partir del Cretácico Medio al Reciente.

6.- Cretácico Medio-Cretácico Medio-Superior (!)

Las rocas potencialmente generadoras consisten de alternancias de anhidritas, dolomías y carpetas de algas, depositadas en condiciones carbonatadas-evaporíticas restringidas de aguas someras y por calizas arcillosas de rampa interna, la materia orgánica es amorfa-algácea y herbácea. Las rocas almacenadoras del Cretácico Medio son calizas y dolomías de plataforma, para el Cretácico Superior son rocas carbonatadas de plataforma y talud. Las rocas sello son calizas arcillosas, margas y lutitas de aguas profundas. Las trampas son estructurales. La generación inicia a partir del Cretácico Medio al Reciente.

7.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio (?)

Se postulan como rocas generadoras a las secuencias de evaporitas y carbonatos del Cretácico Inferior y probablemente hasta el Cretácico Medio, se ha identificado materia orgánica algácea y lignocelulósica, además se han identificado bitúmenes sólidos, se postula que esta sea precursora de aceite pesado a ligero. Las rocas almacenadoras potenciales son calizas y dolomías de plataforma de edad Cretácico Inferior, Medio y Superior. El sello potencial en las trampas cretácicas, corresponden a secuencias evaporíticas intercaladas entre las calizas y dolomías. Las trampas estructurales son pliegues sutiles debido a la escasa deformación. La generación inicia en el Eoceno y continúa hasta la actualidad.

8.- Turoniano -Turoniano (!)

La roca generadora está representada por lutitas y calizas arcillosas de ambiente de plataforma externa, la materia orgánica identificada es amorfa-sapropélica que favorece la generación de aceite y gas. Las rocas almacén consisten en carbonatos fracturados de cuenca y areniscas en las facies transicionales. El sello consiste en los cuerpos arcillosos que se encuentran interestratificados en las facies deltaicas y el sello regional son las lutitas del Terciario inferior. Las trampas son de tipo estructural y fuertemente fracturadas en sus crestas de posible origen laramídico. La generación y migración del hidrocarburo ocurre del Paleoceno al Reciente.

9.- Turoniano-Turoniano (-)

La roca generadora está constituida por las lutitas del Turoniano. Las rocas almacenadoras son areniscas asociadas a los sistemas deltaicos. El sello son las rocas arcillosas. Las trampas potenciales son estructurales, anticlinales asociados a fallas inversas, conformados principalmente durante la compresión laramídica. La generación y migración del hidrocarburo va del Paleoceno al Oligoceno.

10.- Aptiano-Albiano (-)

Los cuerpos de lutitas es la unidad generadora de este sistema, se considera que por su madurez esta genera principalmente gas seco. La roca almacén son carbonatos de plataforma y de talud. El sello son las lutitas del Cretácico Superior. Las trampas potenciales son estructurales, anticlinales y anticlinales asociados a fallas, conformados principalmente durante la compresión laramídica. La generación y migración del hidrocarburo va del Paleoceno al Oligoceno.

11.- Cretácico Superior-Cretácico Superior (-)

Las rocas potencialmente generadoras son lutitas carbonosas depositadas en ambiente nerítico y batial. Las areniscas siliciclásticas son roca almacén, las lutitas intraformacionales suprayacentes son la roca sello. Las trampas son principalmente estratigráficas, son acñamientos arenosos contra altos de basamento. La generación y expulsión del hidrocarburo inicia a partir del Paleoceno hasta el Reciente.

12.- Aptiano-Aptiano (-)

Las rocas generadoras postuladas son lutitas y calizas arcillosas, la materia orgánica es de tipo herbáceo, amorfo y leñoso. Las rocas almacén son calizas de plataforma. El sello son los desarrollos arcillosos intraformacionales. Las trampas se caracterizan por ser de tipo estructural, nucleadas por sal con zonas plegadas y fuertemente fracturadas en sus crestas o con participación del basamento. La generación y migración del hidrocarburo ocurre del Cretácico Superior al Reciente.

13.- Paleógeno-Paleógeno (!)

La roca generadora consiste de potentes espesores de lutitas de color gris oscuro a negro del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno que abarcan desde facies marginales-plataforma -talud. La materia orgánica es principalmente herbácea, amorfa y maderácea precursoras de gas y condensado. Las rocas almacenadoras son areniscas de grano fino a medio depositadas en una plataforma somera de ambientes fluviodeltaicos y de barras costeras. Los sellos consisten de gruesos cuerpos arcillosos que están interestratificados con los cuerpos de areniscas. Las trampas son combinadas y consisten en bloques afectados por fallas normales y estructuras "roll-over" con cierre contra falla, asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo de extensión regional. La generación y migración del hidrocarburo ocurre desde el Eoceno al Reciente.

14.- Mioceno Inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)

Las lutitas carbonosas de ambiente euxínico del Mioceno inferior conforman a las rocas generadoras de este sistema, la materia orgánica es amorfa/leñosa, a partir de esta se producen principalmente gases húmedos, gas secos, y en menor cantidad aceite ligero y condensados. Las rocas almacenadoras son las calizas de plataforma del Mioceno medio y las

areniscas de ambientes transicionales y de aguas marinas someras del Mioceno medio, superior y Plioceno. Las rocas sello son capas de lutitas intercaladas entre las areniscas almacenadoras. Las trampas son combinadas asociadas a estratos de crecimiento con fallas normales, estructuras “roll-over” y pliegues provocados por inversión de fallas normales además de trampas estratigráficas. La generación y expulsión de los hidrocarburos ocurre a partir del Mioceno superior al Reciente.

15.- Mioceno- Mioceno medio-superior-Plioceno (-)

La roca potencialmente generadora corresponde a lutitas depositadas en condiciones someras, con algunos intervalos delgados que corresponden a un ambiente más profundo o bien restringido con alto contenido de materia orgánica. Los intervalos de arenisca del Mioceno medio-Mioceno superior, y posiblemente Plioceno inferior, constituyen la principal roca almacén. Los sellos son las mismas lutitas interestratificadas en los sedimentos del Mioceno medio al Plioceno. Las trampas son principalmente de tipo combinado estratigráfica-estructural con cierre contra falla. La sincronía entre la generación de hidrocarburos y la formación de las trampas está limitada a un periodo corto del Plioceno al Reciente.

16.- Mioceno superior-Mioceno superior-Plioceno (!)

La roca generadora del Mioceno superior está constituida por gruesos paquetes de lutitas donde la materia orgánica es inmadura de tipo amorfo-leñoso precursor de gas biogénico. Las rocas almacenadoras son areniscas de grano medio-grueso asociadas a canales y abanicos de piso de cuenca. Los sellos son las lutitas intraformacionales de varias decenas de metros asociados a facies de piso de cuenca. Las trampas son combinadas con fuerte componente estructural, su componente estratigráfica se considera como un abanico de piso de cuenca en facies de canales y desbordes. La generación y migración del hidrocarburo se considera que ocurrió del Plioceno al Reciente.

4.2 Sísmica de alta resolución para describir Yacimientos Carbonatados en campos del Golfo de México.

La utilización de sísmica de alta resolución aplicada para caracterizar yacimientos de carbonatos costa fuera, en los Campos de Arenque y Lobina ubicados en aguas territoriales del Estado de Tamaulipas en el Golfo de México, dieron la base para el procesamiento de datos sísmicos de alta fidelidad y su alto contenido de frecuencia, tratados con una metodología de trabajo completamente integrada, permitiendo utilizar las propiedades de los yacimientos, obtenidas mediante un análisis detallado de la física de la roca, para construir un modelo de yacimiento y mapas de atributos sísmicos de alta calidad.

4.2.1 Método de estudio integrado.

El estudio de caracterización de yacimientos se efectuó con un enfoque integrado, el cuál combinó el nuevo sistema de evaluación y diseño de levantamiento sísmico Q (Q-SED), con la adquisición sísmica de alta calidad y el procesamiento avanzado de datos, a fin de acondicionarlos para una buena descripción de yacimientos.

El área de estudio del proyecto comprendió los Campos Arenque (descubierto en 1968) y Lobina descubierto en el año 2003, situados en el área marina del noreste de México, a unos 40 km al este de la ciudad costera de Tampico.

Los tirantes de agua oscilan entre 30 m y 80 m. Los yacimientos productivos principales corresponden a rocas carbonatadas de las Formaciones San Andrés (Jsa), de edad Jurásico, y Tamaulipas Inferior (Kti), de edad Cretácico.

El yacimiento Jsa constituyó el objetivo primario, mientras que el yacimiento Kti constituyó el secundario.

4.2.2 Adquisición de datos sísmicos.

La ejecución del nuevo levantamiento sísmico perseguía tres objetivos fundamentales:

En primer lugar, se necesitaban nuevos datos sísmicos de alta frecuencia y alta fidelidad para mejorar el levantamiento sísmico 3D convencional efectuado años atrás.

En segundo término, el nuevo levantamiento se utilizaría para mejorar la fidelidad de la amplitud y la resolución vertical con el objetivo de delinear con precisión las áreas prospectivas definidas previamente. Era evidente que el hecho de duplicar la frecuencia máxima registrada mejoraría significativamente la capacidad de mapeo de las capas prospectivas clave, permitiendo definir el orden de perforación en las localizaciones de pozos definidas previamente y la identificación de las localizaciones de pozos potenciales nuevos.

En tercer lugar, se requerían nuevos datos sísmicos para interpretar y caracterizar las unidades prospectivas del Mesozoico del área en términos de complejidad estructural y estratigráfica, así como de predicción y distribución de las propiedades de los yacimientos.

Para lograr estos objetivos, se contó con la tecnología Q-Marine, mejorando la relación señal-ruido, la resolución sísmica y la precisión de la amplitud de los datos sísmicos, ya que este sistema de adquisición preserva mejor las frecuencias más altas debido a las correcciones por perturbaciones en los receptores, la disponibilidad de una fuente marina calibrada y la mejor atenuación de ruido marino mediante la Formación de Grupos Digitales (DGF).

4.2.3 Pasos y resultados de la descripción de Yacimientos.

El análisis petrofísico, en conjunto con el modelado del efecto de la sustitución de fluidos, indicó que una evaluación cuantitativa de la distribución de la saturación de fluidos sería complicada en este ambiente carbonatado.

En consecuencia, la predicción de la porosidad cuantitativa utilizando una metodología de trabajo robusta de inversión sísmica después del apilamiento constituiría el punto clave de este estudio.

La capacidad para mapear cuantitativamente la distribución de la porosidad, con una resolución mucho más alta, permitió determinar el orden de prioridades y seleccionar las localizaciones de perforación más valiosas definidas previamente, proveyó una mejor capacidad para definir en forma óptima las localizaciones de pozos de relleno, y permitió identificar nuevas y sutiles trampas estratigráficas.

Para las áreas de los Campos Arenque y Lobina, se aplicó una metodología de trabajo nueva, que había sido probada y verificada en la descripción de yacimientos carbonatados encontrados en campos de todo el mundo. En la Figura 4. 2 se describen los componentes importantes de la metodología de trabajo.

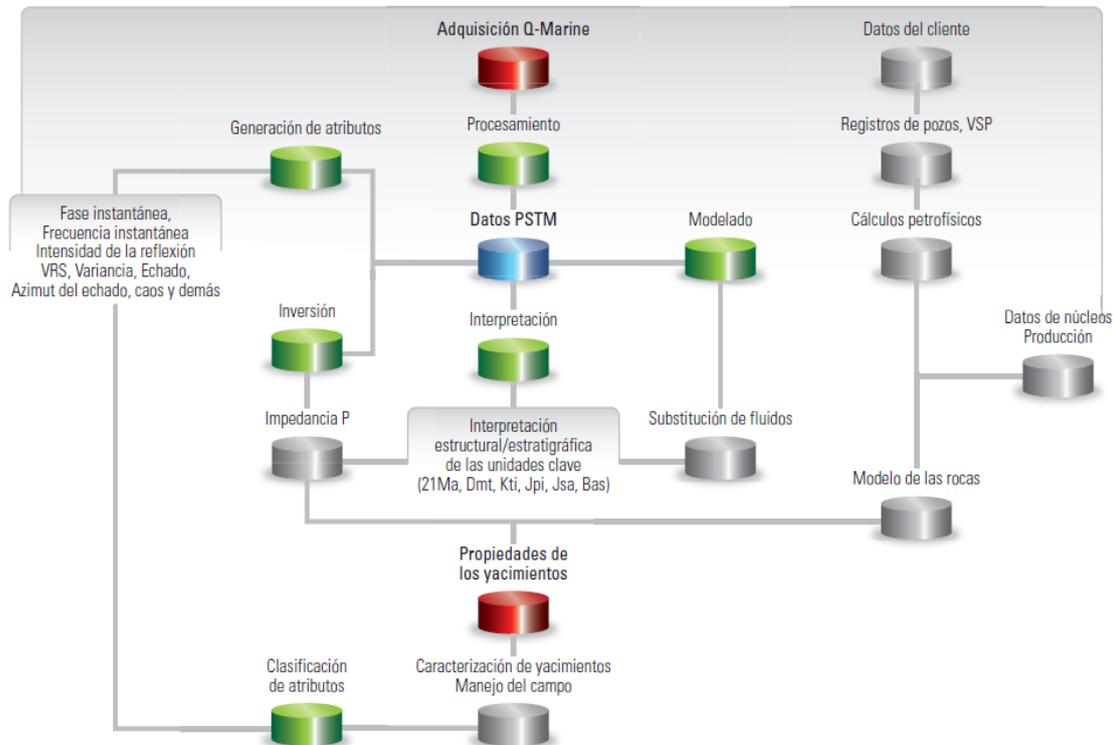


Figura 4. 2 Metodología de trabajo para la descripción de yacimientos utilizada en este estudio. (WEC México, 2010).

4.2.4 Revisión geológica, edición y análisis de registros.

El área de estudio se encuentra en la Cuenca de Tampico–Misantla, ubicada en la porción noreste de México, cuya producción se inició a comienzos de la década de 1900 de las calizas fracturadas de edad Cretácico Superior e, inmediatamente después, de las calizas cársticas que circunscriben la Plataforma de Tuxpan, la cual forma los conocidos campos de la Faja de Oro.

A partir de 1956, la producción comenzó a provenir de los carbonatos de edad Jurásico Superior, y en 1968, de los carbonatos de edad Jurásico de la Formación San Andrés del Campo Arenque. El Campo Lobina fue descubierto recientemente, en el año 2003.

Las calizas jurásicas fueron depositadas en un ambiente marino somero durante la fase de apertura y subsidencia temprana del Golfo de México. El yacimiento Jsa de edad Jurásico está compuesto por numerosas intrafacies formadas en los bajos y sobre los flancos de los paleoaltos, incluyendo grainstones, wackestones, packstones, fangolitas y conglomerados, que a menudo pueden verse en los datos sísmicos por sus respuestas acústicas.

El desarrollo de la porosidad es clave para los pozos productores y su mayor desarrollo se encuentra en el grainstone oolítico que se formó en las profundidades marinas someras. Las fallas y los paleoaltos desempeñan un rol importante en la depositación de las facies oolíticas, en la permeabilidad y en la compartimentalización de los yacimientos.

En esta parte del trabajo lo principal era editar y validar de manera óptima los registros sísmicos y de densidad, produciendo registros de impedancia acústica confiables en el dominio del tiempo. Se implementó un proceso de edición altamente iterativo de pozos múltiples concentrado en la zona de interés, comprendida entre la discordancia de edad Terciaria (Dmt) y la profundidad total del pozo, normalmente el basamento; sin embargo, también se extendió hasta la superficie para garantizar una función de conversión de tiempo a profundidad adecuada.

Durante el proceso de validación, se utilizaron las cimas de las formaciones en el ejercicio de comparaciones entre los pozos. El registro sísmico final se calibró con los datos de tiros de pruebas de velocidad y en cada pozo se generó una línea de tendencia suave, indicando que se había generado una función confiable de conversión de tiempo a profundidad. Para mejorar la correlación con la línea sísmica alrededor de las localizaciones de los pozos se efectuaron ajustes menores de las velocidades.

La impedancia acústica final en muchos de los pozos fue confiable y adecuada para la integración posterior con los datos sísmicos y la calibración con la porosidad.

4.2.5 Interpretación sísmica; inversión sísmica después del apilamiento.

A continuación se enlistan los horizontes interpretados para este estudio.

El marcador de edad Mioceno (21 Ma) corresponde a la cima de una unidad de lutita potente (100-800 m) de edad Terciaria, debajo del cual se encuentra una clara discordancia (Dmt) fácil de reconocer (con sísmica de alta resolución) y que define la cima de esta zona de interés del estudio.

Por debajo de la discordancia Dmt y de una brecha dolomitizada intermitente se encuentran los carbonatos de la Formación Tamaulipas Inferior (Kti) de edad Cretácico, el objetivo productivo secundario del estudio.

Por debajo del objetivo Kti yace la roca madre de la cuenca, la lutita de la Formación Pimienta de edad Jurásico (Jpi), y por debajo de ésta, se encuentran los carbonatos de la Formación San Andrés, también de edad Jurásico (Jsa). Aunque el yacimiento Jsa provee un evento acústico significativo con un incremento abrupto de la velocidad sísmica, en comparación con la lutita Jpi suprayacente, de menor velocidad, es prácticamente inexistente un basamento tope (Bas) debajo del yacimiento Jsa.

Para maximizar la utilización de las frecuencias sísmicas registradas, se utilizó una metodología de trabajo de inversión sísmica robusta después del apilamiento.

Esta metodología de trabajo ha demostrado ser particularmente útil para predecir la porosidad primaria en los yacimientos carbonatados. La cuál se traduce en una medida cuantitativa de la impedancia absoluta, traza por traza, que puede ser calibrada directamente en función del producto del registro sónico y de densidad de los pozos.

4.2.6 Calibración petroacústica.

El principal intervalo productor del objetivo primario Jsa es el miembro JKS3 del banco oolítico. En general, la porosidad del yacimiento Jsa oscila entre 0% en las rocas fangolíticas micríticas y 27% (máximo) en las facies de tipo banco oolítico. El análisis indica que no existe arcilla en los sistemas primarios porosos de tipo banco oolítico y que su estructura porosa varía fundamentalmente de acuerdo con la variación depositacional.

Según el análisis de los núcleos, el objetivo secundario Kti también posee facies de bancos oolíticos cementadas en forma más intensa. Esto, y la presencia de otras facies incrementan su complejidad, de manera que la porosidad no está tan bien desarrollada (un valor máximo del 20%) y la producción depende más de la conexión de los espacios porosos a través de las fracturas.

El análisis petrofísico y el de núcleos se llevó a cabo en numerosos pozos, proveyendo cálculos de la porosidad efectiva, del contenido de arcilla y la saturación de agua para los yacimientos

Jsa y Kti. Estos resultados indicaron que el contenido de fluidos variaba entre los pozos; de gas a petróleo liviano y de petróleo liviano a petróleo pesado.

A pesar de la variación del contenido de fluidos y la estructura porosa, la respuesta acústica en estas rocas carbonatadas, como lo indica un análisis detallado de la física de rocas, está determinada por la porosidad. Tanto para el yacimiento Jsa como para el Kti, un incremento de la porosidad corresponde a una reducción de la impedancia acústica, como es de esperar.

No obstante, para un valor de impedancia acústica dado, la porosidad en el yacimiento Kti es más baja que la del Jsa.

La litología, la estructura porosa y el fluido alojado en los poros poseen una influencia insignificante sobre la respuesta acústica en el yacimiento Jsa, lo que es avalado por la interrelación entre la impedancia acústica y la porosidad; relación que muestra muy poca desviación estándar.

Si bien la gráfica de interrelación posee más variancia para las facies más complejas del yacimiento Kti, se mantiene una fuerte dependencia entre la impedancia acústica y la porosidad.

Las variaciones de facies no se consideraron significativas en sentido macroscópico, por cuanto la gráfica de interrelación sigue diferenciando un buen desarrollo de porosidad de un pobre desarrollo de porosidad.

En un paso clave de conversión de los atributos acústicos sísmicos a las propiedades de los yacimientos, la relación entre la impedancia acústica y la porosidad, obtenida en los pozos, se aplica a los datos sísmicos para generar la porosidad acústica en cada traza sísmica. Esta función se ajustó a los yacimientos Jsa y Kti en forma independiente, utilizando el análisis de física de rocas para una cuantificación más precisa.

Los valores de porosidad derivados de los datos sísmicos fueron verificados utilizando el método del “pozo ciego,” mediante el cual la porosidad de los pozos no utilizados en el procesamiento se comparó con los resultados del estudio. Los valores absolutos se ajustaron muy bien y se observaron buenas correlaciones entre los registros de pozos y la sísmica, incrementado la confiabilidad en el producto final.

4.2.7 Mapeo y evaluación de la porosidad.

La mejor resolución de los datos sísmicos permitió que el volumen de porosidad generado fuese empleado en toda su extensión. En una sección transversal del yacimiento Jsa es posible observar la formación de lentes de porosidad con las geometrías de los bancos oolíticos. El mapeo de la porosidad máxima entre la cima y la base del yacimiento permite el cálculo de la extensión areal de las zonas individuales de porosidad óptima.

Dentro de las lentes oolíticas individuales, las tendencias de porosidad claras (consistentes con la información de los pozos) muestran la arquitectura interna de las mejores formaciones prospectivas para las operaciones de perforación previstas.

En una prospección sísmica en escala macro, el producto de la altura por la porosidad (ϕh) puede ayudar a determinar el orden de perforación de las localizaciones futuras. El atributo ϕh es una suma continua de una traza sísmica para los intervalos prospectivos totales.

Por lo tanto, una sección de yacimiento potente con alta porosidad se iluminará como una anomalía respecto de las áreas adyacentes. El mapeo de estas áreas y su utilización, junto con las secciones sísmicas de porosidad, permiten la verificación de nuevas áreas prospectivas y la definición más precisa de los objetivos de perforación.

Esto reduce efectivamente el riesgo y refuerza la capacidad de clasificación de las áreas prospectivas. La Figura 4. 3 muestra una comparación del valor de ϕh obtenido de los pozos con el valor de ϕh derivado de la sísmica para diversos pozos con registros sónicos y de densidad de buena calidad. La excelente correlación es extremadamente alentadora. En su mayor parte, los pozos utilizados en esta comparación no se emplearon para la inversión sísmica o para la calibración, y por consiguiente, constituyeron una prueba excelente de la capacidad cuantitativa de los datos sísmicos.

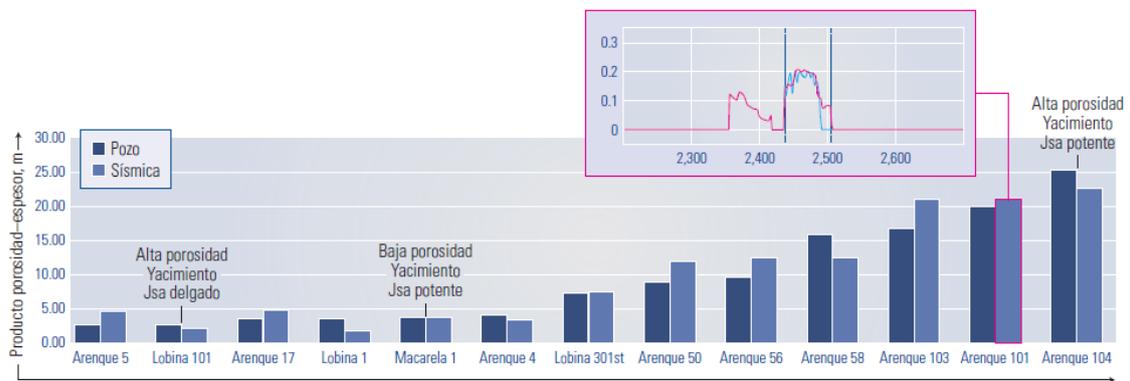


Figura 4. 3 Producto porosidad-espesor; comparación entre los valores medidos en el pozo y los valores derivados de las sísmica. (WEC México, 2010).

Previamente, se habían identificado cuatro áreas prospectivas dentro de la zona del levantamiento sísmico que comprendió el Campo Arenque, sobre la base de las respuestas de la sísmica convencional y de una interpretación estructural.

En un ejemplo excelente de la utilización de mapas, se asistió al operador en la definición del orden de perforación en estas cuatro localizaciones. Con los nuevos datos, PEMEX redujo la prioridad de dos localizaciones con respecto a su plan original, asignando mayor prioridad a las dos localizaciones restantes.

El desarrollo de porosidad para la localización B se ilustra en la Figura 4. 4, mostrando claramente un grado de desarrollo de la porosidad significativamente más alto en el yacimiento Jsa, convirtiéndolo, en consecuencia, en el objetivo de perforación prioritario.

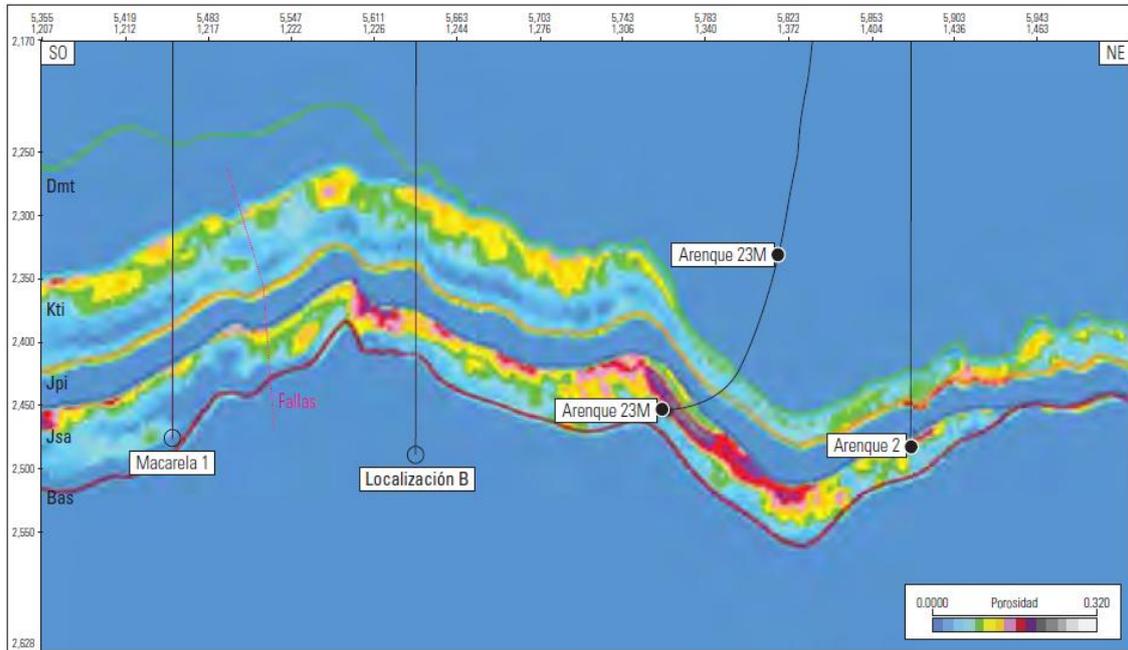


Figura 4. 4 Predicción de la porosidad y localización de relleno B. (WEC México, 2010).

Los datos también pueden tener un impacto significativo en la definición de las localizaciones de perforación de pozos de relleno y en la optimización de la ubicación de los pozos en los campos maduros, proveyendo una indicación clara del potencial de hidrocarburos no explotados.

El empleo de mapas proporciona la capacidad para definir claramente la presencia de geocuerpos individuales, y por consiguiente, localizaciones potenciales de pozos de relleno dentro de un área madura como la del Campo Arenque.

En otro ejemplo, las mejores resoluciones vertical y lateral permitieron identificar la presencia de lentes de porosidad discretas sin perforar; lentes óptimas hacia dónde dirigir la barrena para maximizar la producción de los pozos mediante la maximización del contacto con las mejores zonas dentro las oolitas porosas del yacimiento Jsa, Figura 4. 5.

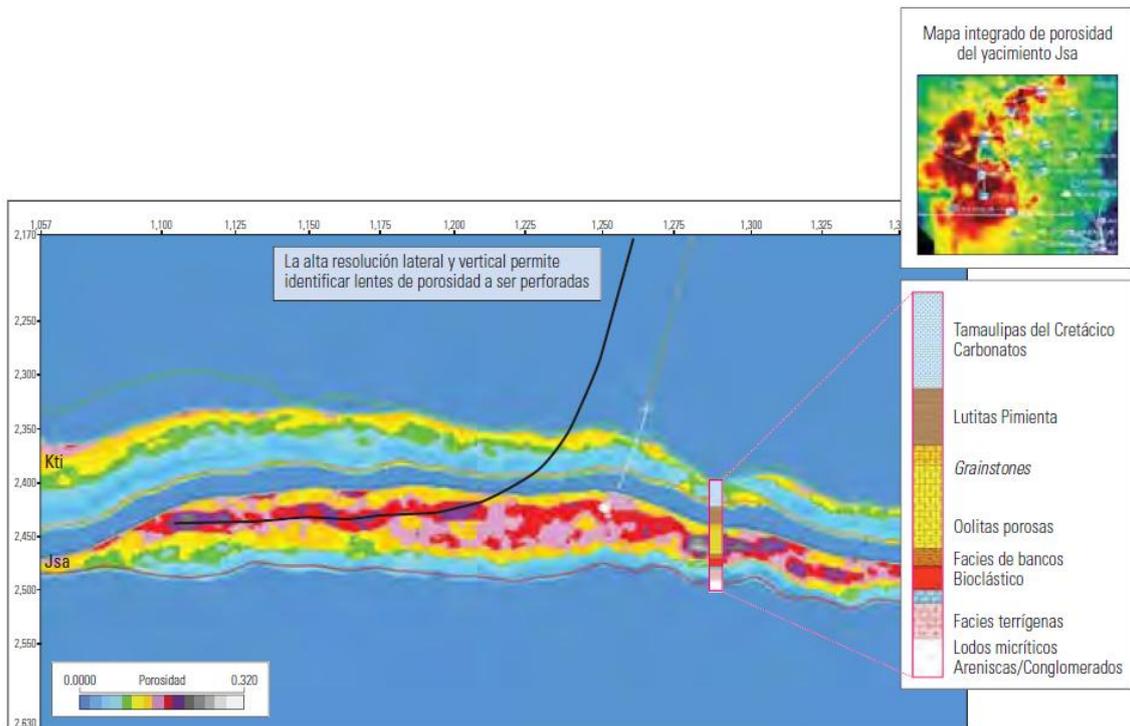


Figura 4. 5 Distribución de porosidad en los yacimientos Kti y Jsa del Campo Arenque. La trayectoria de pozo propuesta podría explotar zonas prospectivas. (WEC México, 2010).

En la Figura 4. 6 se muestra un resumen del desarrollo de porosidad en el área del levantamiento, que cubre tanto el potencial de exploración como el de desarrollo. Aquí, la porosidad promedio para el yacimiento Jsa hasta el basamento se observa a la izquierda y la porosidad integrada a la derecha. Estos mapas deberían utilizarse en combinación con los datos en secciones transversales y en visualizaciones 3D para maximizar totalmente la comprensión de la distribución de la porosidad.

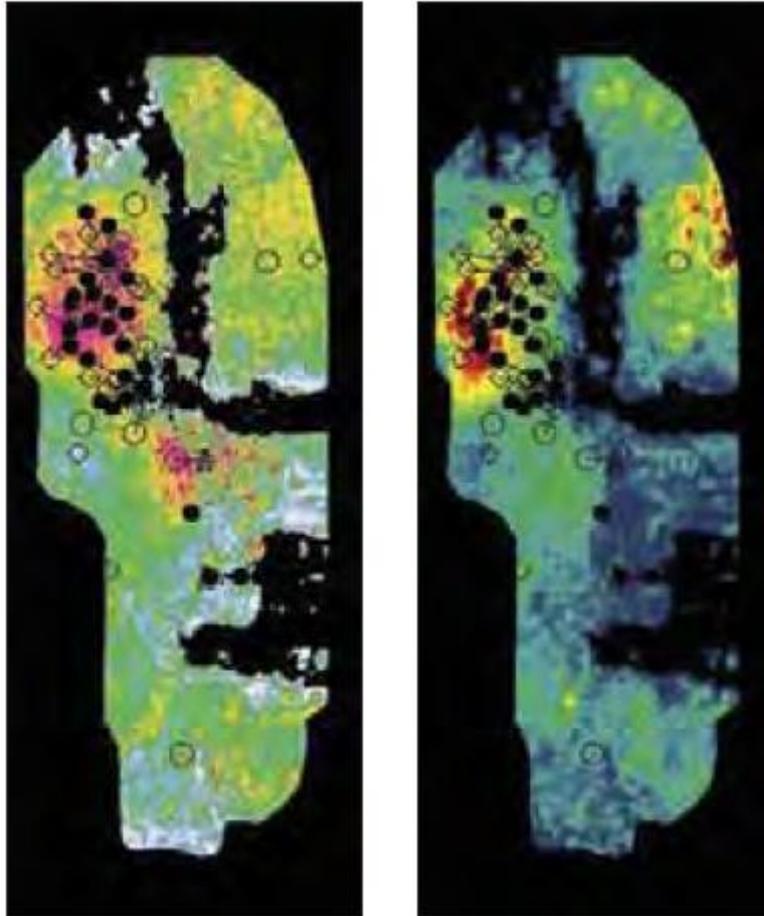


Figura 4. 6 Porosidad del yacimiento Jsa; izquierda: valor cuadrático medio (RMS) desde el yacimiento Jsa hasta el basamento; derecha: porosidad integrada. (WEC México, 2010).

4.3 Metodología Integral de Productividad para en los Campos Maduros del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, "APPRA".

El campo Poza Rica es un yacimiento saturado ($P_b=245 \text{ kg/cm}^2$) el cual comenzó su explotación en el yacimiento de caliza Tamabra (Figura 4. 8) Cuerpos A, f, BC, D, ab) con el pozo Poza Rica-2 en Junio de 1930, en su histórico de explotación se tuvo una producción máxima de $Q_o= 142,304 \text{ bpd}$ en noviembre de 1951 con 120 pozos, actualmente (Sep-2013) tiene 887 pozo perforados de los cuales 227 pozos se encuentran en operación con un $Q_o= 11,204 \text{ bbl}$ y $Q_w=24,294 \text{ bbl}$, sus acumuladas son de $N_p=1,369 \text{ MMbbl}$ y $W_p= 459 \text{ MMbbl}$. La inyección de agua comenzó en abril de 1951 con el pozo Mecatepec-16, hasta el momento se ha inyectado un total de 2,900 MMbbl.

Está conformado por 7 sub-campos:

- ✓ Poza Rica;
- ✓ Mecatepec;

- ✓ Escolin;
- ✓ Petronac;
- ✓ Talaxca;
- ✓ Presidente Miguel Alemán;
- ✓ Manuel Ávila Camacho.

La explotación de campos maduros como lo es el área Poza Rica, requieren la utilización de técnicas y tecnologías innovadoras para extraer el aceite, ya que este es cada vez más difícil, aunado a que este campo ha sido sujeto a la inyección de agua en los cuerpos: "A", "BC" y "D", por lo que actualmente esta se encuentra distribuida en diferentes zonas del yacimiento, lo que implica un alta producción de agua para algunas unidades de flujo (mezcla de agua congénita y de inyección, variación en la salinidad) lo que dificulta su identificación a través de registros geofísicos, esto implica un riesgo para intervenciones como reparaciones mayores y perforaciones, además de que se tiene que optimizar los gasto de explotación para alentar la irrupción fuerte de agua.

El área urbana se ha desarrollado sobre el yacimiento, actualmente se encuentra entre algunos pozos de los campos Mecatepec, Poza Rica y Escolín (Figura 4. 7), lo que dificulta la intervención de algunos pozos y requiere adaptar las condiciones de explotación a las condiciones superficiales del pozo.

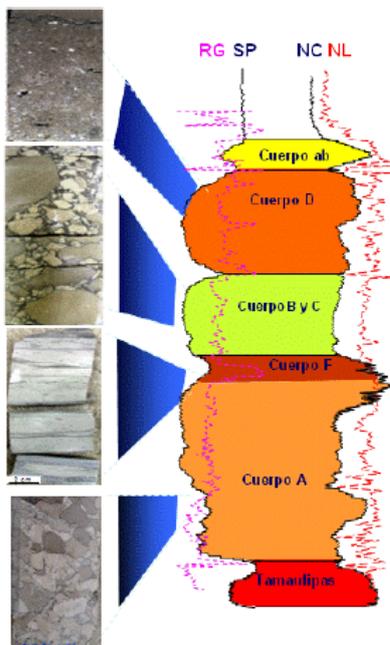


Figura 4. 8 Cuerpos Poza Rica (PEP, 2013).

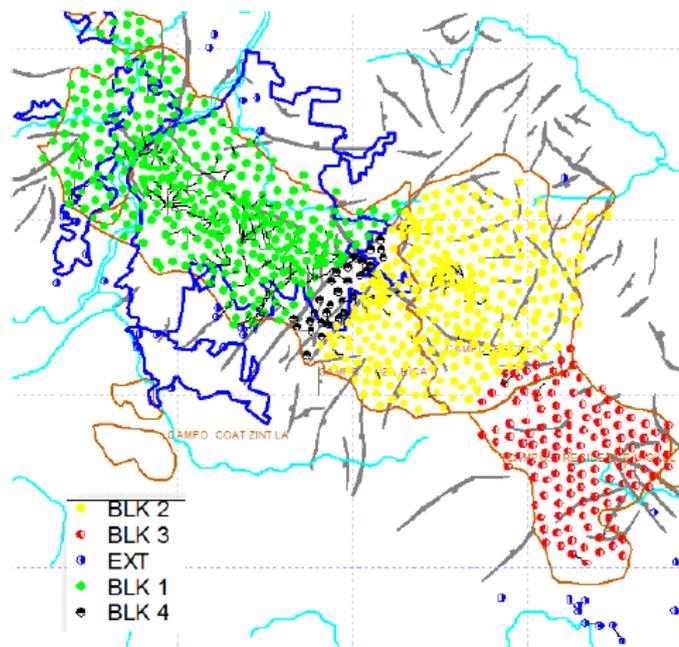


Figura 4. 7 Bloques Poza Rica y área urbana (PEP, 2013).

Del total de pozos perforados en el área Poza Rica, 148 pozos en algún momento han estado operando como pozos inyectoros de agua (congénita o tratada) por diferentes periodos de tiempo y en diferentes cuerpos, estos pozos se encuentran distribuidos en el campo Poza Rica como se observa en la Figura 4. 9, en los 64 años que ha sometido el campo en inyección se han utilizado diferentes patrones de inyección en diferentes cuerpos, esto ha dificultado que actualmente se tenga identificado el avance del frente de inyección. Actualmente se tienen 7 pozos inyectoros de agua tratada $Q_{wi} = 6,885$ bpd y 11 pozos inyectoros de agua congénita $Q_{wi} = 45,684$ bpd.

Revisando el histórico de intervalos disparados con fines de explotación se han detectado intervalos semi-explotados con corte de agua que en su momento ya sea por condiciones de infraestructura, por dificultad del manejo del agua en superficie o precio del aceite y en conjunto a las pruebas pendientes que se tenían en cada pozo (objetivo era incrementar la producción aceite) se han dejado con producciones de aceite y cortes de agua que actualmente son manejables para este tipo de campos (un precio más alto del aceite).

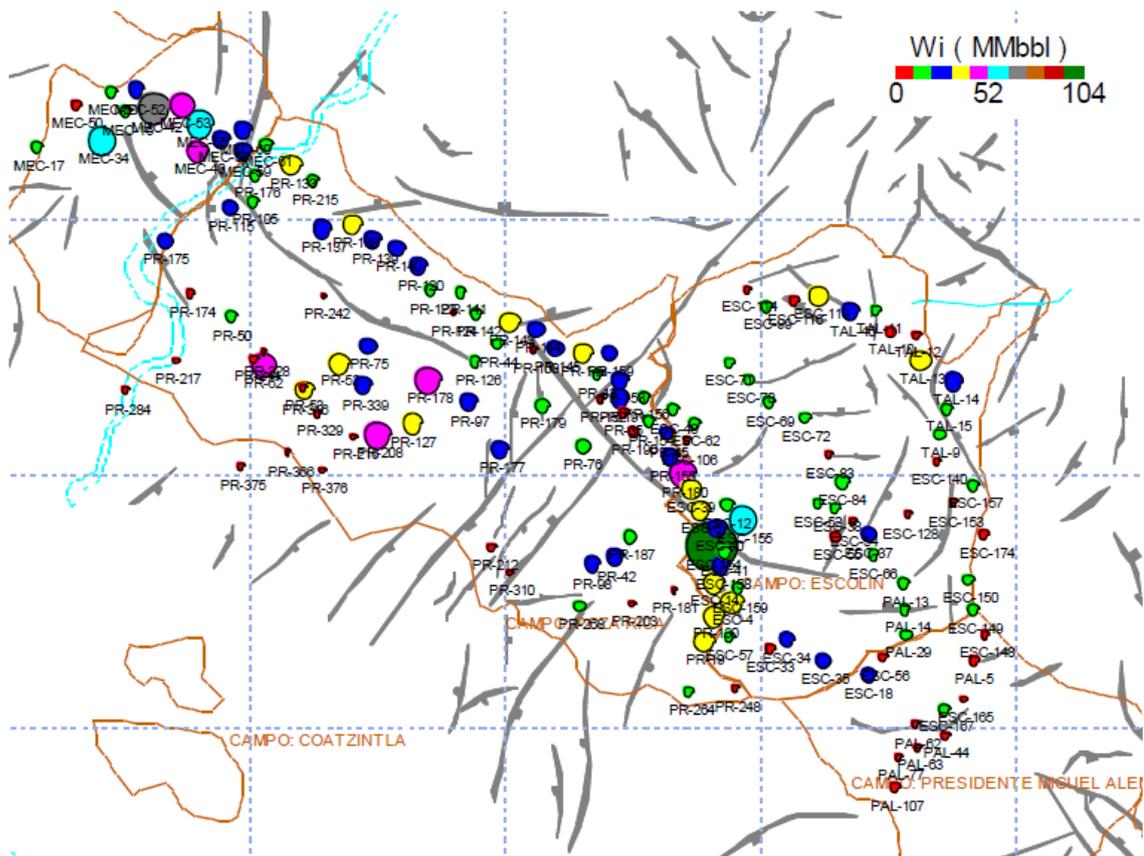


Figura 4. 9 Distribución de pozos inyectoros de agua. (PEP, 2013).

Los pozos del área Poza Rica han sido intervenidos en múltiples ocasiones tanto para un reacondicionamiento del método de producción, corrección de cementación y cambio de intervalo, aunado a que son pozos antiguos, ha propiciado que en algunos pozos queden accidentes mecánicos y que aunque por condiciones de yacimientos tengan oportunidades pendientes de explotar, mecánicamente no sea posible su intervención, lo que nos limita solo a controlar sus condiciones de operación, en los casos que mecánicamente es factible modificar el intervalo actual se propone la toma de información para definir programa para el pozo.

La producción actual promedio de los 227 pozos productores es de $Q_o=49$ bpd/pozo con 68 % W, los métodos de producción se distribuyen de la siguiente manera: 57% operan con BM (130 pozos, $Q_o= 39$ bpd/pozo, 68 %W), el 18 % como fluyente (41 pozos, $Q_o= 76$ bpd/pozo, 73 %W), el 15 % con BN (33 pozos, $Q_o= 26$ bpd/pozo, 69 %W) y el 10 % operan con BH (23 pozos, $Q_o= 91$ bpd/pozo, 59 %W).

4.3.1 Selección de pozos candidatos para su estudio.

Para un campo con una gran cantidad de pozos perforados como lo es Poza Rica es importante contar con una metodología que nos ayude a detectar áreas de estudio para evitar estar analizando los pozos de manera aleatoria, Es de gran importancia tener la información actualizada, homogenizada y disponible para poder ser cargada en un software y con esto poder analizar estas áreas de estudio lo que permitirá identificar los pozos que en el área de estudio puedan ser reactivados u optimizados.

La metodología propuesta y utilizada para el análisis de pozos (Figura 4. 10) implica una validación de información, revisión superficial del pozo (definir factibilidad de entrada de equipo TRP o equipos especiales) y revisión de las condiciones mecánicas del pozo, antes de iniciar el análisis del pozo ya que es importante que las oportunidades que se identifiquen como resultado de esta revisión tengamos la certeza que podrán ser ejecutadas, la metodología se describe en los siguientes pasos:

1. Recopilación, actualización, validación e integración de la información (para tener una fuente de información confiable que es la base para realizar un estudio de los pozos).
2. Análisis rápidos de producción e índice de heterogeneidad por cuerpos para identificar los pozos candidatos a estudio.
3. Revisión de la información de manera integral, número y tipo de intervenciones que ha tenido el pozo, se analizan las condiciones mecánicas del pozo, condiciones superficiales del pozo.

4. La elaboración de secciones estructurales-estratigráficas entre pozos, “amarrados” con información sísmica y datos de producción para analizar la correlación de las unidades de flujo que permite identificar áreas no explotadas o semi-explotadas así como zonas de saturación de agua a partir de pozos invadidos.
5. Una vez identificados los intervalos de interés, se realiza la interpretación petrofísica para determinar parámetros de corte en la zona o zonas de interés.
6. Se realiza un análisis de producción histórica, comportamiento de producción por pozo y pozos vecinos para la o las unidades de flujo identificadas como prospectivas.
7. Para los cuerpos de interés se realiza un análisis de presiones de yacimiento por cuerpo y/o unidad de flujo.
8. Con la integración de la información previamente generada y analizada se realiza la predicción analítica de la producción a través del análisis nodal para cada intervalo identificado como prospectivo.
9. Se calcula el tipo y volumetría de reserva para cada oportunidad identificada.
10. Se realiza un análisis económico y de riesgo para jerarquizar las oportunidades evaluadas.
11. Se define propuesta y programa de intervención para su envío a CEO y que se ejecute conforme a lo determinado como resultado del análisis.

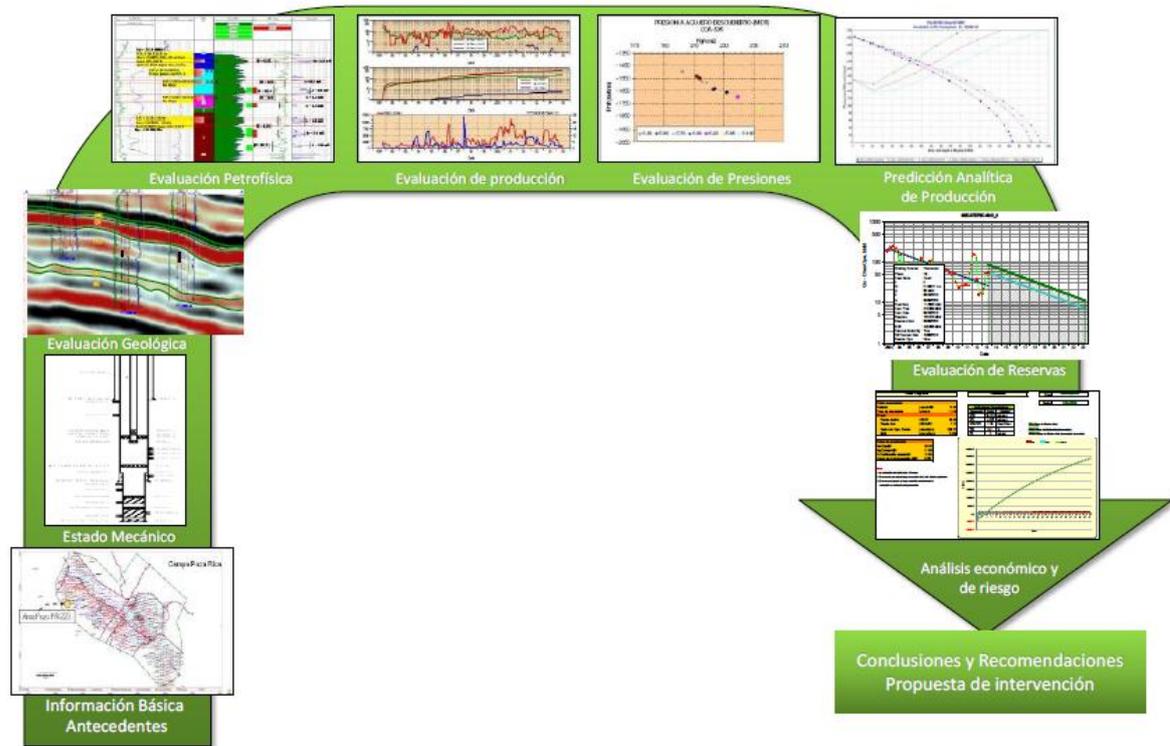


Figura 4. 10 Metodología de análisis de pozos. (PEP, 2013).

Para el campo Poza Rica, en OFM (Oil Field Manager) se actualizó la información petrofísica con información de las perforaciones recientes, se agruparon los pozos en IV bloques (los cuatro bloques están divididos por características similares tanto en el modelo estático como en el modelo dinámico) lo que permitirá realizar análisis por áreas con propiedades similares.

En el software OFM se generaron funciones que permiten: visualizar las condiciones mecánicas del pozo directamente con el software, agrupar entre los pozos inyectores, productores y localizaciones. Se integró información de propiedades petrofísicas para generar mapas de isopropiedades y con esto realizar combinaciones de variables lo que permitirá tener un mayor conocimiento del comportamiento del yacimiento del área de estudio.

OFM (Oil Field Manager) es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

4.3.2 Análisis integral de yacimientos.

Para definir y acotar un área de análisis de todos los pozos del área Poza Rica, se generaron mapas de comportamiento de volumen de aceite producido, identificando las zonas con mayor acumulado que es el bloque I, así mismo se revisó y analizó la distribución de los pozos inyectoros observándose en su mayoría en el bloque I y bloque II, aunque el bloque I presento un mayor volumen de agua inyectada, estos mapas consideran el comportamiento de todos los cuerpos, posterior se realizó el análisis de producción actual por cuerpo definiéndose como candidato a estudio el Cuerpo “D” (Figura 4. 11 y Figura 4. 12).

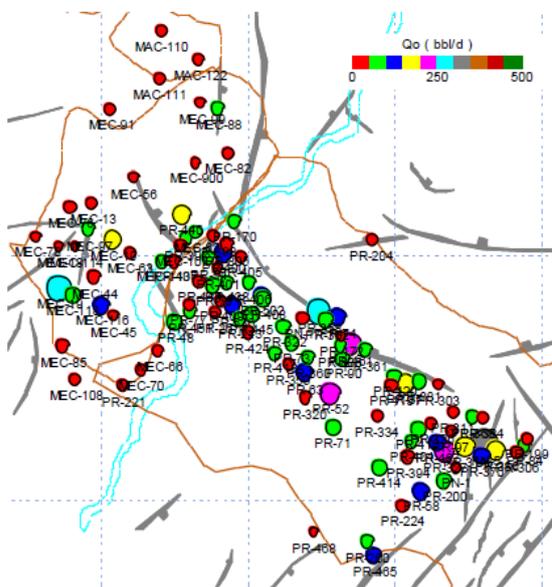


Figura 4. 11 Producción bloque I (PEP, 2013).

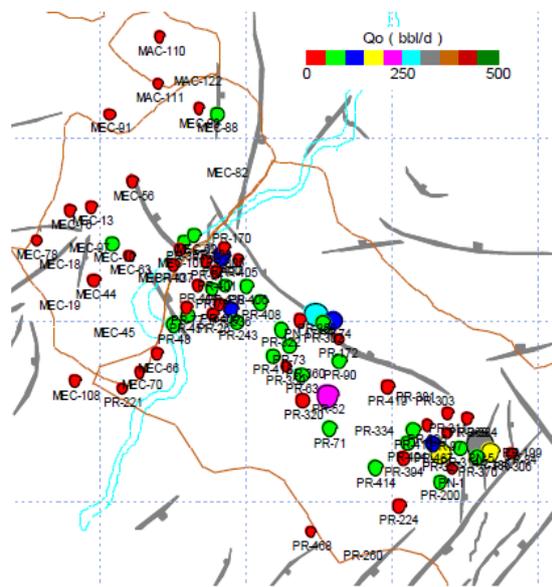


Figura 4. 12 Producción bloque I cuerpo “D” (PEP, 2013).

En estas figuras se puede observar que nuestros datos máximos de producción de aceite son de $Q_o = 320$ bpd.

Este mapa de producción fue generado con el objetivo de identificar las zonas con mejores producción de aceite, sin embargo, por los altos cortes de agua con los que se produce en algunos pozos del bloque I, se tienen gastos de líquidos de hasta $Q_b = 876$ bpd, (esto se observara en mapas de producción que se describen más adelante).

Definiendo que las mejores condiciones de producción están en el bloque I cuerpo “D” se procedió a realizar mapas de distribuciones de propiedades petrofísicas considerando que tienen que pasar por un corte de porosidad del 6 %, lo anterior permitió una reinterpretación de la información identificando las zonas que mejores propiedades presentan para el bloque I

cuerpo "D" como se observa en el mapa de distribución de espesores (Figura 4. 13). y mapa de distribución de permeabilidades (Figura 4. 14).

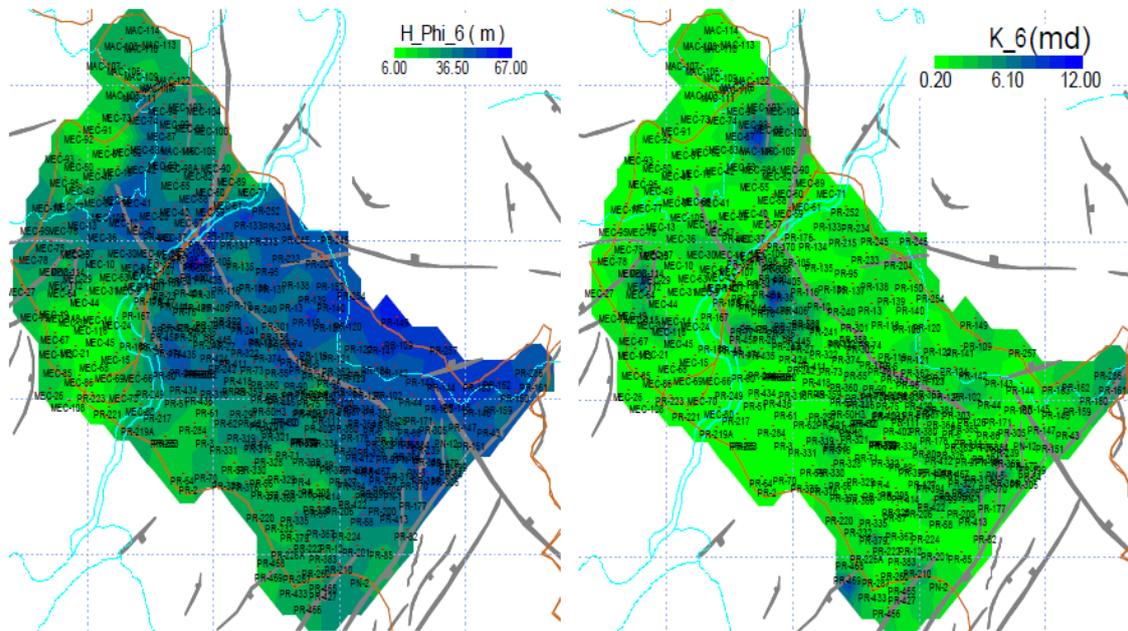


Figura 4. 13 Distribución de espesores cuerpo "D" (PEP, 2013).

Figura 4. 14 Distribución de permeabilidades cuerpo "D" (PEP, 2013).

El tener los valores petrofísicos por cuerpo en cada pozo disponible en OFM permite realizar un análisis más a detalle del yacimiento como lo es distribución de propiedades petrofísicas y combinación con otras variables de interés (para traslapar datos de estáticos con datos dinámicos) como espesores netos, producciones de fluidos, inyección de líquidos, entre otros.

Como se observa la combinación de mapa de burbuja aceite acumulado entre espesor neto y el *gridmap* de permeabilidad (Figura 4. 15) y por medio de esta combinación de variables identificar zonas con potencial de optimización y de abandono.

Las combinaciones de los mapas solo están limitadas a la información cargada en el software y la necesidad de cada yacimiento.

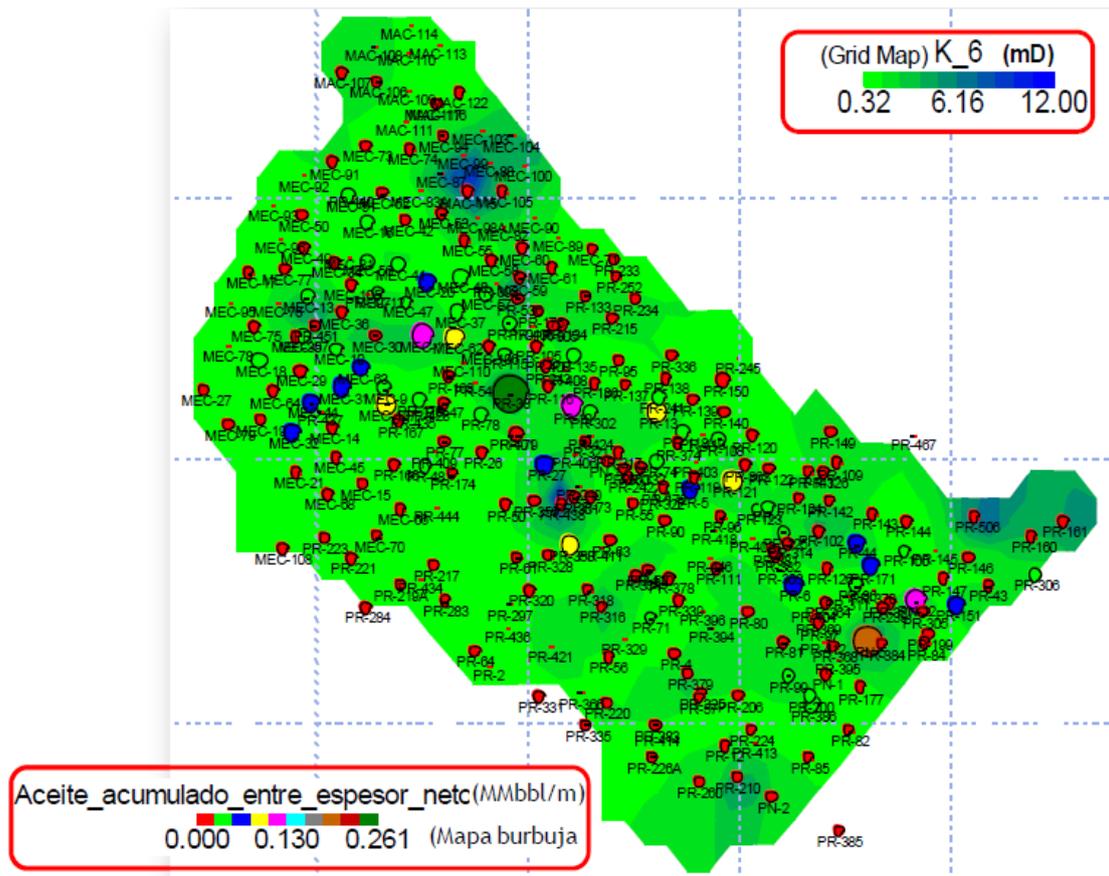


Figura 4. 15 Combinación de permeabilidad y producción acumulada por metro de espesor de yacimiento. (PEP, 2013).

De los 227 pozos operando, 107 pozos se encuentran operando en el bloque I de los cuales 71 pozos operan en el cuerpo “D” (Figura 4. 12), para seleccionar que pozos analizar de este banco de pozos se utilizó la técnica de índice de heterogeneidad (HI) que permite de una gran cantidad de pozos identificar tendencias en función de un promedio del comportamiento histórico de producción, esto nos permite identificar pozos con alta y baja producción de agua y aceite.

El objetivo del HI es estudiar el comportamiento de ciertas variables y clasificar los pozos a través de su analogía con el comportamiento de otros pozos que han sido previamente clasificados. Este procedimiento compara el valor individual de una variable de pozo, contra el valor promedio de todo el universo del proyecto mensualmente. El HI está definido como el cociente entre el valor puntual y el valor promedio de una variable menos uno:

$$HI = \frac{\text{Valor individual de la variable para cada pozo en un paso de tiempo}}{\text{Valor promedio para esa variable en el mismo paso de tiempo}} - 1$$

Debe considerarse que este análisis nos dará la tendencia con el comportamiento de producción desde el inicio de la vida productiva de un pozo que se encuentre en las condiciones en las que se está realizando al filtro, por lo que este análisis permite identificar un banco inicial de pozos candidatos y se debe corroborar con las condiciones actuales de producción.

Para el campo Poza Rica bloque I y cuerpo D se realizó el cálculo de HI agrupando los pozos en cuatro cuadrantes: cuadrante 1 (alta producción de aceite, alta producción de agua), cuadrante 2 (Baja producción de aceite alta producción de agua), cuadrante 3 (Baja producción de aceite baja producción de agua) y en el cuadrante 4 (Alta producción de aceite baja producción de agua), como se observa a continuación (Figura 4. 16).

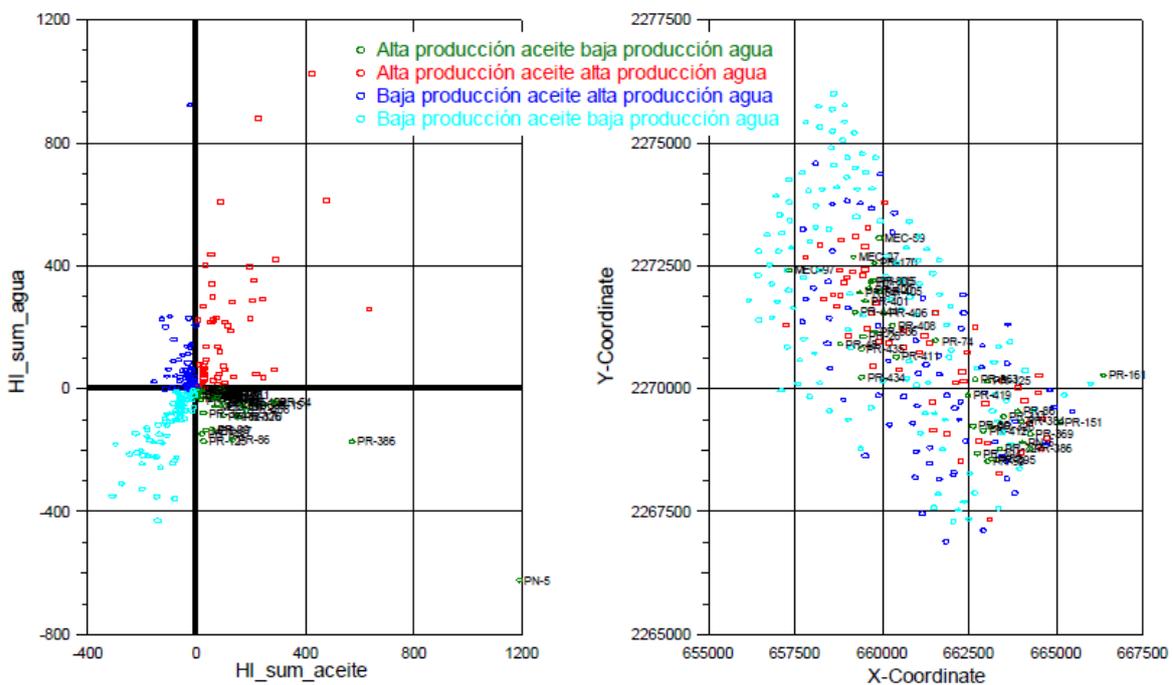


Figura 4. 16 HI Poza Rica bloque I cuerpo "D". (PEP, 2013).

Una vez analizado los datos del índice de heterogeneidad se elaboraron mapas de burbuja con producción actual de líquidos, aceite y agua (Figura 4. 17y Figura 4. 18) para definir los pozos candidatos a estudio, por cada campo.

Utilizando esta información se identificó un banco de 14 pozos candidatos para su análisis, considerando la situación actual en función al resultado del HI, como se muestra en la Tabla 4. 1.

Pozo	Resultado de IH	Pozo	Resultado de IH
Manuel Ávila Camacho 110	Baja producción aceite baja producción agua	Petronac 17	Baja producción aceite alta producción agua
Manuel Ávila Camacho 122	Baja producción aceite baja producción agua	Poza Rica 437	Alta producción aceite alta producción agua
Mecatepec 62	Alta producción aceite alta producción agua	Poza Rica 409	Alta producción aceite alta producción agua
Mecatepec 63	Baja producción aceite alta producción agua	Poza Rica 172	Baja producción aceite alta producción agua
Mecatepec 66	Baja producción aceite alta producción agua	Poza Rica 394	Alta producción aceite baja producción agua
Mecatepec 107	Alta producción aceite alta producción agua	Poza Rica 358	Alta producción aceite alta producción agua
Petronac 1	Baja producción aceite alta producción agua	Poza Rica 397	Alta producción aceite alta producción agua

Tabla 4. 1 Resultado del índice de heterogeneidad HI (PEP, 2013).

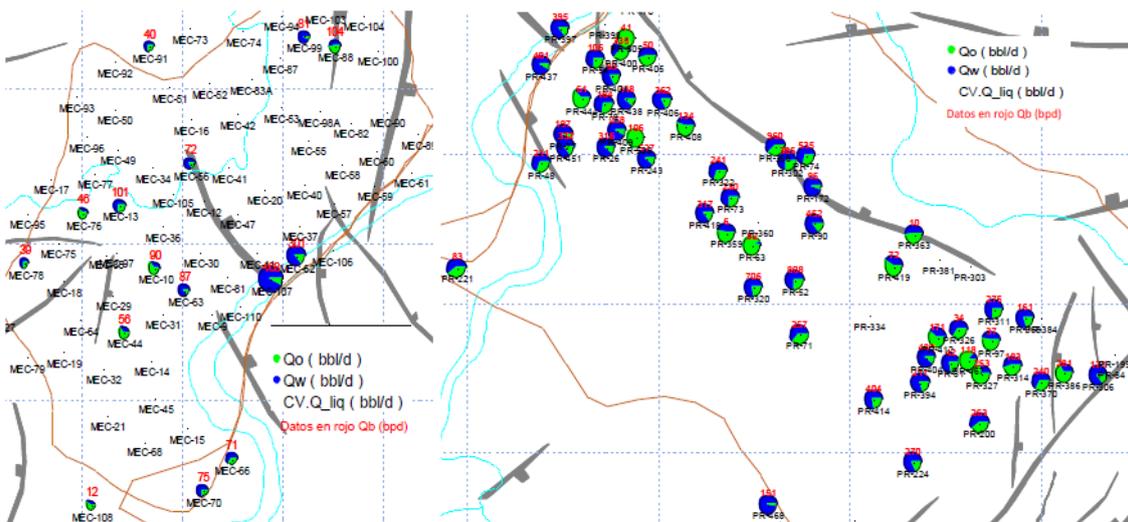


Figura 4. 17 Campo Mecatepec producción de líquidos (PEP, 2013).

Figura 4. 18 Campo Poza Rica producción de líquidos (PEP, 2013).

De los 14 pozos candidatos para su análisis, se tienen pozos con complicaciones mecánicas sobre los intervalos actualmente en explotación, operando con algún SAP, pozos fluentes, pozos horizontales con agujero descubierto, se muestran diagramas tipo a continuación (Figura 4. 19).

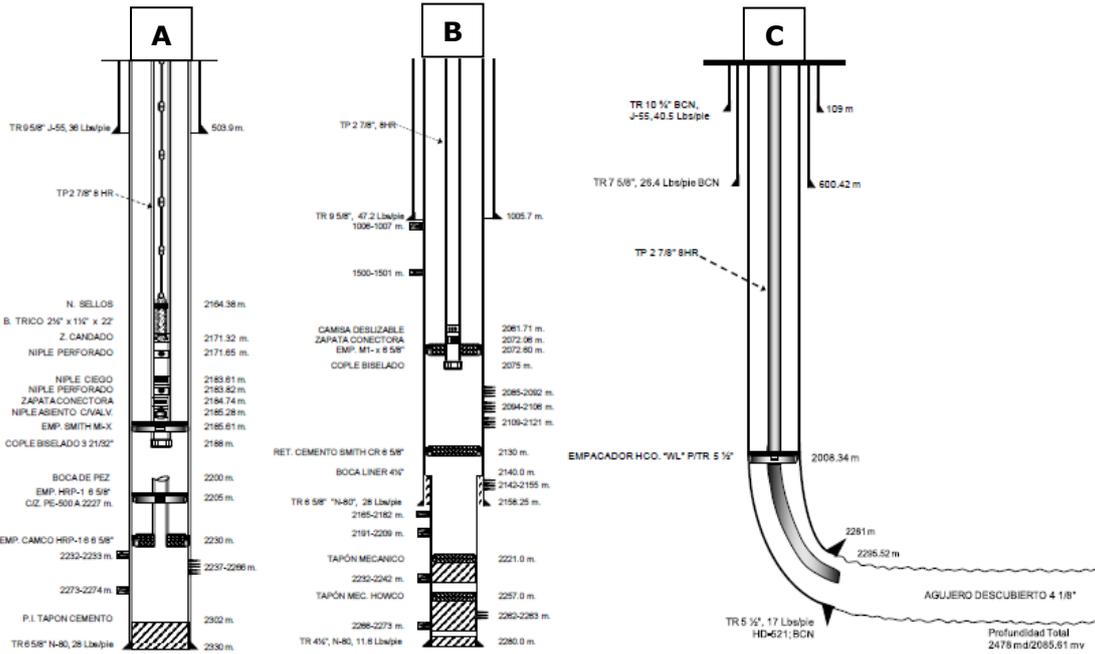


Figura 4. 19 A) Pozo con accidente mecánico y SAP; B) Pozo fluyente vertical; C) Pozo horizontal agujero descubierto. (PEP, 2013).

Se revisó el comportamiento de producción de agua de los 14 pozos a través de Curvas de Chang (Figura 4. 20), curvas de relación agua aceite contra tiempo de producción y contra aceite acumulado para identificar posibles causas del incremento de la producción de agua.

Además se definió una valor de WOR_e, que considera las ganancias que se obtienen del aceite y los costos del manejo del agua en superficie dándonos un indicativo de cuál puede ser una corte de agua máximo que se debería manejar bajo una relación agua-aceite (WOR_e=24) (Figura 4. 21).

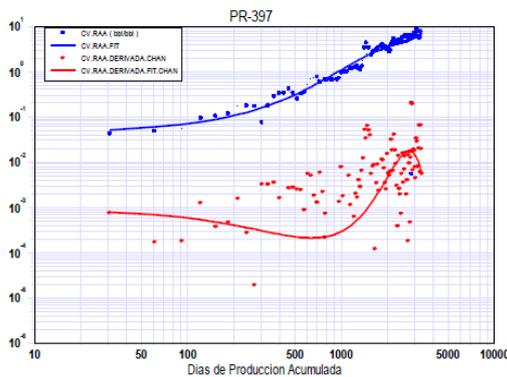


Figura 4. 20 Análisis con curvas de Chang (PEP, 2013).

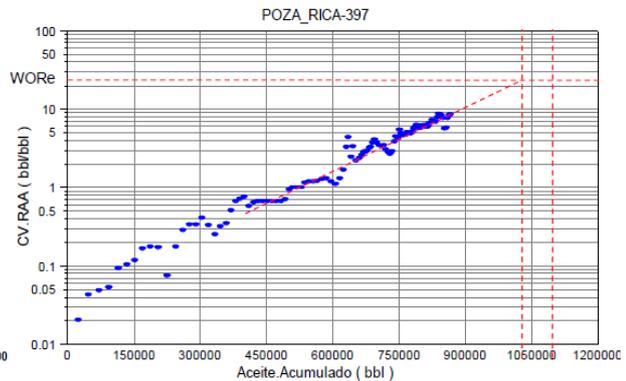


Figura 4. 21 Análisis de WOR_e y aceite acumulado (PEP, 2013).

Este valor puede ser calculado y actualizado continuamente en función de la variación de los parámetros que utiliza, este dato nos puede ayudar a definir conjuntamente con las gráficas de aceite acumulado y relación agua-aceite, si la producción actual de agua de estos pozos está por debajo del límite económico y si bajo las condiciones actuales nos afecta la recuperación de reserva asociada al intervalo, así mismo, el definir si el agua que se está produciendo está ayudando a recuperar aceite de manera rentable.

$$\text{WORe} = \frac{\text{Beneficio del aceite}}{\text{Costo manejo del agua}}$$

$$\text{WORe} = \frac{\text{Precio aceite} - \text{costo levantamiento} - \text{impuestos}}{\text{Costo manejo del agua}}$$

$$\text{WORe} = \frac{100 \frac{\text{dol}}{\text{bbl}} - 26 \frac{\text{dol}}{\text{bbl}} - 60 \frac{\text{dol}}{\text{bbl}}}{0.5 \frac{\text{dol}}{\text{bbl}}}$$

$$\text{WORe} = \frac{14}{0.5} \frac{\text{dol}}{\text{bbl}} = 28$$

Se realiza una conversión para tener este valor de límite máximo de relación agua aceite económica para tener el valor de corte de agua máximo que se puede manejar:

$$\%W = 100 * \left(\frac{\text{WOR}}{\text{WOR} - 1} \right)$$

$$\%W = 100 * \left(\frac{28}{28 - 1} \right)$$

$$\%W = 95.5 \%$$

Se realizaron graficas de análisis de corte de agua y salinidad de muestras que se toman de manera periódica y se analizan en laboratorio para identificar si el agua que se produce es la original del yacimiento o está mezclada por agua de inyección (Figura 4. 23).

Esta información se revisa de manera conjunta con el histórico de producción del pozo (Figura 4. 22), para obtener datos de las condiciones actuales del intervalo definir si optimizamos el intervalo actual o buscamos un nuevo intervalo de explotación.

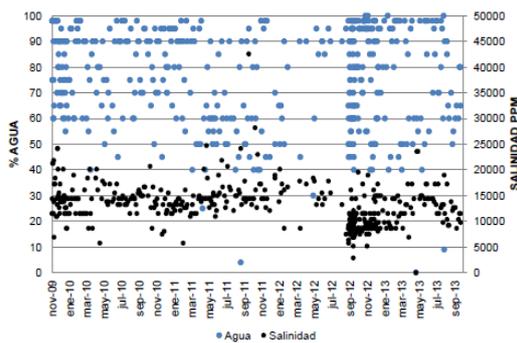


Figura 4. 23 Análisis de muestras de laboratorio (PEP, 2013).

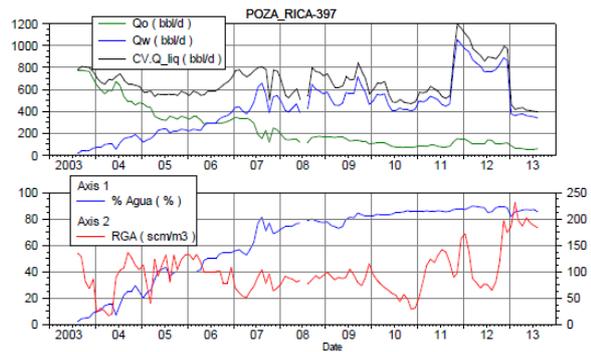


Figura 4. 22 Comportamiento histórico de producción (PEP, 2013).

Integrando la revisión de la información anterior se realizó un análisis de reserva asociada a los intervalos disparados bajo las condiciones actuales de explotación para cada pozo en estudio (Figura 4. 24).

En el caso de estar afectadas por la producción de agua se limitaron las mismas con el WORe, esto permitirá tener un parámetro de comparación de la reserva con las condiciones actuales de explotación y las propuestas en este estudio considerando el efecto de la producción de agua (Figura 4. 25).



Figura 4. 24 Análisis bajo condiciones actuales de explotación (PEP, 2013).

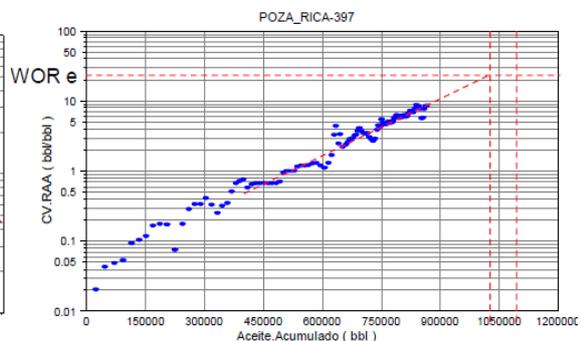


Figura 4. 25 Análisis de reservas limitadas por el WORe (PEP, 2013).

Se realizaron secciones estructurales-estratigráficas entre pozos con sísmica 3D de los pozos en estudio con pozos vecinos que presentan alta producción de aceite y baja producción de agua para definir en qué formación o unidad de flujo están operando y realizar lo posible para igualar esas condiciones de explotación (Figura 4. 26).

Una vez identificadas las zonas de interés se elaboraron las secciones petrofísicas que permitieron identificar cuerpos y/o unidades de flujo con oportunidad de producir hidrocarburo, pendientes de explotar o semi-explotadas (Figura 4. 27).

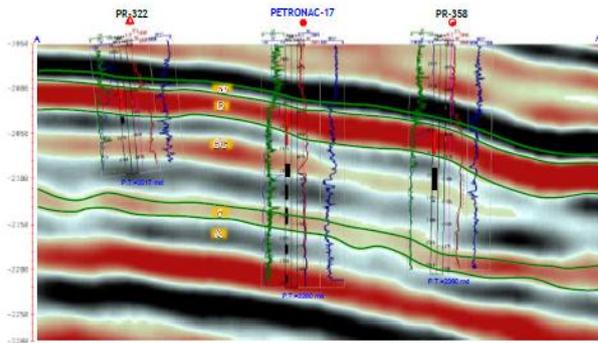


Figura 4. 26 Sección estructural (PEP, 2013).

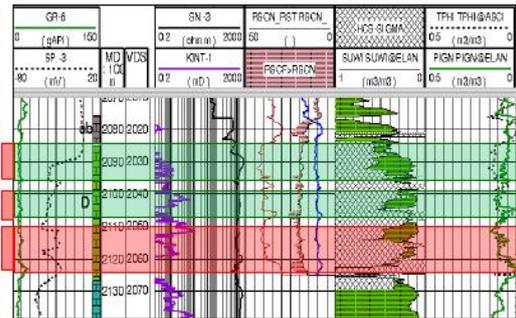


Figura 4. 27 Evaluación petrofísica (PEP, 2013).

De las oportunidades identificadas se realizó la integración de información de yacimiento-pozo-superficie para realizar el análisis nodal con diferentes sensibilidades, considerando el comportamiento de producción de pozos vecinos obteniendo un gasto esperado posterior a la intervención (Figura 4. 28). Una vez obtenido este gasto se calculó la reserva asociada a esta nueva forma de explotación (Figura 4. 29).

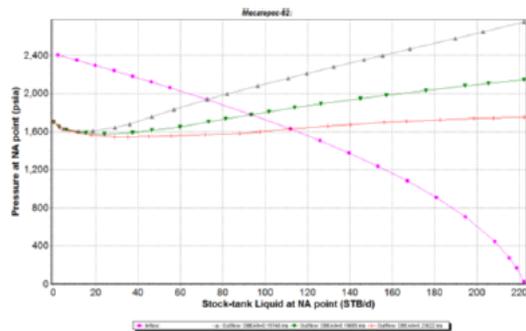


Figura 4. 28 Comportamiento posterior a la intervención (PEP, 2013).

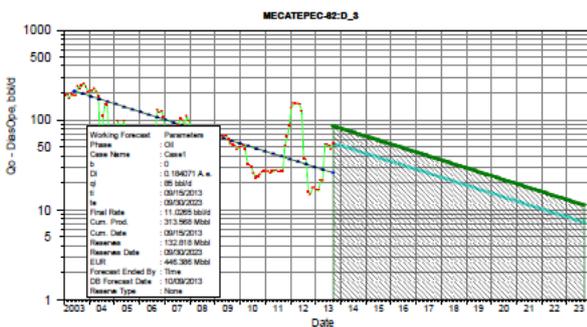


Figura 4. 29 Reservas a las nuevas condiciones de explotación (PEP, 2013).

Se realizó un árbol de decisiones para los pozos con oportunidad de reparación mayor (RMA), para lo cual se utilizaron tres rubros:

- ✓ Para la decisión de condiciones "actuales" se considera la opción de dejar operando el pozo en función de los últimos datos de operación con una probabilidad de 100 %, por tanto se considera un costo de cero.
- ✓ Para la decisión de "RMA" se considera la entrada de un equipo de TRP (Terminación y reparación de pozos) para realizar un cambio de intervalo, por lo cual este ya tiene un costo, se está considerando una probabilidad de 80 % éxito y 20 % de no éxito.
- ✓ Como tercera opción se tiene la decisión de "optimización" se considera para los pozos que operan con bombeo mecánico y fluente, el costo considera: toma de información (cartas dinámométricas, registros de presión de fondo), equipo de medición y cambio en accesorios de unidad superficial para caso de BM y de estrangulador para caso de fluente.

Para los tres rubros en la retribución (considera las inversiones necesarias) se incluyen los costos de extracción (Figura 4. 30), en la figura se observa la ganancia final con cada una de las intervenciones.

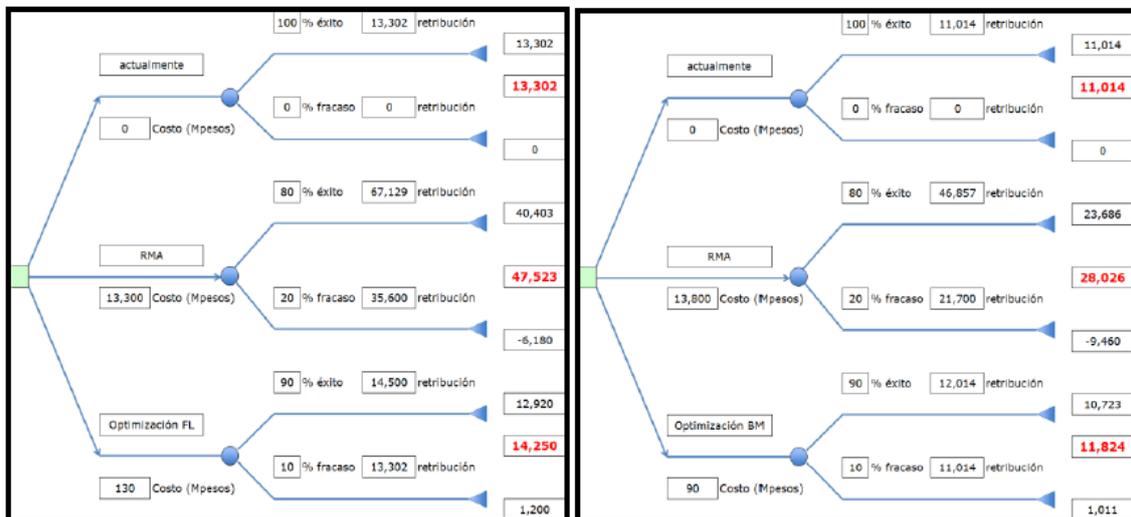


Figura 4. 30 Árbol de decisiones. (PEP, 2013).

Con la información integrada e intervenciones visualizadas, se realizó la evaluación económica para cada pozo con propuesta definida en un periodo de 36 meses (Figura 4. 31).

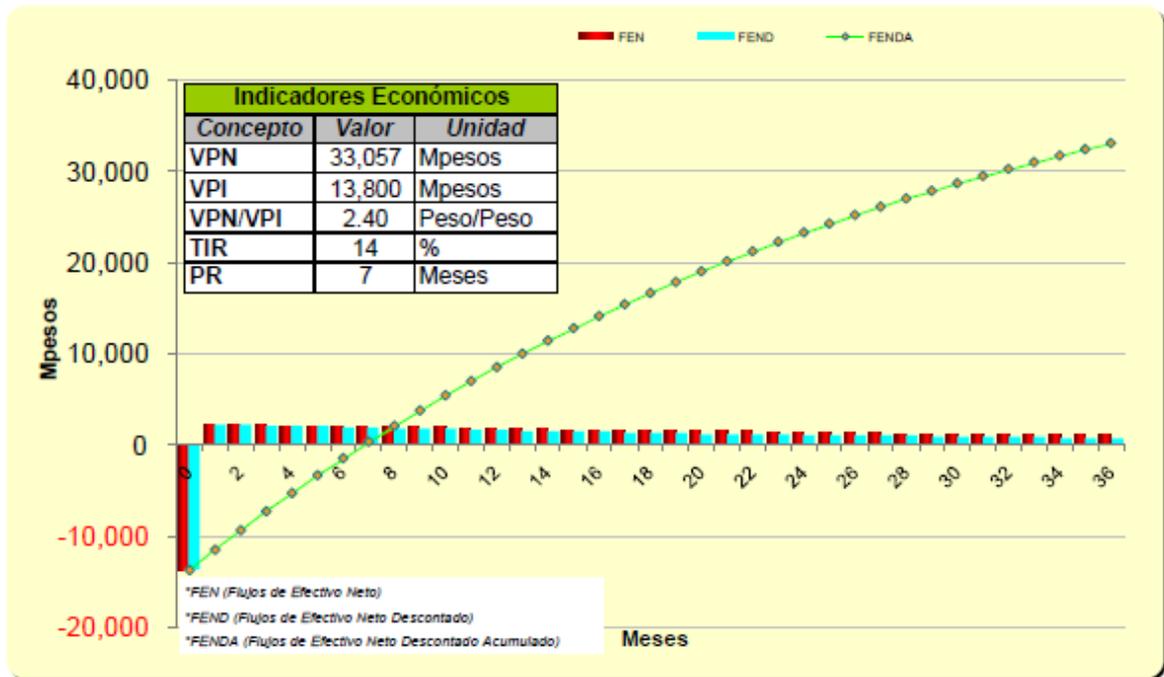


Figura 4. 31 Análisis económico tipo. (PEP, 2013).

4.3.3 Resultados.

De los 14 pozos seleccionados inicialmente se analizó la información que está integrada en la presentación, identificando 2 oportunidades de RMA, 2 pozos que se seguirán monitoreando su comportamiento de producción, 10 pozos para toma de información (2 PLT pozo vertical, 1 PLT pozo horizontal agujero descubierto 5 pozo para optimización de BM, 2 optimizaciones de pozos fluyentes), con esta información se definirán oportunidades de optimización, como se describe en la siguiente tabla resumen: (Tabla 4. 1).

NUM .	POZO ANALIZADO	PROPUESTA	Bajo ultimas condiciones de explotación		Posible condición después de intervención		VPN/VP I	CANDIDATO	OBSERVACIONES
			Qo BPD	RESERVA MBBL	Qo BPD	RESERVA MBBL			
1	MAC 110	TOMA DE INFORMACIÓN	26	42				OPTIMIZACIÓN, CONTROL DE AGUA	Pozo con BM y pez en la parte superior del intervalo productor. Caída Qo, alto %W
2	MAC 122	TOMA DE INFORMACIÓN	35	68				OPTIMIZACIÓN	Pozo con BM, < 30 %W
3	MEC 62	MONITOREAR	55	85	85	132	2.66	OPTIMIZACIÓN, FL/RMA	Un intervalo aislado mecánicamente, pozo FL , 2ª opción RMA.
4	MEC 63	RMA	16	19	81	119	2.40	RMA	Pozo con BM, 2 intervalos abiertos
5	MEC 66	TOMA DE INFORMACIÓN	23	42				OPTIMIZACIÓN FL/CONTROL DE AGUA	Un intervalo aislado mecánicamente, pozo FL. Medir y optimizar estrangulador
6	MEC 107	TOMA DE INFORMACIÓN	38	67				OPTIMIZACIÓN, CONTROL DE AGUA	Pozo con BM, 2 intervalos abiertos
7	PETRONA C 1	TOMA DE INFORMACIÓN	9	13				OPTIMIZACIÓN, CONTROL DE AGUA	Pozo con BM, pez sobre intervalos productores, optimizar operación de SAP BM.
8	PETRONA C 17	TOMA DE INFORMACIÓN	42	67	132	214	4.32	CONTROL DE AGUA/RMA	Fluyente, tres intervalos abiertos, alto porcentaje de agua, tomar PLT para definir intervalos con

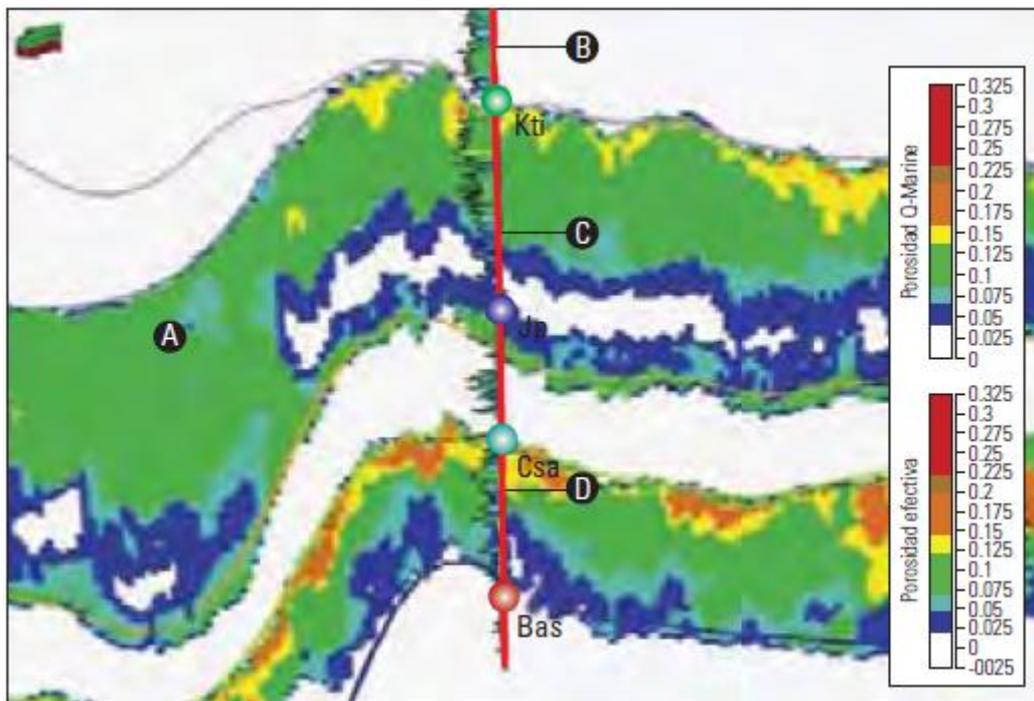
									agua.
9	POZA RICA 437	TOMA DE INFORMACIÓN	33	28				OPTIMIZACIÓN FL/AISLAR ENTRADA DE AGUA	Pozo horizontal, FL, explotándose en agujero descubierto, Pez sonda de PLT.
10	POZA RICA 409	TOMA DE INFORMACIÓN	22	14				AISLAR ENTRADA DE AGUA	Pozo horizontal, FL, explotándose en agujero descubierto, tomar PLT.
11	POZA RICA 172	TOMA DE INFORMACIÓN	6	2				CONTROL DE AGUA	Pozo vertical, FL, TPF. Tomar PLT definir comportamiento o de intervalos abiertos
12	POZA RICA 394	TOMA DE INFORMACIÓN	45	76				OPTIMIZACIÓN/ CONTROL DE AGUA	Pozo horizontal, BM, explotándose en agujero descubierto
13	POZA RICA 358	MONITOREAR	258	652				CONTROL DE AGUA	Pozo vertical, BM, intervalo disparado, operar bajo condiciones actuales y monitorear comportamiento
14	POZA RICA 397	MONITOREAR	71	94				CONTROL DE AGUA	Pozo horizontal, BH, explotándose en agujero descubierto, operar bajo condiciones actuales y monitorear comportamiento

Tabla 4. 2 Tabla de resumen de pozos candidatos. (PEP, 2013).

4.4 Perspectivas futuras.

La información útil para la descripción de yacimientos, proporcionada por los nuevos datos sísmicos de alta frecuencia y alta fidelidad y la metodología de trabajo totalmente integrada, permitió la identificación, clasificación y ubicación óptima de nuevas localizaciones de áreas prospectivas, así como también detectar oportunidades para perforar pozos de relleno en áreas de los campos existentes.

La localización B en el Campo Arenque mencionado previamente, fue seleccionada en función de los resultados del estudio de yacimientos. Se observaron resultados excelentes con un ajuste perfecto entre la porosidad derivada de los datos sísmicos y la porosidad medida en el pozo, particularmente en el yacimiento Kti (Figura 4. 32).



- A** Porosidad derivada de la sísmica en escala de profundidad
- B** Porosidad calculada (ELAN) de registros de pozos
- C** Zona de transición de poroso a duro en el yacimiento Kti, claramente visible en la sísmica
- D** Prueba exitosa en el yacimiento Jsa (2,000 b/d)

Figura 4. 32 Superposición de la porosidad calculada de los registros de pozos (ELAN) sobre la porosidad derivada de la sísmica. (PEP, 2013).

Por otro lado, las pruebas del pozo demostraron que éste produce hidrocarburos del yacimiento Jsa a razón de 2,000 b/d de petróleo, lo que convierte a esta localización en una ubicación excelente para un pozo de delimitación en un campo maduro.

Este estudio produjo otro impacto inmediato sobre el desarrollo, ya que permitió re-entrar en un nuevo pozo de evaluación en el área del Campo Lobina. En este pozo, el yacimiento Jsa resultó ser mucho más delgado (aproximadamente 6 m) que lo interpretado utilizando los datos convencionales. Los nuevos datos permitieron determinar la localización del pozo de reentrada en una acumulación prospectiva mucho más potente (35 m); localización ubicada a más de 1 km de distancia del pozo original.

El trabajo ahora continúa entre los equipos técnicos con el objetivo de evaluar y utilizar estos datos. Sin lugar a dudas, PEMEX se beneficiará con los pozos que se perforen en el futuro gracias a la mayor comprensión y la mejor cuantificación de la calidad de los yacimientos.

Conclusiones.

Los yacimientos petroleros carbonatados son de suma importancia para la explotación de hidrocarburos en México, ya que estos contienen una gran cantidad de reservas.

Es de gran importancia conocer y entender las condiciones petrofísicas de los yacimientos carbonatados para una mejor explotación de los hidrocarburos contenidos en ellos.

Con la ayuda del software OFM se integró información de propiedades petrofísicas para generar mapas de iso-propiedades y con esto realizar combinaciones de variables para el Área Poza Rica.

Para un mejor estudio se debe tener una jerarquización de pozos soportada con variables del yacimiento para su análisis y así realizar el proceso completo para su intervención.

En pozos con accidente mecánico es necesario controlar el agua con la optimización del sistema artificial de explotación o selección de estrangulador óptimo para incrementar la producción de aceite y retrasar la irrupción repentina de agua.

En pozos horizontales del área Poza Rica que se encuentran operando en agujero descubierto, se han identificado algunas unidades de flujo independientes, por lo cual se requiere la toma de información como los registros de producción PLT.

Gran parte de los pozos del área Poza Rica se encuentran en área urbana por lo que es necesario revisar la factibilidad de entrada de quipos TRP para el cambio de las condiciones de explotación.

El análisis de los pozos se debe realizar desde un enfoque integral, considerando el yacimiento, el pozo y condiciones de superficie. Esto permite disminuir la incertidumbre en los resultados de las intervenciones.

Para tener una optimización en la explotación de yacimientos carbonatados es de suma importancia conocer las tecnologías que se pueden implementar como: pozos horizontales y multilaterales, sistemas artificiales, métodos de recuperación secundaria y mejorada.

Se debe elaborar un adecuado diseño de perforación y explotación para cada campo, aplicando la tecnología moderna adecuada para minimizar costos y maximizar los resultados sin sobreexplotar los campos, evitando las declinaciones prematuras.

Se debe estudiar e implementar nuevas tecnologías como lo son los pozos multilaterales y horizontales, lo que permitirá recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos en los yacimientos carbonatados ya que con este tipo de pozos se logra una mejor área de drene y el uso de sistemas artificiales de producción.

Ampliar la perforación de pozos horizontales y multilaterales, pues estas tecnologías tiene la suficiente madurez técnica, tecnológica y de personal humano, para ser una opción rentable en los campos Ku-Maloob-Zaap y Poza Rica. Es necesario tener información geológica-

petrolera detallada de los yacimientos carbonatados para hacer una buena caracterización e implementar las técnicas adecuadas de explotación.

En el área de Poza Rica se está recopilando la información adecuada de los pozos para optimizarlos minimizando costos y maximizar la producción, se tiene un programa de reincorporación de pozos que tienen potencial pero que por falta de información y recursos no se había podido atenderlos.

Glosario.

Aciculares. En forma aguja

Carst. El carst fue primero reconocido y descrito en la plataforma carbonatada dinárica de Yugoslavia, también conocida como la región de carst. El carst se encuentra en todo el mundo.

Diagénesis. La diagénesis implica la alteración física, química o biológica de los sedimentos para convertirse en rocas sedimentarias en condiciones de temperatura y presión relativamente bajas, que pueden modificar la mineralogía y la textura originales de la roca. Los sedimentos carbonatados a menudo comprenden cantidades sustanciales de minerales metaestables tales como la aragonita [CaCO₃], que se disuelve fácilmente y es reemplazada por calcita. Después de la depositación, los sedimentos se compactan a medida que son sepultados debajo de sucesivas capas de sedimentos y son cementados por los minerales que precipitan a partir de la disolución. Los granos de sedimentos, fragmentos de rocas y fósiles pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad normalmente disminuye durante la diagénesis, salvo en casos especiales, tales como la disolución de minerales y ciertos tipos de dolomitización.

Estiolitas. Las estiolitas son superficies entrelazadas serradas, onduladas o dentadas, que se encuentran más comúnmente en rocas carbonatadas y ricas en cuarzo que contienen residuos insolubles concentrados tales como los minerales de arcilla y los óxidos de hierro. Se cree que las estiolitas se forman por disolución bajo presión, un proceso de disolución que reduce el espacio entre los poros bajo presión durante la diagénesis.

Fracturas endógenas. Son aquellos que se originan en el interior de la Tierra debido a las altas temperaturas y presiones que allí se generan, y se pueden clasificar en dos tipos: orogénicos y epirogénicos.

Los procesos orogénicos ocurren cuando las fuerzas que resultan del choque de dos placas tectónicas de la corteza terrestre provocan:

El plegamiento y el ascenso de los materiales acumulados en el borde de las placas (se forman entonces montañas de plegamiento), la fractura en bloques que se desplazan a lo largo de fallas, algunos de los cuales se elevan (montañas de fallamiento) y otros se hundan (depressiones). Esto ocurre cuando los materiales son rígidos.

Fracturas exógenas. Se producen por la acción de los agentes atmosféricos (como el viento, los cambios de temperatura, la lluvia y el hielo) sobre las rocas; es decir, estos procesos comprenden a aquellos que se originan en el exterior de la corteza terrestre. Incluyen cuatro tipos de fenómenos: la meteorización (es decir, la descomposición y la desintegración de las rocas), la erosión (o desgaste de los relieves), el transporte de los materiales erosionados y su acumulación o sedimentación en otras áreas.

Microporos. Los microporos, con diámetros de gargantas de menos de 0.5 micrones, normalmente contienen en su mayor parte agua irreducible y poco hidrocarburo.

Mesoporos. Los mesoporos, con diámetros de gargantas que oscilan entre 0.5 y 5 micrones, pueden contener cantidades significativas de petróleo o gas en los poros, por encima del nivel de agua libre (FWL, por sus siglas en inglés).

Macroporos. Los macroporos, cuyas gargantas miden más de 5 micrones de diámetro, son responsables de las tasas de producción prolíficas que se registran en muchos yacimientos carbonatados, pero a menudo proveen las trayectorias para la incursión prematura de agua, dejando en los mesoporos por encima del nivel de agua libre un volumen considerable de petróleo y gas.

Microporosidad. La microporosidad son los poros cuyas dimensiones son significativamente menores que las que contribuyen a la permeabilidad de la roca.

Sinéresis. En química, es la separación de las fases que componen una suspensión o mezcla. Es la extracción o expulsión de un líquido de un gel

Vacuola. Una vacuola es una cavidad, vacío o poro grande presente en una roca. La porosidad vugular normalmente se observa en rocas con propensión a la disolución, tales como la caliza, en cuyo caso se la clasifica como porosidad secundaria.

Recursos Prospectivos. Los recursos prospectivos son los volúmenes de hidrocarburos en acumulaciones inferidas no descubiertas que se estiman potencialmente recuperables.

Play Petrolero. Un play es un conjunto de yacimientos de hidrocarburos, localizaciones u oportunidades exploratorias con características similares de roca almacén, sello, estilo de entrapamiento y carga de hidrocarburos.

Nomenclatura.

HI= Índice de heterogeneidad.

WOR e= relación agua aceite dentro del límite económico.

VPN/VPI = peso/peso

TRP= Equipo de Terminación y Reparación de Pozos.

PLT= Production Logging Tool

CEO= Coordinación de Enlace Operativo.

OFM= Oil Field Manager.

Bibliografía.

Ahr WM y Hammel BS: "Identification and Mapping of Flow Units in Carbonate Reservoirs: An Example from the Happy Spraberry (Permian) Field, Garza County, Texas, USA," Energy Exploration and Exploitation 17 (1999): 311–334.

Ahr WM: "Carbonate Pore Properties as Indices of Reservoir Quality," Boletín de la AAPG 84, no. 13 (Suplemento, 2000).

Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, Allen D, Herron M, Carnegie A, Dutta D, Olesen J-R, Chourasiya RD, Logan D, Stief D, Netherwood R, Russell SD y Saxena K: "Evaluación de yacimientos carbonatados," Oilfield Review 12, no. 4 (Primavera de 2001): 20–43.

Alfonso-Zwanziger, J., 1976, Geología Regional del Sistema Sedimentario Cupido, III Simposium de Geología de Subsuelo, Reporte interno, PEMEX Exploración y Producción.

Allen D, Flaum C, Ramakrishnan TS, Bedford J, Castelijns K, Fairhurst D, Gubelin G, Heaton N, Minh CC, Norville MA, Seim MR, Pritchard T y Ramamoorthy R: "Tendencias en registros de RMN," Oilfield Review 12, no. 3 (Invierno de 2000): 2–21.

Alvarado RJ, Damgaard A, Hansen P, Raven M, Heidler R, Hoshun R, Kovats J, Morriss C, Rose D y Wendt W: "Registros de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación," Oilfield Review 15, no. 2 (Otoño de 2003): 40–51.

Álvarez de la Borda, J., 2005, Los orígenes de la industria petrolera en México 1900-1925: Petróleos Mexicanos, 308 p.

Archie GE: "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks," Boletín de la AAPG 34, no. 5 (Mayo de 1950): 943–961.

Ayan C, Douglas A y Kuchuk F: "A Revolution in Reservoir Characterization," Middle East Well Evaluation Review no. 16 (1996): 42-55.

Baadaam H, Al-Matroushi S, Young N, Ayan C, Mihcakan M y Kuchuk F: "Estimation of Formation Properties Using Multiprobe Formation Tester in Layered Reservoirs," artículo de la SPE 49141, presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, Septiembre 27-30, 1998.

BAILEY Bill, CRABTREE Mike, TYRIE Jeb, et. al. "Water control. Oilfield Review" 2000, 33-39.

BP Statistical Review 2007.

Caracterización de los yacimientos fracturados 2007 (Schlumberger).

CHAN K.S. "Water control diagnostic plots". SPE, 1995, 2-9.

CHIRA, Pedro. "Gráficos de diagnóstico para la determinación de los mecanismos de producción de agua". Venezuela, Technology Seminars, Halliburton, 8-22.

Clerke EA y Martin PR: "Thomeer Swanson Excel Spread sheet and FAQs and User Comments," presentado y distribuido en el Taller de Petrofísica de los Carbonatos del 45o Simposio de Anual de Adquisición de Registros de Pozos de la SPWLA, Noordwijk, Países Bajos, 6 al 9de junio de 2004.

Cuevas-Leree, J.A., 1984, Análisis de subsidencia e historia térmica en la Cuenca de Sabinas, Noreste de México: Boletín AMGP, v. 34, p. 56-100.

De Pavia L, Heaton N, Ayers D, Freedman R, Harris R, Jorion B, Kovats J, Luong B, Rajan N, Taherian R, Walter K, Willis D, Scheibal J y Garcia S: "A Next-Generation Wireline NMR Logging Tool," artículo de la SPE 84482, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8de octubre de 2003.

Eguiluz de A., S. y Amezcua T., N., 2003, Coalbed methane resources of the Sabinas Basin, Coahuila, Mexico, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 395-402.

Eguiluz de A., S., 2001, Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern México, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p. 241-270.

ELPHICK, Jon. "*Water Management- Reservoir Diagnosis*". Next, Schlumberger, 2012. 4-12.

ELPHICK, Jon. "*Water Management-Producer problem types*". Next, Schlumberger, 2011. 2-14.

Embry AF y Klovan JE: "A Late Devonian Reef Tracton Northeastern Nanks Island, N,W,T, Boletín de Geología del Petróleo Canadiense 19, no. 4 (Diciembre de 1971): 730-781.

Feazel CT, Byrnes AP, Honefenger JW, Leibrecht RJ, Loucks RG, McCants S y Saller AH: "Carbonate Reservoir Characterization and Simulation: From Facies to Flow Units: Report from the March 2004 Hedberg Research Symposium," Boletín de la AAPG 88, no. 11 (Noviembre de 2004): 1467-1470.

Freedman R y Heaton N: "Fluid Characterization Using Nuclear Magnetic Resonance Logging," Petrophysics 45, no. 3 (Mayo a junio de 2004): 241-250.

Gentzis, T., Murray, K., Klinger, R. y Santillán, M., 2006, Horizontal degasification and characterization of coals in the Sabinas Subbasin, Mexico: implications for CBM production: Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 54, p. 221-237.

González-García., R. y Holguín-Quiñones, N., 1992, Las rocas generadoras de México: Boletín AMGP, v. 42, No. 1, p. 16-30.

Guzmán, A. E., 1999, Estado de la exploración petrolera en México: Boletín AMGP, v. 48, No. 1.2, p. 16-42.

Ham WE (de): Clasificación de los carbonatos, Asociación Norteamericana de Geólogos del Petróleo, Memoria 1. Tulsa, Oklahoma, EUA: AAPG, 1962.

Hassall JK, Ferraris P, Al-Raisi M, Hurley NF, Boyd A y Allen DF: "Comparison of Permeability Predictors from NMR, Formation Image and Other Logs in a Carbonate Reservoir," artículo de la SPE 88683, presentado en la Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 10 al 13 de octubre de 2004.

José Bernardo Martell Andrade Ingeniero Geólogo. Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM. México, D. F. a 3 de abril de 2008.

Kuchuk F: "Interval Pressure Transient Testing with MDT Packer-Probe Module in Horizontal Wells," artículo de la SPE 39523, presentado en la Conferencia y Exposición de Petróleo y Gas de la India de la SPE, Nueva Delhi, India, Febrero 17-19, 1998.

Kuchuk FJ, Haldord F, Hafez H y Zeybeck M: "The Use of Vertical Interference Testing to Improve Reservoir Characterization," artículo de la ADIPEC 0903, presentado en la Nonagésima Exposición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, EAU, Octubre 15-18, 2000.

Kupez JA, Gluyas J y Bloch S: "Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates: An Overview," en Kupez JA, Gluyas J y Bloch S (eds): Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates. Tulsa: AAPG (1997): vii-xxiv.

La porosidad de las rocas carbonatadas (Abr. 2006) Fco. Javier Alonso Rodríguez. Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica). Universidad de Oviedo.

Las Reservas de Hidrocarburos de México 2012, Pemex Exploración y Producción, p. 33-44.

Lenn C, Kuchuk FJ, Rounce J y Hook P: "Horizontal Well Performance Evaluation and Fluid Entry Mechanisms," artículo de la SPE 49089, presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, Septiembre 27-30, 1998.

Lucia FJ: "Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization," Boletín de la AAPG 79, no. 9 (Septiembre de 1995): 1275-1300.

Lucia FJ: Carbonate Reservoir Characterization, Nueva York, Nueva York, EUA: Primavera de 1999.

Lucia J: "Integración de la información petrofísica y geológica: una tarea para los petrofísicos," Oilfield Review 12, no. 4 (Primavera de 2001).

Magoon, Leslie B., and E. A. Beaumont, 1999, in Exploring for Oil and Gas Traps, Edward A. Beaumont and Norman H. Foster, eds., Treatise of Petroleum Geology, Chapter 3, "Petroleum Systems," Handbook of Petroleum Geology, p. 3-1, 3-34.

Marzouk I, Takezaki H y Suzuki M: "New Classification of Carbonate Rocks for Reservoir Characterization," artículo de la SPE 49475, presentado en la 8a Exhibición y Conferencia

Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 11 al 14 de octubre de 1998.

Montaron, B.: "Increasing Oil Recovery Factors: A Technical Challenge Key to Future World Energy Supply," Conferencia de la AFTP, París, octubre de 2005.

Pola-S., A. O., Chávez-C., J. L., Cruz-M., B. F. C., Franco-S., V. M., Rocha-N., A. M., Cruz-M., D.E., 2007, Proyecto Regional Sabinas, Estudio de los plays J. La Casita, K. Padilla, K. La Virgen, K. La Peña y K. Glen Rose, Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción, AIB.

Ramakrishnan TS, Ramamoorthy R, Fordham E, Schwartz L, Herron M, Saito N y Rabaute A: "A Model-Based Interpretation Methodology for Evaluating Carbonate Reservoirs," artículo de la SPE 71704, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.

Ramos León, Blas Gabriel. Caracas, Mayo de 2003. Estudio de la mojabilidad y ángulo de contacto en sistemas crudo/sólido/fluido.

Rodríguez-A., L. I., Alvarado-C. A., J., Marino-C., A., González-G. A. V. y Nava-C., A., 2007, Estudio de Identificación y Evaluación de los Sistemas Petroleros: Sistemas Petroleros Sabinas Burgos Perdido, Informe Interno, PEMEX Exploración y Producción.

Román R., J. R. y Holguín Q., N., 2001, Subsistemas generadores de la región norte de México: Boletín AMGP, v. 49, No. 1-2, p. 68-84.

Schlumberger Market Analysis 2007

Schlumberger. "*Diplomado de productividad de pozos*". Villahermosa, Tabasco, México. 2012-2013, 640 horas. Nota complementaria: se estructura en 12 módulos: Geología y geofísica. Petrofísica. Yacimientos. Presentación de la metodología para la gestión de la información e introducción a OFM. Revisión general de yacimientos e identificación de reservas y áreas potenciales. Revisión de pozos, historias de producción e intervenciones. Identificación de pozos candidatos. Recomendaciones para la intervención de los pozos. Sistemas artificiales e producción. Integración del sistema yacimientos-pozo-instalaciones superficiales y análisis de riesgo.

Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: "Carbonate Classification: Rocks and Sediments," en Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis. Memoria de la Asociación Americana de Geólogos en Petróleo 77. Tulsa: AAPG (2003): 283–302.

SOOKRAM. "*Registros de producción: interpretación básica*". Schlumberger, 14-21.

Swanson BF: "Microporosity in Reservoir Rocks: Its Measurement and Influence on Electrical Resistivity," The Log Analyst 26, no. 6 (Noviembre a diciembre de 1985): 42–52.

Thomeer JHM: "Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters," Journal of Petroleum Technology 35, no. 4 (Abril de 1983): 809–814.

Thomeer JHM: "Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve", *Actas de Petróleo del AIME* (1959): 354–358.

Wardlaw NC y Taylor RP: "Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capillary Behaviour in Reservoir Rocks," *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 24, no. 2 (Junio de 1976):225–262.

Xu C, Russell D, Gournay J y Richter P: "Porosity Partitioning and Permeability Quantification in Vuggy Carbonates Using Wireline Logs, Permian Basin, West Texas," artículo presentado en el 46o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005.

Zea-M., L. A., Téllez-A., M. H., Pineda-J., L. y Espiricueto-I. A., 1994, Identificación y evaluación de plays, Prospecto Play La Casita, Informe interno, PEMEX Exploración y Producción.