



# *UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO*

---

---

## *FACULTAD DE INGENIERÍA*

### *Yacimientos Petroleros en Turbiditas con Ejemplos Representativos*

## *T E S I S*

*QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO*

*PRESENTAN:*

*INDIRA ROJAS BARRERA*

*CUAUHTEMOC ULISES ROJAS BARRERA*



*DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL*

*CIUDAD UNIVERSITARIA  
Septiembre 2012*



## **AGRADECIMIENTOS.**

*Agradezco a Dios y a la vida por permitirme llegar a este momento, en el que logro concluir mi carrera, un sueño por el que luche, el momento mas anhelado en mi vida ha llegado.*

*Gracias a mi Familia, que fue la base para lograr la culminación de este sueño, éste logro es gracias a ustedes, por ustedes y que con mucho cariño comparto con ustedes. Nunca dejaré de agradecerles todo el apoyo y la confianza que se depositó en mí.*

*A mis padres, **María del Pilar y Rodolfo** con quienes estaré eternamente agradecida por la oportunidad de vida que me dieron, por ser el motivo de inspiración y de superación profesional todos los días de mi vida. A mis Hermanos **Saadia Nasheby, Cuauhtémoc Ulises y Frida Alitzel (Rojas Barrera)**, agradezco la confianza depositada en mí, el apoyo que me brindaron en esta gran aventura, porque ustedes siempre creyeron que podía lograrlo y me alentaron a que éste sueño se hiciera realidad, ustedes son lo más valioso en mi vida, ¡Los AMO Familia!.*

***María del Pilar Barrera González:** Agradezco tu ejemplo de superación, constancia, esfuerzo y dedicación que nos muestras cada día, por darme el coraje necesario para concluir este sueño, por que siempre me alentaste a lograr este objetivo que me propuse hace algunos años, porque siempre creíste en mí y sabías que podía lograrlo. Gracias por ser la persona, la madre y la profesionista que siempre vio por mí. Este pequeño logro que he conseguido también es tuyo. ¡Gracias Mamá por toda tu entrega con tus hijos! Mi Luvia hermosa TE AMO y TE ADMIRO.*

***Rodolfo Rojas Bonola:** Gracias por el ejemplo de superación profesional que siempre nos has mostrado, por el cariño, la preocupación y la responsabilidad que siempre has mostrado por tus hijos, también agradezco el apoyo económico de todos estos años porque nunca me ha faltado nada y aunque muchas veces no lo demuestre Te Quiero Papá.*

***Saadia y Frida:** Ahora sé que nada es imposible, en tanto nos esforcemos para lograr nuestros objetivos así será, con Orgullo les digo que "Si se puede", tanto como lo quieran, se esfuercen y luchen por alcanzar ese sueño, ¡lo pueden lograr!, ahora faltan ustedes y sería un enorme orgullo que llegue éste mismo logro para ustedes, porque se siente una satisfacción enorme concluir esta etapa a pesar de los obstáculos que se presentan en el camino, ¡Las Quiero Mucho!*

***Cuauhtémoc:** Mi hermano, mi confidente, mi compañero y mi futuro colega. Agradezco infinitamente todo el apoyo y la paciencia que me brindaste durante la carrera, por todas esas noches de desvelo que compartimos haciendo tareas, series y estudiando para los exámenes, por todas esas veces que estuviste explicándome las cosas de la mejor manera en que yo pudiera entenderlas, por ser mi maestro personal, por todas las veces que me tuviste que despertar para ir a la escuela. Mucho de éste logro te lo debo a ti, **Gracias Cuau** por alentarme día con día a seguir adelante y no dejarme rendir, ¡Te Quiero Mucho!*

*Juan Carlos Rodríguez (†) Agradezco a Dios porque te puso en nuestro camino aquel 9-Abril-99. Te llevo con mucho cariño en mi corazón y te agradezco infinitamente donde quiera que estés. Todos los logros que alcance en la vida te los dedico a ti*

*A la **Familia Rojas Bonola**: Agradezco a mi abuelita Carmen Bonola (Por su cariño), a mis ti@s (Eva, Toñito, Elisa, Jorge y Maru) y a mis prim@s con quienes he compartido tantas aventuras, por tantos momentos agradables e inolvidables y por los lugares que hemos recorrido juntos (Leonardo, Cristopher, Oswaldo, Edgar, Paola, Bruno, Kevin y Jorge).*

*A la **Familia Barrera González**: Agradezco a mi abuelita Carmen González(†) (Por su cariño, por sus enseñanzas y consejos que me han ayudado a ser mejor persona en la vida), a mi abuelito Félix (quien ha sido motivo de inspiración de superación, por sus logros), a mis ti@s (Julieta, Lourdes, Joaquín, Bernabé, Beto) en especial a mi tía Hortencia (Gracias Nanis por todos tus consejos, por haberme escuchado cuando lo necesite, por tu cariño y el tiempo que compartimos juntas), Alejandro Hernández (Gracias Max por estar disponible cuando Cuau y yo necesitábamos de tu ayuda) y a mis prim@s (Cesar, Yair, Jonas y Sacnité) con quienes compartí momentos agradables.*

*Agradezco a todos aquellos que me conocen, con quienes recorrí este camino y con quienes compartí algún momento especial en nuestra querida **UNAM: CCH-Oriente y Facultad de Ingeniería**. Gracias a todos por ser parte de mi enseñanza y aprendizaje.*

*A mis **amigos y compañeros** con quienes compartí tantas experiencias dentro y fuera de la UNAM: Alejandro Alfaro Mata, Gabriel Guerrero Ávila, Erika Ávila Mérida, Karen García Pérez, Alejandro Aguirre, Mario Zamora Ramírez, Antonio Contreras Arteaga, Eduardo Ramírez Núñez, Gerardo Calderón, Alma J. Silva, Ramón Bata A., Roberto Hidalgo García, Alejandro Espinoza, Ricardo García, José Torres Garduño, Cristian Valadez Dueñas, Martín Sánchez Lira, Daniel Marure Valdez, Edison López y Hernández del Ángel Everardo (Eve Gracias por tu aportación realizada a este trabajo).*

***Gabriel Guerrero Ávila**: Gracias por estos casi 15 años de amistad y cariño incondicional, por los momentos que hemos compartido juntos llenos de alegría y tristeza, porque en todos estos años tú has estado presente en mis derrotas pero también en mis triunfos. Agradezco a la vida que te haya puesto en mi camino aquel 2-October. Sé que siempre puedo contar contigo y nunca olvides que ocupas un lugar importante en mi vida, ¡Siempre juntos! sin importar los obstáculos que nos presente la vida, ¡Te Quiero Mucho Gaby!*

***Mario Zamora Ramírez**: Gracias por todas las noches de desvelo que compartimos juntos, por creer en mi y hacerme ver que era capaz de lograrlo, por tu apoyo incondicional, por la paciencia que me tuviste y por tu enseñanza en el anexo de ingeniería, por ser mi maestro personal al igual que Cuau, por estar ahí cuando te necesito, por tener siempre un consejo atinado para mi, por ser mi mejor amigo, mi cómplice, por todos estos años de una bonita y valiosa amistad en la que hemos compartido infinidad de momentos juntos, ocupas un lugar importante en mi corazón, ¡Te Quiero Mucho Mario!*

## **AGRADECIMIENTO ESPECIAL.**

*A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.*

*(Mi Alma Mater): Desde el CCH-Oriente me sentí muy Orgullosa por pertenecer a la máxima casa de estudios. Porque en tus aulas recibí mi formación académica estaré eternamente agradecida y siempre me sentiré Orgullosa por ser Egresada de la UNAM.*

*Agradezco a la **Facultad de Ingeniería**, en donde decidí el rumbo que quería tomar en la vida, en donde pase el mayor tiempo los últimos años de mi vida (mi segunda casa) y en donde por fin, después de un largo camino recorrido concluyo la etapa más importante de mi vida, **Gracias FI-UNAM**, porque podré realizar el sueño que tanto he anhelado, ser "Ingeniera Petrolera".*

*Agradezco a todos los profesores que sienten la vocación de enseñanza y que marcaron mi vida de alguna manera. Por sus enseñanzas y experiencias compartidas de todos los profesores que tuve en el anexo de ingeniería y en la carrera de Ingeniería Petrolera. Gracias a todos ellos recibí la formación académica con la que me enfrentaré a la vida como profesionista. Agradezco sus enseñanzas a los Ingenieros Agustín Velasco Esquivel, José Luis Hernández, Alejandro Cortes Cortes y al Dr. Rafael Rodríguez Nieto.*

*Agradezco al **Ingeniero Javier Arellano Gil** por aceptar ser nuestro director de Tesis, por su paciencia, por sus consejos, por la aportación y las observaciones realizadas a este trabajo de Tesis, con el cual concluyo junto con mi hermano la etapa más importante de nuestras vidas.*

*Mi mas sincero agradecimiento a mis sinodales, por haber aceptado la revisión de este trabajo de Tesis, por su tiempo, por su dedicación, por sus aportaciones y observaciones realizadas para la mejora de éste trabajo, **Gracias Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Ulises Neri Flores, Ing. Agustín Velasco Esquivel y al M en C Noé Santillan Piña.***

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

**\* INDIRA ROJAS BARRERA\***

## ***Agradecimientos***

### ***A mis padres y hermanas***

*Porque ustedes son el principal motivo por el cuál yo he salido adelante aún en los momentos más difíciles. Hoy se muy bien que no existe papel ni tinta en este mundo que me alcance para terminar de agradecerles por todo su esfuerzo, su dedicación, sus enseñanzas, su apoyo, sus cuidados y el gran amor que me han brindado. Gracias por ser tan buenos conmigo y por seguirme aguantando después de tantos años. Gracias por brindarme el apoyo moral y económico que me ha permitido llegar a la culminación de ésta Licenciatura. Ustedes cinco son el mejor regalo y mayor tesoro que la vida me ha podido dar. Por todo lo que ha sido, es y será; infinitas gracias. Los amo.*

### ***Ma. del Pilar Barrera González***

*Mami hermosa, gracias por estar siempre al pendiente de mí, gracias por todos los regaños, gracias por tu paciencia, gracias por tus cuidados, gracias por las lecciones de vida, gracias por tus consejos, gracias por enseñarme que se puede lograr cualquier cosa que uno se proponga, gracias por ser como eres y sobre todo, gracias por confiar en mí. Eres mi más grande inspiración. Siempre serás mi “Luvia”*

### ***Lorenzo Rodolfo Rojas Bonola***

*Papá, gracias por todo tu cariño, gracias por todo tu apoyo, gracias por tus regaños, gracias por enseñarme a ser responsable, gracias por cuidarme en los momentos de enfermedad, gracias por los viajes, gracias por confiar en mí y sobre todo, gracias por enseñarme que no importa el lugar de donde venimos sino hasta donde queremos llegar. Sé que puedo seguir contando contigo en todo momento. Te admiro mucho.*

### ***Saadia Nashely Rojas Barrera***

*Más que una hermana, eres mi amiga, eres mi confidente, eres mi maestra y a la vez eres mi alumna. Gracias por todos tus consejos, gracias por los regaños, gracias por tus cuidados, gracias por los cumpleaños que me has organizado, gracias por confiar en mí y sobre todo, gracias porque tú me ayudaste a elegir esta carrera que hoy doy por terminada. Confío completamente en ti y sé que lograras lo que sea que te propongas. Siempre serás mi “bebe”.*

### ***Frida Alitzel Rojas Barrera***

*Más que una hermana, eres mi amiga, eres mi alumna y eres como mi hija. Gracias por tu cariño, gracias por tus cuidados intensivos, gracias por confiar y creer en mí, gracias porque a pesar de tu juventud también me das lecciones, gracias por ser tan buena estudiante. Estoy muy orgulloso de ti y me haces feliz porque siento que de algo bueno han servido mis cuidados. Siempre serás mi “Vini”.*

### ***Indira Rojas Barrera***

*Más que una hermana, eres mi amiga, eres mi compañera y eres mi colega. Gracias por los momentos que hemos compartido en la Facultad todos estos años de carrera, gracias por tus consejos, gracias por la confianza, gracias por tu invaluable apoyo y por tu enorme esfuerzo porque sin él, la culminación de este trabajo no hubiera sido posible. Me siento orgulloso por tus logros. Siempre serás mi “Nila”*

### ***A mis primos Rojas***

*Leo, Cris, Owa, Bruno, Kevin, Omar, Edgar, Jorgito y Darinka. Porque con ustedes he compartido grandes momentos y sé que puedo confiar en ustedes cuando más lo necesite. A mis demás primos con los que por alguna u otra razón no he podido compartir demasiadas cosas, pero que sin duda han influenciado de cierta forma en mi vida.*

### ***A la familia Rojas Bonola***

*A mis abuelos Carmen y Perfecto†. A mis tíos y tías, en especial a Eva, Elisa, Toñito, Maru y Jorge, porque ustedes me han apoyado en muchos momentos y con ustedes he compartido más momentos de alegría.*

### ***A mis primos Barrera***

*Yair, Cesar, Yazmín, Jonas, Sacni. Porque con ustedes he tenido la posibilidad de convivir más y pasar buenos momentos. A mis otros primos con los que de una u otra forma también he convivido.*

### ***A la familia Barrera González***

*A mis abuelos Carmen† y Félix. Por sus regaños, consejos y apoyo. A mis tíos y tías, en especial a Nanis, Bernabe, Beto, Julieta, Chela y Max, porque de alguna forma me han apoyado y con ustedes he convivido durante más tiempo.*

### ***A mis Amigos del CCH Oriente***

*Alejandro Leaf†, Alexis Godínez, Oscar Aguilar, Alejandro Cocoltzi, Jaime Gutiérrez, Ulises Ortiz, Iván López y Rogelio Santa Cruz, gracias por aquellos grandes momentos que pasamos en la escuela (estudiando, jugando en las canchas y en el billar), por las fiestas y porque sé que en ustedes siempre se puede confiar. Natalia, gracias por tu amistad incondicional, por tu cariño y por seguir aguantándome. Gloria Valdez, gracias por todos los buenos momentos que hemos pasado y gracias por ser mi amiga.*

### ***A mis Amigos de la Facultad***

*Francisco Guzmán, Hernán Quiroz, Víctor Sánchez, Marypaz Bocanegra, Luis Arcos, Lizeth González, Michelle Octavio, Irving S. Lira, Mario Zamora y Everardo Hernández. Gracias porque desde el primer semestre compartimos buenos momentos, estrés académico y alguna que otra fiesta. Gracias también a todos los compañeros de la carrera que me conocen, con los que he compartido algunos momentos agradables y de los que también he aprendido muchas cosas valiosas.*

### *A mis profesores de la Carrera*

*Porque de todos he aprendido muchas cosas que seguramente necesitare en mi vida profesional, en especial agradezco a la Ing. Alejandra Vargas Espinosa de los Monteros, Ing. Verónica Hilda García Casanova, M.en E. Rosalba Rodríguez Chávez, Ing. Gabriela Camacho Villaseñor y al Dr. Rafael Rodríguez Nieto, porque cada uno de ustedes me dio una razón más para seguir adelante en el momento que más lo necesitaba.*

### *Al Ing. Javier Arellano Gil*

*Gracias por convertirse en nuestro director de tesis, gracias por todo su tiempo, gracias por las llamadas de atención, gracias por sus observaciones, gracias por las sugerencias y gracias por la paciencia que nos tuvo para la culminación de este trabajo. Un verdadero ejemplo a seguir como profesionista y como persona. Infinitas gracias.*

### *A mis Sinodales*

*Ing. Manuel Juan Villamar Vigueras, Ing. Ulises Neri Flores, Ing. José Agustín Velasco Esquivel y M. en C. Noé Santillán Piña. Gracias por el tiempo que se tomaron para realizar las observaciones necesarias para la finalización de este trabajo, gracias por las sugerencias, gracias por los consejos y sobre todo, gracias por aceptar ser parte de nuestro jurado en una etapa tan importante para nosotros.*

### *A la Universidad Nacional Autónoma de México*

*Mi Alma Mater, gracias por haberme abierto las puertas del conocimiento desde el nivel medio superior en el CCH Oriente, porque en sus aulas pude enriquecer mis conocimientos, valores y porque en ellas también conocí a muchos de mis mejores amigos. Gracias por permitirme ingresar a la carrera de Ingeniería Petrolera en la gloriosa **Facultad de Ingeniería**, en donde adquirí valiosos conocimientos técnicos, éticos y morales, en donde también tuve la fortuna de conocer personas muy valiosas (amigos, amigas, compañeros, compañeras y colegas) y en donde tuve la oportunidad de desarrollar muchas habilidades que me servirán para el desarrollo como profesionista. Gracias por haberte convertido en mi segundo hogar durante muchos años. Siempre estaré en deuda contigo querida UNAM. En mi corazón llevare tatuados tus escudos y tus colores. Orgullo Azul y Oro.*

*“Recuerda tu pasado, sueña tu futuro, pero vive tu presente”*

*Cuauhtémoc Ulises Rojas Barrera*



<b>RESUMEN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....</b>	<b>3</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.2. OBJETIVOS .....	6
1.3. METAS .....	6
1.4. MÉTODO DE TRABAJO. ....	6
1.5. JUSTIFICACIÓN .....	6
1.5.1. <i>De la complejidad del ambiente de depósito.</i> .....	7
1.5.2. <i>De su importancia en el escenario energético mundial.</i> .....	8
1.5.3. <i>De la necesidad de fortalecer los modelos de caracterización estática y dinámica en las cuencas con yacimientos en turbiditas a nivel nacional.</i> .....	9
1.6. IMPORTANCIA ECONÓMICA .....	11
1.6.1. <i>Identificación de los principales cuerpos arenosos como clave para el éxito económico en la explotación de estos yacimientos.</i> .....	11
1.6.2. <i>Técnicas para el análisis de reservas.</i> .....	12
1.6.3. <i>La actividad exploratoria como generadora de valor.</i> .....	13
1.6.4. <i>Reservas descubiertas y por descubrir en yacimientos de turbiditas alrededor del mundo.</i> .....	14
1.6.5. <i>Importancia del Proyecto ATG para incrementar o mantener la plataforma de Producción Nacional.</i> .....	16
1.7. TRABAJOS ANTECEDENTES.....	17
1.7.1. <i>Estudios pioneros en los sistemas turbidíticos.</i> .....	17
1.7.2. <i>El “Boom” de los yacimientos turbidíticos a nivel mundial.</i> .....	22
1.7.3. <i>Estado del Arte en las Cuencas Nacionales.</i> .....	22
1.7.4. <i>Estudios de los sistemas de turbiditas en el siglo XXI.</i> .....	26
<b>CAPÍTULO 2. SECUENCIAS TURBIDÍTICAS.....</b>	<b>28</b>
2.1. TURBIDITAS.....	28
2.2. CORRIENTES TURBIDÍTICAS.....	28
2.3. AMBIENTES SEDIMENTARIOS. ....	30
2.3.1. <i>Ambientes Sedimentarios Marinos.</i> .....	32
2.3.1.1. <i>Plataforma carbonatada y clástica.</i> .....	34
2.3.1.2. <i>Talud continental.</i> .....	35
2.3.1.3. <i>Ambiente de cuenca.</i> .....	37
2.4. GEOMETRÍA DE LOS DEPÓSITOS.....	38
2.5. FACIES. ....	42
2.6. DIAGÉNESIS.....	46
2.6.1. <i>Etapas Diagenéticas.</i> .....	47
2.6.2. <i>Procesos diagenéticos.</i> .....	47
2.6.2.1. <i>Procesos diagenéticos en sedimentos clásticos.</i> .....	48
2.7. MODELOS DE SECUENCIAS TURBIDÍTICAS. ....	50
<b>CAPÍTULO 3. EJEMPLOS DE MÉXICO. ....</b>	<b>54</b>
3.1. CUENCA DE CHICONTEPEC. ....	56
3.1.1. <i>Marco Geológico.</i> .....	56
3.1.2. <i>Antecedentes Históricos.</i> .....	60

3.1.3. Estudios Geológicos.....	63
3.1.4. División de la Cuenca de Chicontepec.....	64
3.1.5. Proyecto Agua Fría – Coapechaca.....	65
3.1.5.1. Localización.....	65
3.1.5.2. Antecedentes.....	66
3.1.5.3. Características Geológicas.....	70
3.1.5.4. Sistema Petrolero.....	70
3.1.5.5. Características de los Yacimientos.....	72
3.1.5.6. Reservas.....	73
3.2. CUENCA DE VERACRUZ.....	74
3.2.1. Marco Geológico.....	75
3.2.2. Antecedentes Historicos.....	79
3.2.3. Campo Cauchy.....	81
3.2.3.1. Localización.....	81
3.2.3.2. Antecedentes.....	81
3.2.3.3. Características Geológicas.....	82
3.2.3.4. Sistema Petrolero.....	83
3.2.3.5. Características de los Yacimientos.....	85
3.2.3.6. Reservas.....	87
3.3. CUENCA DE BURGOS.....	87
3.3.1. Marco tectónico y geología estructural.....	88
3.3.2. Estratigrafía y Sedimentación.....	90
3.3.3. Geología Petrolera.....	92
3.3.4. Antecedentes Históricos.....	93
3.3.5. Campos Emú y Alondra.....	94
3.3.5.1. Localización.....	94
3.3.5.2. Antecedentes.....	95
3.3.5.3. Características Geológicas.....	96
3.3.5.4. Sistema Petrolero.....	98
3.3.5.5. Características de los Yacimientos.....	101
3.3.5.6. Reservas.....	101
<b>CAPÍTULO 4. EJEMPLOS DEL MUNDO.....</b>	<b>102</b>
4.1. BRASIL - CUENCA DE CAMPOS.....	102
4.1.2. Antecedentes de la Cuenca de Campos.....	103
4.1.3. Marco Geológico de la Cuenca de Campos.....	104
4.1.4. Campo Roncador.....	109
4.1.4.1. Localización.....	109
4.1.4.2. Antecedentes.....	110
4.1.4.3. Características generales del Campo Roncador.....	110
4.2. PERÚ - CUENCA TALARA.....	112
4.2.1. Antecedentes de la Cuenca Talara.....	113
4.2.2. Marco Geológico de la Cuenca Talara.....	113
4.2.3. Yacimiento Leones.....	117
4.2.3.1. Localización.....	117
4.2.3.2. Antecedentes.....	117
4.2.3.3. Características geológicas del Yacimiento Leones.....	118
4.2.3.4. Sistema Petrolero.....	121
4.2.3.5. Características de los yacimientos.....	123

4.3. VENEZUELA - CUENCA DE CARÚPANO.....	124
4.3.1. <i>Historia de la Cuenca de Carúpano</i> .....	125
4.3.2. <i>Marco Geológico de la Cuenca de Carúpano</i> .....	126
4.3.3. <i>Campo Dragón – Mejillones – Patao – Río Caribe</i> .....	130
4.3.3.1. Localización.....	130
4.3.3.2. Características de los Yacimientos.....	131
4.3.3.3. Sistema petrolero.....	131
<b>CAPÍTULO 5. TECNOLOGÍAS Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN.....</b>	<b>134</b>
5.1. PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES.....	134
5.1.1. <i>Beneficios de los pozos no convencionales</i> .....	135
5.2. PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES.....	135
5.2.1. <i>Ventajas de pozos direccionales</i> .....	136
5.2.2. <i>Aplicación de pozos direccionales</i> .....	136
5.2.2. <i>Complejidad de pozos direccionales</i> .....	136
5.3. PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	137
5.3.1. <i>Ventajas de un pozo horizontal</i> .....	138
5.3.2. <i>Desventajas de un pozo horizontal</i> .....	139
5.3.3. <i>Complejidad de pozos horizontales</i> .....	139
5.3.3.1. Clasificación de pozos horizontales por su radio de curvatura.....	139
5.3.5. <i>Técnicas de terminación en un pozo horizontal</i> .....	141
5.3.5.1. Ventajas de la terminación de un pozo horizontal.....	141
5.3.5.2. Terminación en agujero descubierto.....	141
5.3.5.3. Terminación con liners ranurados.....	142
5.4. PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES.....	143
5.4.1. <i>Ventajas de los pozos multilaterales</i> .....	144
5.4.2. <i>Complejidad de pozos multilaterales</i> .....	145
5.5. PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE.....	146
5.6. HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN Y REGISTRO.....	148
5.6.1. <i>Mediciones durante la Perforación (MWD)</i> .....	148
5.6.1.1. La herramienta MWD.....	149
5.6.1.2. Aplicaciones de la herramienta MWD.....	149
5.6.1.3. Ventajas de la Herramienta MWD.....	149
5.6.2. <i>Registros durante la Perforación (LWD)</i> .....	149
5.6.2.1. Parámetros medidos por una herramienta LWD.....	150
5.6.3. <i>Aplicación de la Herramienta PeriScope en el Mar del Norte</i> .....	150
5.7. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	152
5.8. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL EN MÉXICO.....	154
5.8.1. <i>Proyecto Agua Fría</i> .....	155
5.9. BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES (ESP).....	157
5.9.1. <i>Aplicaciones submarinas de los sistemas ESP</i> .....	157
5.9.2. <i>Caso Práctico de un sistema ESP en el Mar del Norte</i> .....	157
5.9.3. <i>Caso Práctico de un sistema ESP en Brasil</i> .....	158
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>163</b>



## RESUMEN

En los últimos años, los yacimientos relacionados con flujos de gravedad o corrientes de turbidez en ambientes de depositación marinos profundos han despertado un creciente interés en la exploración y explotación de hidrocarburos. Se han encontrado importantes acumulaciones de hidrocarburos económicamente recuperables asociadas con dichas secuencias, generalmente llamadas turbiditas, las cuales han sido encontradas en muchas cuencas sedimentarias alrededor del mundo. Desde 1980, la contribución de los sistemas turbidíticos a las reservas mundiales de hidrocarburos ha sido muy significativa.

Una turbidita es una secuencia de rocas sedimentarias depositadas a partir de una corriente de turbidez. El término corriente de turbidez fue introducido por Johnson (1938), corresponde con una avalancha submarina que recoge sedimentos localizados en el piso marino y que son arrastrados pendiente abajo; a medida que la corriente comienza a disminuir, ya no tiene la energía suficiente para llevar la carga de sedimentos y las partículas comienzan a depositarse en el fondo del mar, formando un depósito de turbiditas.

Los depósitos de corrientes turbidíticas y otros tipos de sedimentos ocasionados por flujos de gravedad, resultan en una gran variación respecto a las características horizontales y verticales de los estratos, en su litología, los fósiles y las estructuras sedimentarias; esto hace más difícil la interpretación de las facies y la correlación entre afloramientos y su continuidad lateral. La alta heterogeneidad de los yacimientos turbidíticos y la baja energía que caracteriza los yacimientos lenticulares exige modificar sustancialmente el ciclo de vida del yacimiento, dedicando esfuerzo especial a la delimitación del campo e identificación de los cuerpos de mayor espesor y continuidad lateral mediante la actualización de los modelos geológicos.

La exploración y producción de la industria petrolera a nivel mundial se enfoca cada vez más en los yacimientos acumulados en secuencias de aguas profundas, aunque las turbiditas no son los únicos tipos de yacimientos en aguas profundas, si constituyen la gran mayoría; esta afirmación recientemente ha sido reforzada por la perforación de pozos en aguas profundas en la costa de Brasil, el Golfo de México y el Oeste de África. Dentro de los ejemplos representativos a nivel mundial que se tratan en este trabajo, está la Cuenca de Campos en Brasil, la Cuenca de Talara en Perú y la Cuenca de Carúpano en Venezuela. Sin embargo, existen yacimientos en turbiditas localizados costa adentro que también poseen una gran importancia económica, como lo es el caso de algunos

yacimientos en México que poseen considerables reservas de gas y/o aceite en las cuencas como: Chicontepec, Burgos y Veracruz.

A nivel nacional, al 1 de enero de 2012 los activos integrales Burgos y Veracruz suman poco más del 70 % de las reservas probadas de gas natural. Por otra parte la Cuenca de Chicontepec posee la mayor cantidad reservas 3P del país con 11,379.1 millones de barriles de aceite (37.2 %) y 28,294.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (46.2 %). Algunos de los principales campos petroleros de estas cuencas obtienen su producción de yacimientos en turbiditas, de ahí la importancia para el estudio, análisis e interpretación de este tipo de depósitos.

Por último, después de intensos estudios y complicadas interpretaciones geológicas para tratar de comprender este tipo de depósitos turbidíticos, se tiene que elegir el mejor camino para una explotación exitosa que asegure una buena relación costo-beneficio. Se debe hacer una minuciosa selección de los equipos y materiales que se ocuparan en la perforación y terminación de pozos, así como definir la geometría del pozo más conveniente. Otra parte importante que se debe considerar para la explotación de este tipo de yacimientos son los Sistemas Artificiales de Producción, al igual que los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada. En la actualidad se cuenta con importantes avances tecnológicos y herramientas sofisticadas que resultan de gran utilidad para realizar la óptima explotación de los yacimientos turbidíticos.

# Capítulo 1. Generalidades.

## 1.1. Introducción.

El petróleo ha sido el motor de la economía mundial por más de un siglo; con un incremento constante en producción. Actualmente en el mundo, cada día se consumen más de 80 millones de barriles de petróleo y más de 247 mil millones de pies cúbicos de gas natural. La demanda energética sigue aumentando y la Industria Petrolera solo puede satisfacerla incorporando nuevos descubrimientos o redefiniendo y mejorando los esquemas de explotación de los yacimientos petroleros actuales, con el fin de incrementar los factores de recuperación.

El entendimiento de la estructura y comportamiento de los yacimientos ha representado, desde los inicios de la Industria Petrolera, un importante desafío. La adecuada aplicación e interpretación de leyes físicas y modelos matemáticos ha permitido mejorar la comprensión del sistema roca-fluidos, y con ello, la capacidad de elegir el esquema de explotación más conveniente. Los modelos analíticos se han visto beneficiados con la aparición y desarrollo de nuevas tecnologías, capaces de almacenar y procesar una mayor cantidad de información, reduciendo los costos y tiempos de análisis.

Gran parte de la producción mundial de hidrocarburos proviene de yacimientos en secuencias turbidíticas, localizados en los continentes y costa afuera. Estas importantes acumulaciones de sedimentos, que fueron generadas por procesos de transporte y erosión bajo distintas profundidades y pendientes en el ambiente de depósito; poseen una marcada variación entre sus características horizontales, verticales y litológicas, haciendo más difícil la interpretación de las facies y la correlación entre los afloramientos y su continuidad subterránea.

La alta heterogeneidad de los yacimientos turbidíticos y la baja energía que tienen los fluidos en la mayoría de los yacimientos en areniscas lenticulares, exigen modificar sustancialmente el ciclo de vida del yacimiento; principalmente la delimitación del campo, identificación de los cuerpos de mayor espesor y continuidad lateral mediante la actualización de los modelos geológicos, permitiendo la generación de mapas de caracterización estática, con un proceso de actualización continua y permanente, los cuales deberán complementarse con los estudios de caracterización dinámica.

La exploración y producción de la Industria Petrolera Internacional se centra cada vez más en aguas profundas, donde las turbiditas constituyen el mayor número de yacimientos y un área de oportunidades. Esto recientemente ha sido reforzado con la perforación de pozos en aguas profundas en las costas de Brasil, Golfo de México y Oeste de África.

Los depósitos de turbiditas de aguas profundas proporcionan excelentes yacimientos de aceite y gas alrededor del mundo. A finales de los 80's, los yacimientos turbidíticos se percibieron como la última gran frontera de la exploración petrolera, esta predicción realmente llegó a consolidarse, ya que actualmente existe una activa exploración y desarrollo de estos depósitos en muchas partes del mundo. Más de 57 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMBPCE), se localizan como reservas en las regiones del Oeste de África, Golfo de México, Brasil, Mar del Norte y Sureste de Asia (**Figura 1.1**). Actualmente solo el 25% de estos 57 (MMMBPCE), está siendo desarrollado debido a los costos de perforación e infraestructura requerida (Slatt, 2003).



**Figura 1.1.** Las dimensiones de las burbujas son proporcionales a la reserva máxima en turbiditas. La porción obscura representa al aceite y el gas se encuentra representado por la parte blanca (Tomada de Pettingill, 1998).



Un caso especial y de gran controversia en México lo constituye la Cuenca de Chicontepec, en el que predomina la alta heterogeneidad, una baja porosidad y una baja permeabilidad. Son yacimientos de extensión areal limitada y de baja energía, debido a que la presión del yacimiento es muy cercana de la presión de saturación del aceite.

La explotación petrolera en la Cuenca de Chicontepec, debido a la baja energía de sus yacimientos, exige que desde el inicio de la vida productiva del campo se aplique un método de mantenimiento de presión para evitar entrar a la zona de producción en dos fases, que aunado a la baja permeabilidad del yacimiento dificulte aún más el flujo de aceite del yacimiento al pozo.

La experiencia en yacimientos similares a nivel mundial puede impactar positivamente en la explotación de los campos mexicanos, en donde el entendimiento geológico constituye el principal reto para la explotación óptima de estos yacimientos, los cuales se convierten en la base para la elaboración de modelos geológicos, mapas de facies, localización de las áreas de los yacimientos de mejor calidad (altos valores de porosidad y permeabilidad), etc.

En lo referente a las técnicas de explotación, la experiencia adquirida en los métodos de recuperación secundaria, como la inyección de agua, puede ser adaptada a las condiciones particulares de los yacimientos turbidíticos, localizados en las cuencas petroleras mexicanas. Yacimientos en los que el entendimiento de los mecanismos de entrampamiento, inter-estratificación y composición mineralógica, son puntos clave para el éxito económico de estos métodos. La alta heterogeneidad de estas zonas, exige la identificación de los principales cuerpos con volúmenes de hidrocarburos comercialmente explotables, y a su vez, que estos sean atendidos de acuerdo a sus particularidades, como puede ser, la fisicoquímica del hidrocarburo, el contenido de arcillas hidrófilas, el cementante calcáreo, la extensión areal, los espesores netos impregnados de aceite y el tipo de mojabilidad.

Una vez identificados y caracterizados los principales horizontes estratigráficos con alto potencial, se debe diseñar para cada uno de ellos el esquema de explotación, considerando operaciones como: inyección de agua, inyección de CO<sub>2</sub> miscible e inmiscible, los tipos de pozos a perforar (verticales, altamente desviados, laterales u horizontales), actividades de fracturamiento (presión de fracturamiento, ritmos de inyección, selección del fluido fracturante y tipo de apuntalante); para intentar minimizar el daño en la vecindad del pozo, ya que una restricción adicional al flujo de fluidos, en yacimientos de alta heterogeneidad, provoca un consumo adicional de energía del yacimiento, energía que permite mantener el flujo natural de fluidos por más tiempo.

## **1.2. Objetivos.**

- ◆ Determinar la importancia económica de los recursos de hidrocarburos almacenados en los yacimientos turbidíticos.
- ◆ Resaltar la importancia de entender el ambiente geológico de depósito, como clave para el éxito en la exploración y explotación comercial de los yacimientos petroleros en turbiditas.
- ◆ Caracterizar los sistemas de depósito de abanicos submarinos y facies asociadas.
- ◆ Analizar y describir las principales características petroleras de casos nacionales e internacionales de yacimientos en turbiditas.
- ◆ Proponer alternativas para la optimización del desarrollo integral de campos en yacimientos turbidíticos.
- ◆ Que el presente trabajo sirva como material de consulta y apoyo para futuras generaciones o como antecedente de próximos trabajos que le den seguimiento a la importancia de yacimientos en turbiditas.

## **1.3. Metas.**

Demostrar la importancia de los yacimientos petroleros en turbiditas como pilar de la plataforma energética de los combustibles fósiles en el corto y mediano plazo, proponer cuales son los métodos y técnicas mas adecuadas para la explotación comercial de estos yacimientos de alta heterogeneidad, que representan un gran reto tecnológico.

## **1.4. Método de Trabajo.**

- ◆ Documentar la información disponible en las publicaciones nacionales e internacionales en relación a los sistemas de turbiditas.
- ◆ Investigar como son los yacimientos petroleros en turbiditas de México, sus principales características y formas de explotación.
- ◆ Plasmar con claridad la información y el conocimiento adquirido en una forma ordenada; a fin de crear un documento de consulta bibliográfica de los sistemas petroleros en yacimientos turbidíticos.

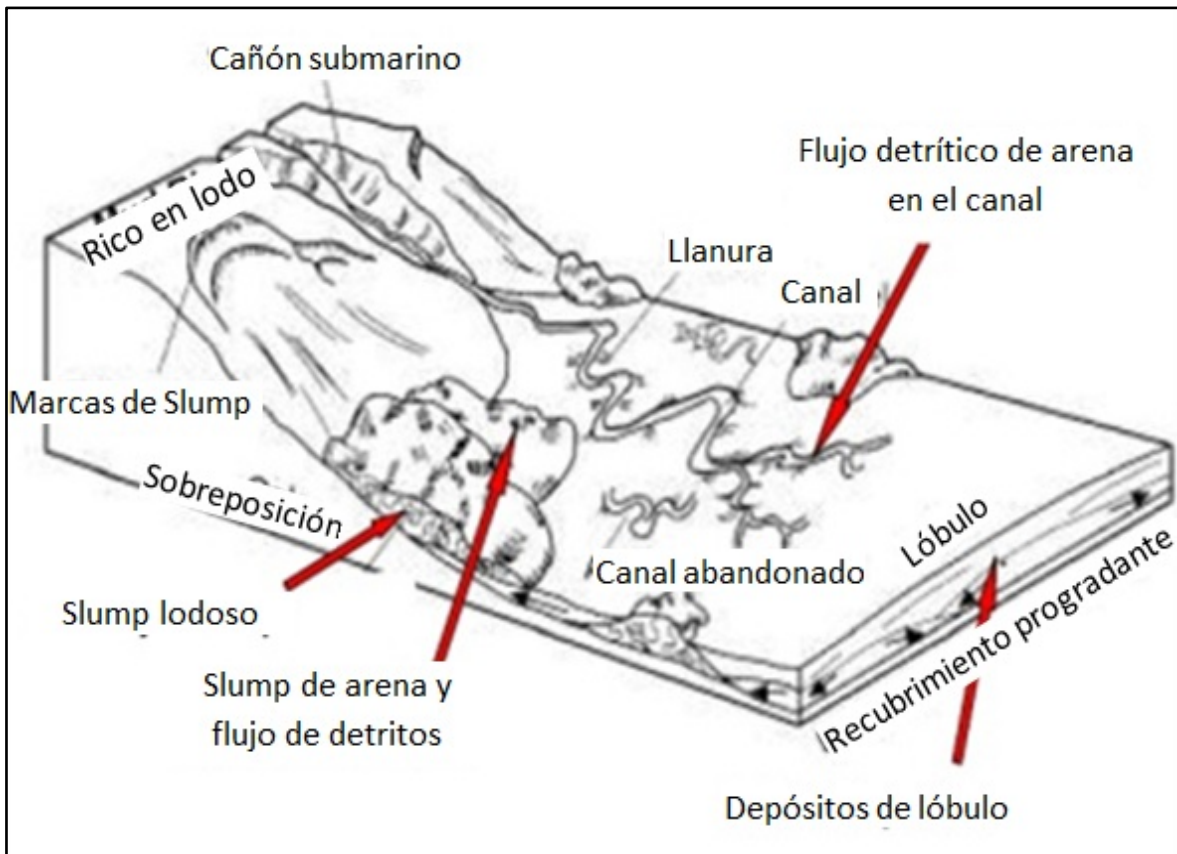
## **1.5. Justificación.**

Realizar este tipo de trabajo se justifica plenamente por los siguientes aspectos.

### 1.5.1. De la complejidad del ambiente de depósito.

La asociación de facies turbidíticas, características de los estratos, dirección de las paleocorrientes y relaciones estratigráficas; son de gran utilidad en el conocimiento del yacimiento, estas características pueden ser determinadas con la ayuda de modelos como los de Mutti y Ricci Lucchi (1972, 1975), Bouma (1962, 1965, 1972), Walker (1967) y Normak (1969); de tal forma que se pueden reconstruir las principales características del ambiente antiguo de depósito: cañón submarino, abanico superior, medio o inferior o piso de cuenca (Bouma et al, 1978).

Debido al número de secuencias turbidíticas que se conocen a nivel mundial, se sabe que pueden llegar a tener excelentes yacimientos de hidrocarburos, por lo que es necesario el entendimiento de la complejidad de estos depósitos (**Figura 1.2**) para el desarrollo adecuado de yacimientos en nuevas áreas.



**Figura 1.2.** Complejidad del ambiente de depósito marino, en el que se localizan los sistemas turbidíticos (Modificada de Shanmugam, 2000).

En las configuraciones en secuencias estratigráficas antiguas, se tiene que los yacimientos de turbiditas tienden a ser confinados en áreas pequeñas pero relativamente gruesas, en cambio, en las configuraciones modernas, los yacimientos tienden a ser arealmente extensos pero delgados; estas formas y dimensiones controlan la cantidad de aceite y gas contenidos en estos yacimientos. Por lo que es de vital importancia para el equipo de exploración y explotación, el entendimiento del medio ambiente de depósito dentro de la cuenca, es decir, las condiciones bajo las cuales los sedimentos fueron depositados; este conocimiento es importante antes de iniciar un costoso programa de exploración.

La presencia a nivel mundial de los yacimientos petroleros en turbiditas, junto con su importancia económica y retos científico-tecnológicos; ha inspirado muchos estudios de interpretación, composición y distribución espacial.

### **1.5.2. De su importancia en el escenario energético mundial.**

Los estudios realizados por Pettingill (1998), sobre 54 cuencas petroleras alrededor del mundo, demuestran la importancia de los yacimientos en turbiditas en el corto y mediano plazo para la exploración y producción de aceite y/o gas.

De este trabajo deriva una gráfica de las reservas acumuladas en yacimientos turbidíticos de todo el mundo en función del tiempo, que se encuentra actualmente en una pendiente máxima, lo que indica un escenario globalmente inmaduro, con una importante gama de oportunidades, ya que 41 yacimientos gigantes en turbiditas ilustran su importancia con un volumen que supera los 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (>500 MMBPCE). En un periodo de 75 años antes de 1970 se descubrieron 14 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE) en 11 campos; mientras que desde 1970 a la fecha han sido descubiertos 34 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMBPCE) en 30 campos.

Las gráficas de producción acumulada en turbiditas, indican que no siempre siguen el patrón típico de la mayoría de los plays; en donde inicialmente se descubrieron los campos gigantes. La mayor parte de la producción acumulada en turbiditas, generalmente proviene de trampas de tipo estratigráfico, que frecuentemente son descubiertas o integradas posteriormente al desarrollo. Esta tendencia del entrapamiento estratigráfico, se presenta en la mayoría de las cuencas con depósitos turbidíticos.

En las turbiditas donde se tienen campos gigantes, se demuestra la importancia de las trampas parcialmente estratigráficas: 25% de las reservas proviene de trampas estructurales, 9% de trampas estratigráficas y 66 % de una

combinación de trampas estratigráficas y estructurales. De tal forma que si un play turbidítico se evalúa exclusivamente con sus recursos prospectivos contenidos en las trampas estructurales, las reservas potenciales podrían ser subestimadas.

Las cuencas que actualmente producen en turbiditas, no están limitadas exclusivamente a trampas estructurales, ya que el componente estratigráfico es relevante, por lo que tienen un futuro prometedor en las actividades de exploración y producción; conocer con detalle el tipo de trampa constituye un factor geológico crítico en los campos en secuencias turbidíticas.

Como la mayoría de las principales provincias petroleras en turbiditas se localizan en cuencas que se encuentran produciendo junto con otro tipo de yacimientos; los conocimientos obtenidos en exploraciones pasadas, se podrían aplicar a las nuevas áreas con potencial petrolero en yacimientos en turbiditas; incluso se deben revisar las características de los yacimientos que están en un estado de exploración y producción relativamente maduros.

### **1.5.3. De la necesidad de fortalecer los modelos de caracterización estática y dinámica en las cuencas con yacimientos en turbiditas a nivel nacional.**

Sin lugar a duda, la Cuenca de Chicontepec, actualmente denominado Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), constituye uno de los mayores retos para la Industria Petrolera Nacional; por lo que PEMEX optó por crear los laboratorios de campo, los cuales fueron asignados a seis compañías operadoras para desarrollar trabajos de investigación y emplear las mejores tecnologías internacionales para lograr la explotación óptima de yacimientos turbidíticos de alta heterogeneidad, con el objetivo de que la compañía ganadora implemente masivamente su mejor combinación tecnológica. Sin embargo, no es recomendable implementar la misma logística para toda la cuenca, ya que su éxito podría verse afectado por la alta heterogeneidad y la no continuidad areal de los yacimientos, aunado a la gran variabilidad en la composición mineralógica, petrofísica y fisicoquímica de los hidrocarburos.

La explotación y desarrollo de yacimientos en Chicontepec fue pospuesta por muchos años debido a que la mayoría de los pozos mostraban una escasa productividad; las causas de la baja recuperación, alrededor de 3% (Gachuz et al, 2009), nunca han sido entendidas completamente. Se han propuesto diferentes teorías para intentar explicar este deficiente comportamiento, tales como: el cierre parcial de las fracturas cuando baja la presión del yacimiento, la comprensión inadecuada de los modelos geológicos, la deficiencia en las operaciones de fracturamiento, la mojabilidad mixta de la formación del yacimiento, entre muchas

otras hipótesis. Se considera que los yacimientos de la cuenca se encuentran en una etapa inicial de desarrollo, aunque el campo fue descubierto hace ya más de medio siglo.

La falta de comprensión de los modelos de depósitos y de la distribución areal de los estratos de mayor espesor impregnados con hidrocarburos, ha generado que los presupuestos planeados para el desarrollo de los campos siempre se quede corto, incrementando con ello el costo por barril y entregando producciones muy por debajo de los valores pronosticados (**Tablas 1.1 y 1.2**).

En la **Tabla 1.1**, se observa que el monto de inversión solicitado para el Proyecto ATG ha aumentado de forma acelerada y sus alcances han sido modificados varias veces.

Año de presentación del proyecto	Inversiones (MM Pesos 2009)	Número de pozos a perforar	Reparaciones mayores	Pronóstico de reserva de aceite a recuperar	Producción Máxima de aceite [BPD]	Producción Máxima de gas [MPC]
2006	210,971	6,055	9,129	1,809	470,000	931,000
2008	543,075	17,356	30,136	3,372	808,00	970,000
2009	617,341	19,181	33,719	2,803	606,000	727,000
2006-2009	193%	217%	269%	55%	29%	-22%

**Tabla 1.1.** Variaciones en los análisis Costo-Beneficio del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Tomada de CNH, 2010).

En la **Tabla 1.2**, se observa que las inversiones asignadas al Proyecto ATG durante los últimos años acumulan un monto superior a los 50 mil millones de pesos. Después del análisis costo beneficio de 2009, Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó su informe a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en el que la subsidiaria pronosticó una producción máxima de 50,000 barriles por día (BPD); 106,000 BPD por debajo de lo presupuestado en el documento, por lo cual se llevó a cabo la solicitud de los recursos económicos. A finales de 2009 el Proyecto ATG no había superado la producción de 32,000 BPD.

Inversión total (Millones de Pesos)	2006	2007	2008	2009
52,520	11,850	5,562	11,106	24,002

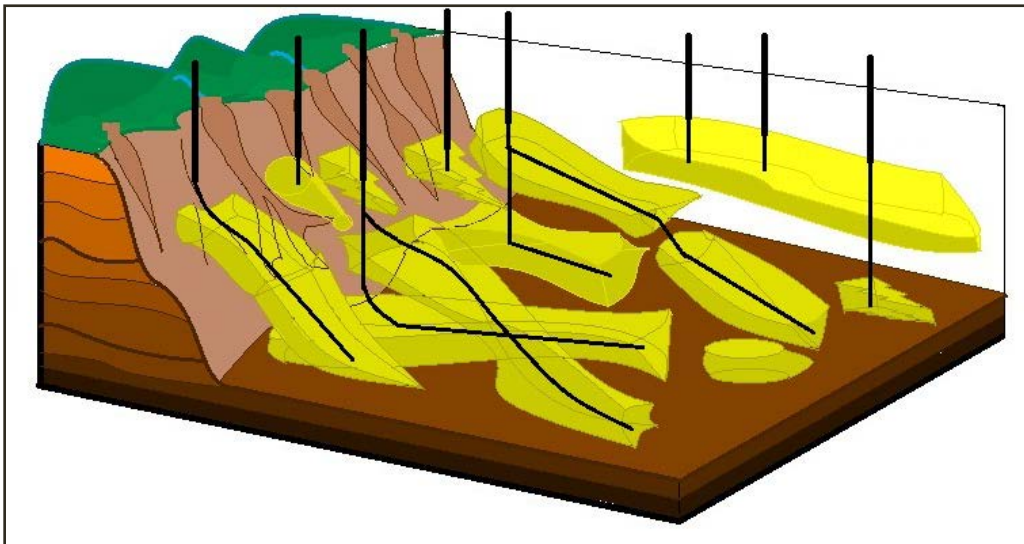
**Tabla 1.2.** Inversiones totales asignados al Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Tomada de CNH, 2010).

## 1.6. Importancia Económica

Algunos de los aspectos más relevantes, por su generación de valor económico, que justifican el estudio de los yacimientos en secuencias turbidíticas son desarrollados a continuación.

### 1.6.1. Identificación de los principales cuerpos arenosos como clave para el éxito económico en la explotación de estos yacimientos.

Desde el punto de vista económico, la correcta identificación de la geometría de los sedimentos y sus dimensiones son de vital importancia. En la etapa de desarrollo de un campo, el número de pozos a perforar, considerando el tipo de pozo (vertical, inclinado u horizontal) y su adecuado espaciamiento, depende de la forma de los depósitos de turbiditas, de su espesor, variabilidad interna, porosidad y permeabilidad (**Figura 1.3**).



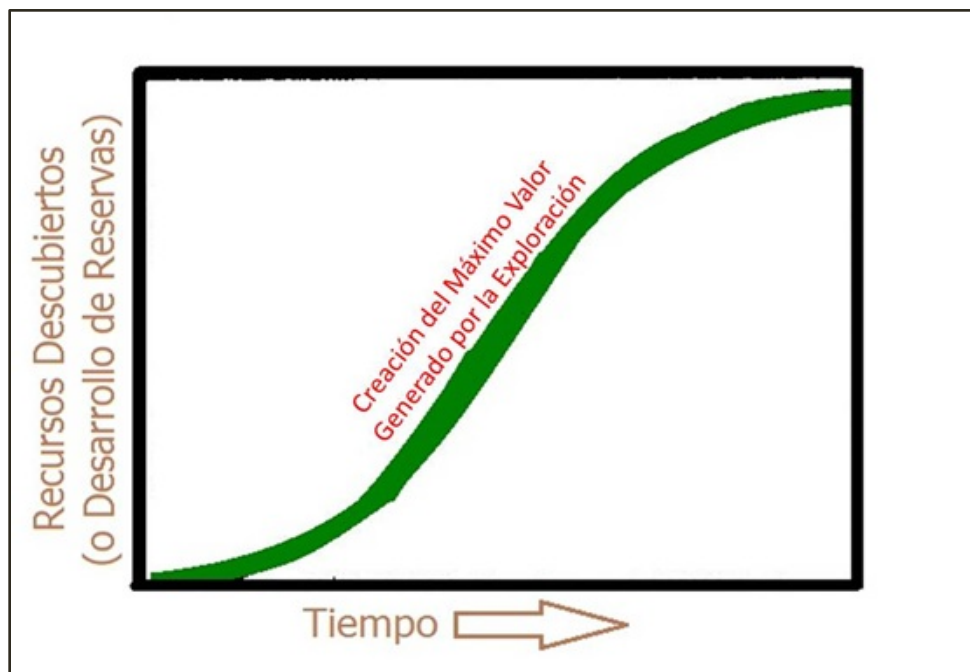
**Figura 1.3.** Esquema que muestra el tipo de pozos a perforar en la Cuenca de Chicontepec dependiendo de la geometría y dimensiones de los cuerpos arenosos (Tomada de Hernández, 2012).

La diversidad en tamaño, forma, orientación, estructuras sedimentarias y tipos de roca que componen los yacimientos turbidíticos en aguas profundas, dificulta su explotación; considerando que en un proyecto de inversión se busca maximizar la producción y minimizar los costos de desarrollo. Por lo que en los últimos años se ha realizado una fuerte inversión económica, para el desarrollo de herramientas y metodologías, entre los que destacan los dispositivos de reflexión sísmica y registros geofísicos de alta resolución.

Las características heterogéneas de este tipo de yacimientos están por debajo de la resolución vertical de los registros convencionales, esto afecta directamente en los cálculos de la permeabilidad (obtenida de los registros geofísicos), por lo que deben ajustarse con el análisis de núcleos y muestras de recortes (perfectamente correlacionados en profundidad); con un buen conocimiento del subsuelo se pueden construir modelos tridimensionales que permitan visualizar la complejidad de los yacimientos altamente heterogéneos (Figuroa et al, 2006).

### 1.6.2. Técnicas para el análisis de reservas.

Una sencilla pero útil forma de analizar las reservas potenciales de una cuenca o campo, consiste en graficar las reservas contra el tiempo (**Figura 1.4**), cuyo resultado es una curva esquemática de una cuenca o campo. La exploración añade la mayoría de las reservas cuando la pendiente esta en un máximo; si los otros factores permanecen iguales (económicos y áreas disponibles), es entonces cuando la exploración crea el máximo valor.



**Figura 1.4.** Máximo recurso acumulado (reserva) en función del tiempo (Tomada de Pettingill, 1998).

Usando este tipo de análisis en su forma más general, se puede presentar una curva de la reserva acumulada contra el tiempo para todos los descubrimientos a nivel mundial (**Figura 1.5**). Se muestra la contribución de los principales campos descubiertos en orden cronológico (histograma de barras; eje



Y, lado izquierdo) y la reserva acumulada recuperable para toda la población (eje Y, lado derecho).

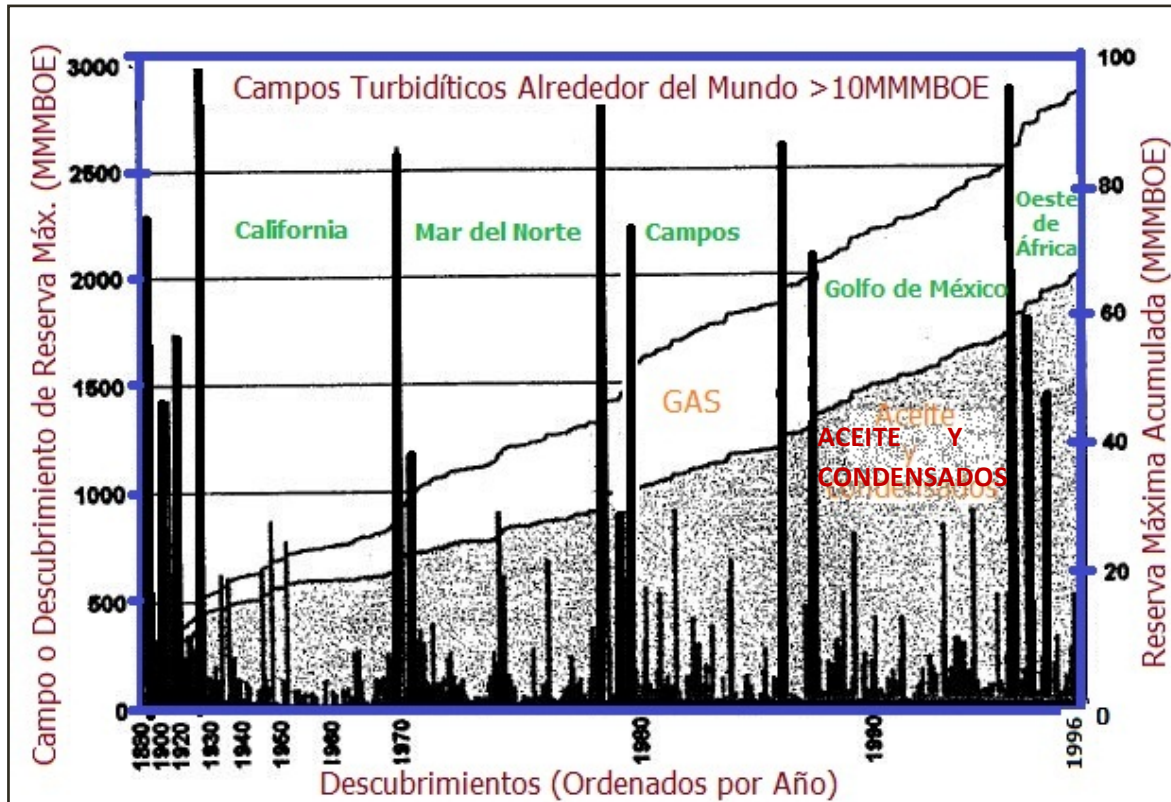


Figura 1.5. Reserva máxima mundial de 542 campos descubiertos que superan los 10 MMBOE de reservas recuperables (Tomada de Pettingill, 1998).

Del análisis de estas curvas, es evidente que las turbiditas forman una gran cantidad de yacimientos cuya producción mundial ha tenido un gradual crecimiento. Sin embargo, se considera que algunos de los campos en aguas profundas son inmaduros. Los campos maduros tienen importantes reservas remanentes por ser descubiertas (Petingill, 1998).

### 1.6.3. La actividad exploratoria como generadora de valor.

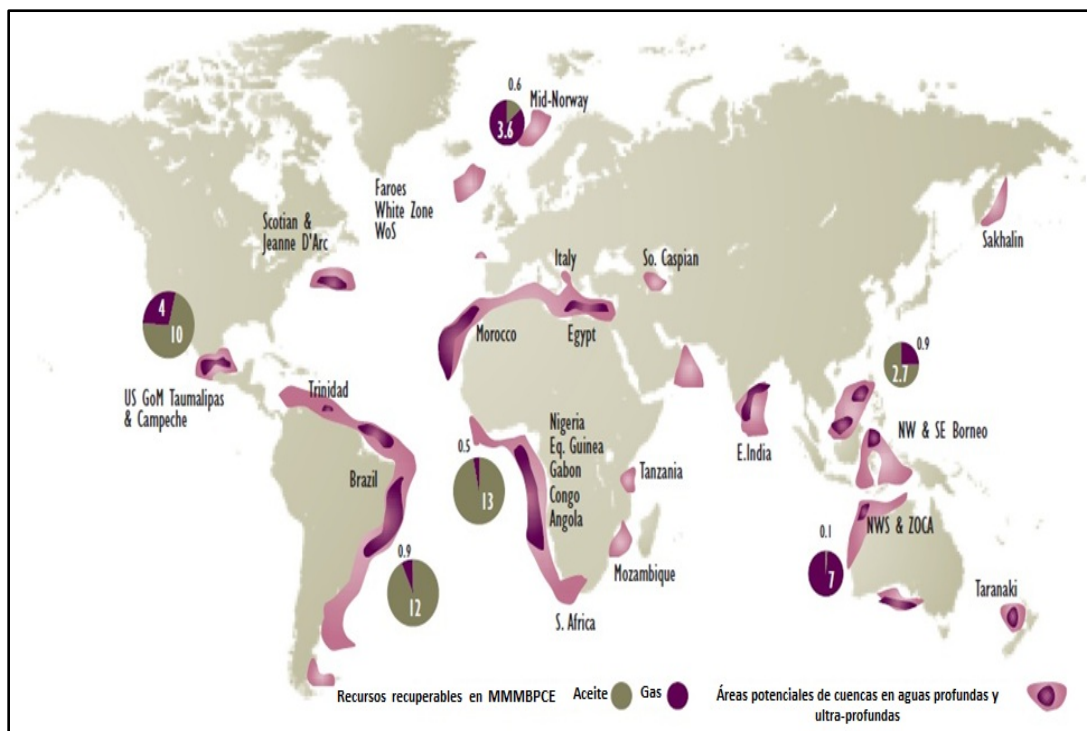
Generalmente la exploración maximiza la creación de valor cuando la curva está en su máxima pendiente. La creación de valor en la parte final de la curva, donde la pendiente es plana, generalmente es modificada por cambios en el ámbito político - fiscal, avances tecnológicos y reducción de costos. Sin embargo, se observa que cuando usamos esta curva en una escala para toda la cuenca, la componente individual del campo puede desviarse de la curva, debido a que a nivel global repercute en un rejuvenecimiento de una cuenca madura (si fuera el caso), por lo que parece no tener el éxito económico esperado.

#### 1.6.4. Reservas descubiertas y por descubrir en yacimientos de turbiditas alrededor del mundo.

El futuro de la exploración de los depósitos de turbiditas en aguas profundas continúa siendo muy positivo, adicionalmente a los 57 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (BBOE) que han sido descubiertos en yacimientos turbidíticos de aguas profundas hasta el 2003; se estima que otros 85-100 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (BBOE) aún quedan por descubrirse en este tipo de yacimientos, localizados la mayoría de ellos en aguas ultra profundas alrededor del mundo (**Figura 1.6**).

La importancia económica de los combustibles fósiles se refleja directamente en la economía de los países productores, ya que cuando estos documentan sus reservas totales ante los organismos internacionales, obtienen préstamos de los Bancos Mundiales que les permiten desarrollar sus programas de explotación y desarrollo de infraestructura nacional.

Del total de reservas documentadas, las provenientes de yacimientos en turbiditas constituyen un porcentaje altamente considerable; destacando los casos de Brasil, el Reino Unido y los Estados Unidos de Norte América (**Tablas 1.3 y 1.4**).



**Figura 1.6.** Reservas descubiertas en yacimientos turbidíticos en aguas profundas al 2001 (Tomada y modificada de Pettingill, 1998).

Campo	Cuenca /País	Año	Estatus	Reservas*
Albacora	Campos, Brasil	1984	Productor	550 MMBO + 400 BCF
Albacora East	Campos, Brasil	1993	Planeándose	700 MMBO + 700 BCF
Barracuda	Campos, Brasil	1989	Productor	700 MMBO
Bonga	Niger Delta, Nigeria	1995	Planeándose	575 MMBO
Brae Cental-South	Viking Graben, UK	1976	Productor	526 MMBO+ 1.23 TCF
Brae East	Viking Graben, UK	1980	Productor	290 MMBO + 1.46 TCF
Britannia	Moray Firth, UK	1975	Productor	3.0TCF + 145MMBC
Buena Vista Hills	San Joaquin, USA	1909	Productor	648 MMBO + 1.1 TCF
Captain	Moray Firth, UK	1977	Productor	350-600MMBO + 53 BCF
Claymore	Moray Firth, UK	1972	Productor	582 MMBO + 140 BCF
<b>Chicontepec</b>	<b>PATG, México</b>	<b>1978</b>	<b>Productor</b>	<b>2.6 BBO + 1.0 TCF</b>
Dalia	Lower Congo, Angola	1997	Productor	1.45 BBO (preliminary)
Edop	Niger Delta, Nigeria	1981	Productor	900 MMBOE
Elk Hills	San Joaquin, USA	1919	Productor	1.48 BBO + 1.44 TCF
Foinaven	W. of Shetlands, UK	1992	Productor	670 MMBO+ 300 BCF
Forties	Central Graben, UK	1970	Productor	2.47 BBO + 748 BCF
Frigg	Viking Graben, Noruega/UK	1971	Productor	6.53 TCF
Girassol	Lower Congo, Angola	1996	Planeándose	700 MMBO (preliminar)
Grane	Viking Graben, Noruega	1991	Productor	594 MMBO + 65 BCF
Huntington Beach	Los Angeles, USA	1920	Productor	1.10 BBO + 810 BCF
Kopanoar	MacKenzie Delta, Canada	1979	No desarrollado	500 MMBO + 3.0 TCF
Kuito	Lower Congo, Angola	1997	Planeándose	700 MMBO (preliminar)
Landana	Lower Congo, Angola	1998	Planeándose	500 MMBO (preliminar)
Long Beach	Los Angeles, USA	1921	Productor	937 MMBO + 1.1 TCF
Magnus	Viking Graben, UK	1974	Productor	797 MMBO + 583 BCF
Marlim	Campos, Brasil	1985	Productor	2.20 BBO + gas
Marlim Sul	Campos, Brasil	1987	Productor	1.9 BBO + gas
Mars	Golfo de México, USA	1989	Productor	>700 MMBOE
Midway-Sunset	San Joaquin, USA	1894	Productor	2.75 BBO + 530 BCF
Nelson	Central Graben, UK	1988	Productor	505 MMBO + 85 BCF
P. Garibaldi-Agostino	Adriatic, Italia	1968	Productor	3.35 TCF
Patao	Margarita, Venezuela	1979	Undeveloped	10-12 TCF
Rio Vista	Sacramento, USA	1936	Productor	3.20 TCF
Roncador	Campos, Brasil	1996	Planeándose	2.7 BBO+ 865 BCF
Santa Fe Springs	Los Angeles, USA	1919	Productor	622 MMBO + 840 BCF
Scarborough	NW Shelf, Australia	1979	Undeveloped	12.4 TCF
Sleipner Ost	Viking Gaben, Noruega	1981	Productor	1.45 TCF+ 263 MMBC
Spraberry	Permian, USA	1949	Productor	650 MMBO + 50 BCF
Ursa	Golfo de México, USA	1991	Productor	400 MMBOE
Ventura Ave	Ventura, USA	1915	Productor	991 MMBO + 2.43 TCF
Wilmington	Los Angeles, USA	1931	Productor	2.76 BBO + 1.31 TCF

**Tabla 1.3.** Campos gigantes y nuevos descubrimientos en turbiditas (Tomada de Pettingill, 1998).

<b>Top 7 De Cuencas Productoras en Turbiditas</b>				
<b>Cuenca</b>	<b>Reserva por Cuenca (MMMBOE)</b>	<b>Reserva Máxima en Turbiditas (MMMBPCE)</b>	<b>% de Contribución de las turbiditas a la Reserva Total</b>	<b>Turbiditas Gigantes</b>
Grabens, Mar del Norte	77	17	22%	Brae, Britannia, Claymore, Forties, Frigg, Grane, Magnus, Miller, Nelson, Sleipner Ost
<b>Campos</b>	<b>111</b>	<b>14</b>	<b>&gt;90%</b>	<b>Albacora, Albacora East, Barracuda, Marlim, Marlim Sur, Roncador</b>
Golfo de México	37	10	27%	Mars
<b>Los Ángeles</b>	<b>10</b>	<b>9.8</b>	<b>97%</b>	<b>Huntington Beach, Long Beach, Santa Fe Springs, Wilmington</b>
San Joaquín	17	9	54%	Buena Vista Hills, Elk Hills, Midway-Sunset
Coastal	17	7.2	43%	Dalia, Girassol, Kuito, Landana
NW Shelf	12	5.1	44%	Scarborough (undeveloped)

**Tabla 1.4.** Ejemplos de cuencas donde existen yacimientos petroleros en turbiditas y el porcentaje con que contribuyen a la reserva total de la cuenca (Tomada de Pettingill, 1998).

### **1.6.5. Importancia del Proyecto ATG para incrementar o mantener la plataforma de Producción Nacional.**

En la Cuenca de Chicontepec, el volumen original calculado es del orden de 136,784 millones de barriles de crudo [MMBP] y 54,222 billones de pies cúbicos de gas [BPC]; valores que al combinarse resultan en un total de 147,211 millones de barriles de petróleo crudo equivalente [MMBPCE]. La producción acumulada es de 160 millones de barriles de crudo [MMBP] y 270 mil millones de pies cúbicos de gas [BPC], lo que representa el 0.14% del volumen original. La reserva probada es de 501 millones de barriles de crudo [MMBP] y 824.6 mil millones de pies cúbicos de gas [BPC], que suman 659.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente [MMBPCE], lo que representa solamente el 0.45% del volumen original; con la calidad de sus aceites que varía de 18 a 45 °API. Se estima que la Cuenca de Chicontepec contiene aproximadamente el 25% de las reservas de hidrocarburos totales del país y el 85% de las reservas de la Región Norte.

A pesar de que enormes cantidades de hidrocarburos se encuentran en los yacimientos turbidíticos del Proyecto ATG, la baja recuperación de aceite, asociada al escaso entendimiento de la geología compleja del sistema de abanicos submarinos de Chicontepec, desalentó por muchos años la inversión para el desarrollo de estos campos, sobre todo por su baja rentabilidad. Hoy en día, gracias a los avances tecnológicos y al firme propósito de mantener la plataforma de producción nacional alcanzada en 2004, el Proyecto ATG ha adquirido mayor importancia.

## **1.7. Trabajos Antecedentes.**

### **1.7.1. Estudios pioneros en los sistemas turbidíticos.**

El concepto de depósitos de corriente de turbidez fue introducido por primera vez en la literatura Inglesa por Kuenen y Migliorini (1950), quienes realizaron estudios experimentales de los procesos erosivos y la capacidad de transporte de las corrientes de turbidez. En esta publicación se estableció de forma experimental una fuerte relación entre los estratos gradados y las corrientes de turbidez (Bouma 1978 y Vrolijk, 1980). Las turbiditas fueron reconocidas por primera vez en los afloramientos, debido a una asociación de características litológicas que incluyen alternaciones repetitivas de estratos de areniscas y lutitas.

Los estudios en afloramientos proporcionaron información estratigráfica relevante, por lo que es importante realizar la descripción detallada de las capas o estratos, las estructuras sedimentarias, las secuencias litológicas y la dirección de las paleocorrientes. De estos trabajos surgieron importantes conceptos para el estudio de las turbiditas, por ejemplo, el aspecto característico en la secuencia vertical de las estructuras sedimentarias dentro de los estratos o paquetes de sedimentos individuales identificados por Bouma (1962), que posteriormente se llegaría a conocer como la secuencia Bouma (Walker, 1965; Bouma y Nilsen, 1978), del mismo modo que la secuencia de facies y facies asociadas de Mutti y Ricci Lucchi (1972, 1975).

Mutti y Ricci Lucci (1975) presentaron un trabajo con el nombre "*Turbidite Facies and Facies Associations*" en el que muestran un resumen de los principales criterios que pueden ser utilizados para la identificación e interpretación de las principales facies turbidíticas y facies asociadas; estableciendo la definición de facies y facies asociadas como sigue:

- ◆ "*Facies: Capa o grupo de capas que muestran caracteres litológicos, geométricos y sedimentológicos que son diferentes de otras capas adyacentes. Las facies son consideradas como el producto de un*

*mecanismo específico de depósito o de varios mecanismos relacionados actuando en el mismo tiempo”.*

- ◆ *“Facies Asociadas: combinación de dos o más facies formando cuerpos sedimentarios de varias escalas y grados de organización. Una asociación de facies es considerada como la preservación de la expresión espacial de un proceso o ambiente de depósito”.*

En el presente trabajo utilizamos la clasificación de turbiditas y facies asociadas (propuesta por Mutti y Ricci Lucchi, 1975), con modificaciones menores y algunas subdivisiones más detalladas. De la literatura disponible, se observa que la palabra “turbidita” es usada como un término bastante amplio, incluyendo no solamente los depósitos de corrientes de turbidez, sino también los productos de otros sedimentos ocasionados por flujos de gravedad.

De acuerdo a Mutti y Ricci Lucchi (1975), a cada una de las facies se le asigna una letra mayúscula (A–F), para evitar la confusión con la terminología empleada en los intervalos de la secuencia Bouma (a-e); estos autores también concluyen que únicamente dos de las seis facies (C y D) pueden ser descritas en términos de la secuencia Bouma. Los criterios básicos de clasificación incluyen características observables de los sedimentos, como son: tipo de roca, textura (tamaño de grano, clasificación, tipo de matriz, etc.), espesor de las capas, geometría y tamaño de los estratos (forma, continuidad lateral, variaciones laterales respecto al espesor, relaciones arcilla/arenisca, estructuras sedimentarias y secuencia vertical de las estructuras).

Las características del diagnóstico de cada facie, son por lo tanto, una combinación de parámetros litológicos y sedimentológicos; uno solo podría ser predominante en cada facie, pero no exclusivo.

Además de proponer la clasificación de facies, es importante realizar estudios detallados de las facies asociadas, en el que se debe presentar un modelo de distribución areal de las facies asociadas y sub-asociaciones en abanicos submarinos profundos. En el modelo esquemático de Mutti y Ricci Lucchi (1975), se destacan los conceptos básicos de ambiente de depósito de piso de cuenca, abanico externo y abanico interno. Para los conceptos anteriores se efectuaron comparaciones entre las características observadas en los abanicos submarinos antiguos y los abanicos submarinos modernos, para buscar una relación que permitiera un mejor entendimiento de las complejas geometrías de estos ambientes de depósito.

Normark (1978), publicó el artículo titulado “Fan Valleys, Channels, and Depositional Lobes on Modern Submarine Fans: Characters for Recognition of

Sandy Turbidite Environments”, en el que discute principalmente el concepto de los modelos de crecimiento de los abanicos submarinos modernos o modelos de depósito, para poder ser aplicados a los depósitos antiguos de turbiditas y del cual se desprenden nuevos términos como el concepto de supra abanico (superior e inferior). De este estudio se concluye que la mayoría de los abanicos submarinos tienen tres divisiones morfológicas reconocibles que son relacionadas con las distintas facies asociadas para las turbiditas de grano más grueso, estas divisiones son:

1. *“Los abanicos externos producen depósitos de piso de cuenca con una amplitud de 1 a 5 kilómetros, que son los de mayor espesor en el abanico y son depositados en forma de meandros, en canales someros dentro de los límites generales del valle. Estos depósitos de grano grueso gradan lateralmente a granos más finos, principalmente en estratos intercalados de arenas y limos”.*
2. *“La región del abanico medio es identificada como protuberancia o bulto convexo hacia arriba con depósitos de un perfil radial, que incluye un lóbulo deposicional o supra abanico al final del valle del promotorio o depresión. El endurecimiento (coarsening) y engrosamiento ascendente de la secuencia de arenas turbidíticas en la parte superior del supra abanico es cortado por numerosos canales, canales abandonados y depresiones aisladas, mientras que el supra abanico inferior está relativamente libre de tales características. Los canales en el supra abanico generalmente tienen una longitud de sección transversal inferior a 1 kilómetro y son rellenados por delgadas y finas capas ascendentes”.*
3. *“El abanico interno es característicamente libre de canales y turbiditas de grano grueso; es cercano a una forma plana o estancada, por lo que es casi imposible de poderlo diferenciar morfológicamente de los sedimentos del piso de cuenca o de la planicie abisal”.*

La forma y relieve de la cuenca, así como las dimensiones finales del abanico, son igualmente importantes que los sedimentos de entrada, tales como tamaño, distribución de grano y velocidad del suministro de sedimentos para controlar las tres subdivisiones morfológicas de los abanicos.

Otra importante aportación fue el estudio realizado sobre las asociaciones sedimentarias en los abanicos submarinos modernos; para complementar los modelos de depósito presentados por Walker y Mutti (1973), que al estar basados únicamente en estudios geofísicos y superficiales, resultaban poco convincentes debido a la falta de comparación con las características sedimentológicas de los afloramientos. Esta aportación podría ser usada como auxiliar para predecir las

tendencias de sedimentación en los modelos de depósitos de los abanicos de turbiditas existentes.

Por otro lado, Walker (1978) publicó un artículo titulado “Deep-Water Sandstone and Ancient Submarine Fans: Models for Exploration for Stratigraphic Traps”. En este trabajo, Walker realizó una descripción de las turbiditas; encontrando cinco facies principales en estas rocas clásticas de aguas profundas:

- ◆ *“Las turbiditas clásicas, consisten de areniscas monótonamente intercaladas paralelamente y lutitas sin canalizar; la estructura sedimentaria internamente incluye gradación, laminación paralela y laminación cruzada.”*
- ◆ *“Las areniscas masivas, son de mayor espesor, de granos más gruesos y comúnmente canalizados. Carecen de estructuras sedimentarias, pero contienen evidencias de deshidratación durante la depositación.”*
- ◆ *“Arenisca guijarrosa, tienden a ser bien clasificadas y pueden desarrollar estratificación paralela y estratificación cruzada a gran escala.”*
- ◆ *“Los conglomerados se caracterizan por tener depositación, gradación inversa y normal; estratificación paralela y cruzada.”*

En este trabajo, Walker (1978) colocó estas facies en un modelo de depósito de abanico submarino moderno, que es subdividido en un abanico superior (supra abanico) y se caracteriza por: (1) tiene un solo canal profundo con márgenes anti-desbordamiento, (2) presenta un abanico intermedio, construido a partir de un lóbulo de supra abanico, que periódicamente cambia de posición y (3) tiene un abanico inferior de topografía suave.

La distribución de sedimentos se estableció de la siguiente manera: Los lóbulos suaves de supra abanico y los abanicos inferiores se caracterizan porque en ellos se depositan las facies de turbidita clásica; por otro lado, las partes entrecruzadas de los lóbulos de supra abanico contienen areniscas masivas y guijarrosas.

Los estudios marinos recientes han proporcionado suficientes datos con respecto a las interacciones entre el medio ambiente marino profundo y las características sedimentológicas de la mayoría de los depósitos someros (que son fácilmente mapeados). Los trabajos experimentales y teóricos de las corrientes de turbidez han contribuido de manera importante para el entendimiento de la naturaleza de estos procesos.

Desde el inicio del estudio de los depósitos de turbiditas en 1950, existió un gran conflicto respecto a la terminología empleada por los investigadores para referirse a la clasificación de los sedimentos, el modelo de depósito, la posición de los sedimentos dentro del mismo, las subdivisiones del modelo de depósito de



abanico submarino, etc. En su mayoría, los diferentes enfoques para estudiar las turbiditas antiguas y modernas, resultaron en ciertas discrepancias y diferencias en la terminología empleada.

Debido a la situación anterior, Bouma y Nilsen (1978) publicaron un artículo en la Offshore Technology Conference titulado "*Turbidite Facies and Deep-Sea Fans With Examples from Kodiak Island, Alaska*"; cuyo propósito fue presentar un resumen, derivado de la revisión e integración de los conocimientos de las secuencias de turbiditas modernas y antiguas. Sus conclusiones las ejemplifican con un trabajo de campo desarrollado en Kodiak Island, Alaska; de esta forma ilustra varios tipos de la secuencia Bouma y facies asociadas de Mutti y Ricci Lucchi, comúnmente presentes en los depósitos de turbiditas.

Como parte de la recopilación bibliográfica, presentan un resumen detallado de la secuencia Bouma y su relación con los regímenes de flujo, así como las variaciones laterales y verticales presentes en la secuencia en el que concluye que las corrientes de turbidez pueden resultar en diferentes tipos de areniscas, por ejemplo: grauvacas, arcosas, calcarenitas, volcanoclásticas, tobas o arenita yesífera. El documento también incluye la clasificación de facies de Mutti y Ricci Lucchi (1975), un breve resumen de la asociación de facies turbidíticas y finalmente una descripción de los abanicos marinos profundos incluyendo los conceptos propuestos por diversos autores como Nelson y Kulm (1973), Curray y Moore (1971), Normark (1970), Normark y Piper (1972), entre muchos otros investigadores, para unificar las diferentes terminologías empleadas en el modelo de depósito de abanico submarino.

Una de las conclusiones de este documento establece que "*Para el estudio de las tendencias de porosidad, permeabilidad y la geometría de los cuerpos arenosos, se requiere un completo entendimiento de las asociaciones de facies en turbiditas*".

A pesar de que estos trabajos, en la elaboración de sus modelos de depósito no incluyen las complejas condiciones tectonoestratigráficas al momento de la sedimentación, compactación y cementación; los autores reconocen que la complejidad de las asociaciones de facies turbidíticas en abanicos submarinos profundos es resultado del ambiente de depósito y que los complicados sistemas de trampas estratigráficas son comúnmente modificados más tarde por la actividad tectónica.

### **1.7.2. El “Boom” de los yacimientos turbidíticos a nivel mundial.**

Sin lugar a duda, los yacimientos en turbiditas cobraron importancia como nunca antes en la década de los 90's, por lo que se realizaron múltiples estudios y trabajos que se enfocaron a la caracterización de los abanicos submarinos o sistema de turbiditas; como resultado de esto, se descubrieron grandes acumulaciones de hidrocarburos en sistemas de grano fino y turbiditas arcillosas en Brasil, Golfo de México, Oeste de África, Mar del Norte y USA.

Debido a la gran importancia de las turbiditas como roca almacén, con enormes acumulaciones de hidrocarburos y luego de una profunda investigación, Pettingill (1998) publicó un documento de los yacimientos petroleros alrededor del mundo en este tipo de secuencias; en esta investigación destaca: la importancia económica de estos sistemas, su fuerte contribución en el volumen de reservas de los países ya mencionados, el número de descubrimientos en los últimos años y su contribución a las reservas de hidrocarburos a nivel mundial. Este estudio se basó en un análisis de 925 descubrimientos provenientes de 54 cuencas a nivel mundial, con lo que demostró la importancia de las turbiditas en el futuro de la exploración y producción petrolera.

Parte de esta investigación incluye un análisis completo de las cinco cuencas productoras más grandes del mundo, en las que se tiene la mayor cantidad de aceite y gas proveniente de turbiditas. Del análisis de las gráficas de los yacimientos descubiertos o desarrollo de reservas en función del tiempo, el autor concluye que las turbiditas se encuentran en una etapa de exploración inmadura mundialmente.

### **1.7.3. Estado del Arte en las Cuencas Nacionales.**

El estudio y la investigación en las cuencas nacionales donde hay turbiditas también se encuentran en una fase inicial, si bien se han tenido grandes éxitos en el incremento de la producción de gas en la Cuenca de Burgos y Veracruz, no ha sido así para el caso de la Cuenca de Chicontepec; se incluye a continuación una breve revisión de los grandes esfuerzos que se han llevado a cabo en la exploración y desarrollo de campos en estas cuencas.

Uno de los primeros y más importantes estudios geológicos realizados en la Cuenca de Chicontepec fue desarrollado por Busch y Goveia (1978), en el que se establecieron los principales mecanismos de entrampamiento de hidrocarburos, el ambiente de depósito, la variación y distribución de los cuerpos de arenisca; encontrando en la cuenca rellenos de canal con sedimentos turbidíticos que están

en contacto con rocas del Jurásico y Cretácico; definiendo de este modo a lo que hoy conocemos como “Cuenca de Chicontepec”.

Tyler et al (2004), llevaron a cabo una caracterización integral del sistema de abanicos de baja permeabilidad para la implementación de inyección de agua en el sistema Chicontepec, encontrando que las areniscas de Chicontepec son litarenitas litológicamente inmaduras; los yacimientos son vertical, lateralmente heterogéneos y naturalmente fracturados. Para la prueba piloto se usó agua procedente de diferentes campos con un tratamiento químico adecuado para evitar el fenómeno de hinchamiento de las arcillas. Para determinar la dirección preferencial del flujo de fluidos inyectados se utilizaron trazadores químicos y radiactivos, encontrando que hacia el norte del pozo inyector se tenía una mejor permeabilidad. A pesar de que la prueba piloto duró muy poco tiempo, se alcanzó a observar un ligero incremento en la presión y producción en el arreglo de pozos observadores.

Arellano y Yussim (2004), realizaron estudios sobre las discordancias progresivas de la secuencia Cretácica en México; aplicando los conceptos de discordancia sintectónica y discordancias progresivas, así como su importancia en la geología económica de la Cuenca de Chicontepec, concluyendo que en la cuenca se tienen discordancias progresivas y corresponde a un área de gran interés económico petrolero, ya que las características geológicas que presenta reúnen las condiciones adecuadas para almacenar importantes reservas de hidrocarburos.

Aguayo y colaboradores (2006), realizaron un estudio relacionado con la geología regional de la Cuenca de Chicontepec, como antecedente al estudio de su porción noroccidental en afloramientos. Santillán (2009) en la tesis de grado con el título de “Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México”, identificó 5 de las 7 litofacies características de los sistemas de abanico profundo propuestas por Mutti y Ricci Lucchi (1972), encontrando que las areniscas de la Formación Chicontepec son inmaduras, predominando principalmente fragmentos líticos de los cuales el 40-88% corresponden a fragmentos de roca caliza; concluyendo que el mayor aporte de sedimentos corresponde a los detritos calcáreos provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la plataforma de Tuxpan, corroborando de esta manera lo establecido por Busch y Govela (1978), Tyler et al (2004).

Santillán y Aguayo (2011), realizaron un estudio en la porción noroccidental de la Cuenca de Chicontepec titulada “Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”; como resultado de este trabajo se identificaron las litofacies B, C, D, E y G propuestas

por Mutti y Ricci Lucchi (1972), tales facies se encuentran asociadas a zonas de transición lóbulo-canal y lóbulos por desbordamiento, depositados en sub-ambientes de abanico medio y externo.

La Cuenca de Burgos es la principal productora de gas y condensados en México, por lo que desempeña un papel estratégico en la economía nacional. Se han llevado a cabo estudios geológicos y exploratorios para incrementar su plataforma de producción, los cuales se han visto recompensados en los últimos años con un significativo incremento en la producción de gas. En la siguiente sección se hace una revisión de las principales publicaciones sobre esta cuenca.

Uno de los estudios geológico-petroleros más completos que se han efectuado sobre la Cuenca de Burgos, se llevó a cabo por Echanove (1986), en el que se estableció a la cuenca como una provincia geológica Cenozoica; con una columna sedimentaria de más de 5,000 metros abarcando las rocas del Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico. Como parte de la investigación se desprende que el Mesozoico está representado por una secuencia de carbonatos terrígenos y evaporitas en el Jurásico Superior y Cretácico; mientras que en el Cenozoico la secuencia es predominantemente clástica, con alternancias de areniscas y lutitas.

A pesar de que se ha obtenido producción de toda la columna sedimentaria, los yacimientos del Jurásico Superior y Cretácico son aislados, con baja producción; el autor concluye que los yacimientos del Cenozoico son múltiples y de amplia extensión, por lo que su exploración podría incrementar las reservas de la cuenca.

Un estudio de rocas generadoras en México, publicado por Petróleos Mexicanos, establece que de acuerdo a la edad de las rocas almacenadas en esta cuenca se diferencian 5 franjas en dirección norte-sur correspondientes al Jurásico - Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno; siendo la roca almacenada del Oligoceno la más importante (por su volumen de producción). Por otra parte, se establece que los hidrocarburos provienen principalmente de arenas Terciarias encajonadas por potentes paquetes de arcillas; los yacimientos del Mesozoico son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico y Cretácico Superior presentan características de roca generadora.

La importancia de la exploración dirigida a las trampas estratigráficas en la Cuenca de Burgos, se resalta en la publicación de Uribe et al (2004), "*Modelado Geológico e Inversión Elástica en el Play Midway, Cuenca de Burgos*". Las investigaciones permiten concluir que el Play Midway se encuentra constituido litológicamente por una serie de cuerpos arenosos, depositados en abanicos submarinos por corrientes turbidíticas e inter estratificados con potentes

secuencias hemipelágicas arcillosas, constituyendo excelentes trampas estratigráficas que ya han sido probadas por pozos exploratorios y de desarrollo en los campos Emú y Alondra respectivamente. Debido al riesgo geológico que implica este tipo de exploración se requiere el uso de herramientas y aplicación de tecnologías modernas como la inversión sísmica y acústica.

Otro estudio realizado consiste en la integración del análisis estructural-estratigráfico y atributos sísmicos en el Play Midway llevado a cabo por Figón et al (2005), en el que se propone un modelo sedimentario constituido por abanicos de piso de cuenca y complejos de canales con bordes proximales. El modelo estructural está constituido por fallas regionales normales con caída al oriente, cuya superficie es la cima del Cretácico.

La Cuenca de Veracruz es una de las cuatro productoras de gas no asociado que contribuye con una parte significativa a la producción nacional, por lo que es de importancia estratégica para México en el suministro de este hidrocarburo.

Los grandes volúmenes de gas almacenados en trampas estratigráficas han obligado al estudio de los sistemas de turbiditas, ya que el conocer y entender estos depósitos es un factor crítico para los futuros trabajos de exploración. Dada esta necesidad, Arreguín (2005), en su artículo "*Estratigrafía de Secuencias de Sistemas Turbidíticos en Aguas Profundas de Sedimentos del Plioceno y Mioceno, Cuenca de Veracruz*" realizó un estudio detallado de los yacimientos de gas en rocas Cenozoicas asociados a sistemas turbidíticos de aguas profundas, el estudio fue enfocado principalmente a la estratigrafía de secuencias de sedimentos de la cuenca. Como resultado de este proyecto se identificaron e interpretaron ocho intervalos estratigráficos, con tres etapas diferentes de la evolución estratigráfica de la Cuenca de Veracruz, desde el Mioceno Inferior hasta el Plioceno Inferior; así mismo la mayor parte de los sedimentos en el área de estudio se interpretaron como depósitos en lóbulos depositacionales (areniscas en capas, amalgamadas y estratificadas), canales y desbordes.

Otro de los temas que destaca por su importancia para la exploración de hidrocarburos, es el estudio de proveniencia de sedimentos, que se basan principalmente en las proporciones relativas de diferentes tipos de granos detríticos, contenidos en las areniscas y que sirven como guía para determinar la naturaleza de la roca fuente. Este estudio fue desarrollado por Gutiérrez et al (2005), en una publicación del Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP) en el artículo "*Proveniencia de las Areniscas del Mioceno Medio y Superior de la Cuenca de Veracruz México*" del que se desprenden resultados de gran interés.

- ◆ *“Las litarenitas y litarenitas feldespáticas del Mioceno Superior en los campos Vistoso y Playuela, provienen de arcos magmáticos donde las fuentes de aporte son el Cinturón Volcánico Transmexicano y el Alto de Anegada.”*
- ◆ *“Las feldsarenitas líticas y litarenitas feldespáticas del Mioceno Medio en el Campo Playuela, provienen principalmente de orógenos reciclados.”*
- ◆ *“Las fuentes de aporte de las areniscas del Mioceno Medio fueron la Sierra de Juárez y el Cinturón Volcánico Transmexicano.”*
- ◆ *“Los fragmentos carbonatados en ambas secuencias provienen de la Sierra Madre Oriental.”*

Por lo que se concluye que las relaciones entre proveniencia y cuenca son importantes para la exploración de hidrocarburos, ya que al existir diferente composición detrítica habrá respuesta variable a la diagénesis, provocando que existan tendencias diferentes en la reducción de porosidad al disminuir la presión del yacimiento, dependiendo de la composición mineralógica dominante en las diferentes secuencias.

Uno de los trabajos más recientes, fue el trabajo de tesis de Corona (2010), llamado “Estratigrafía de secuencias de la Cuenca Cenozoica de Veracruz”, en donde el objetivo principal fue la caracterización de los sectores más representativos de la cuenca. Concluyendo que existen cuatro secuencias estratigráficas: La secuencia evaporítica, la secuencia calcáreo-arcillosa, la secuencia carbonatada y la secuencia clástica; en lo que al medio ambiente de depósito se refiere, el autor concluye que el relleno de la Cuenca Cenozoica de Veracruz estuvo dominado por un sistema deltaico, de plataforma y turbidítico.

#### **1.7.4. Estudios de los sistemas de turbiditas en el siglo XXI.**

Shanmugam (2000) criticó la forma en que se utiliza el término “turbidita”, como depósitos de corrientes de turbidez con reología newtoniana y estado turbulento, considera que se usa de manera muy informal para referirse a los depósitos de flujos de escombros con la reología plástica y el estado laminar.

En respuesta a que los estudios enfocados a los sistemas de turbiditas habían sido cuestionados en los últimos años por Shanmugam (1996, 1998 y 2000); Stelting y Bouma (2000), en un documento enfocado a los sistemas turbidíticos de grano fino, demuestran que la principal diferencia entre los sistemas de turbiditas radica en las fracciones de granos de arena, que se depositan en los sistemas turbidíticos de grano fino y los sistemas con alto contenido de arcilla, en comparación con los sistemas más estudiados de grano grueso y ricos en contenido de arena.

Joseph y Lomas (2004), respondiendo al gran interés de las investigaciones académicas e industriales sobre los yacimientos de aguas profundas y dando seguimiento a los recientes estudios que consideran la influencia de la topografía del fondo oceánico, en el crecimiento y la morfología de los abanicos submarinos de yacimientos petroleros en turbiditas; retomaron la importancia que tiene la forma del lecho marino al momento del depósito de los sedimentos (fuertemente delimitado por estructuras elevadas en forma de barreras, depresiones y cañones submarinos etc.) como un factor clave para la interpretación de las geometrías de los sistemas de abanicos como modelos de depósito.

En esta publicación estos autores consideran los siguientes aspectos:

- ◆ La dispersión y acumulación de sedimentos en los sistemas de aguas profundas.
- ◆ La forma en que la topografía del piso de cuenca afectó profundamente la depositación.
- ◆ La estructura de los yacimientos de hidrocarburos y alta heterogeneidad.

Ofreciendo una perspectiva global, producto de un amplio estudio en diferentes lugares del mundo de afloramientos y sistemas del subsuelo, abanicos modernos y sistemas experimentales.

La actual importancia de los yacimientos petroleros en turbiditas, ha generado un gran número de investigaciones enfocadas a generar un mejor entendimiento de estos complicados sistemas de depósito. En respuesta a esta necesidad, se publicó en el año 2006 el Handbook Production and Exploration Oil, Volumen 5, cuyo principal objetivo es establecer una relación entre los procesos de sedimentación en aguas profundas y la geología del petróleo, en un intento por entender la distribución de los sedimentos, su geometría y la calidad de los yacimientos que forman estos cuerpos arenosos.

## **Capítulo 2. Secuencias Turbidíticas.**

### **2.1. Turbiditas.**

Una turbidita se definió por primera vez como un depósito formado por corrientes de turbidez en un ambiente de aguas profundas (Kuenen, 1957). Sanders (1965) enfatizó que el término “turbiditas” debe referirse estrictamente a los depósitos que se forman a partir de la suspensión turbulenta de las corrientes de turbidez. Middleton y Hampton (1973) también consideraron que únicamente aquellos depósitos de corrientes de turbidez son turbiditas. A pesar de este concepto simple y directo, el término “turbidita” significa diferentes cosas para diferentes investigadores. Para algunos “turbidita” significa cualquier arena en aguas profundas, para otros, “turbidita” significa un canal o lóbulo de arena en aguas profundas, pero para los procesos sedimentológicos “turbidita” significa el depósito de una corriente de turbidez únicamente.

Estudios recientes consideran que las turbiditas representan grandes paradigmas aún sin resolver (Stow y Mayall, 2000), puesto que pueden consistir de conjuntos de estratos en forma de cuñas variando de tamaños delgados a gruesos con espesores desde 5 cm hasta cientos de metros, de igual forma se pueden extender miles de kilómetros.

En resumen, se puede decir que “turbidita” es un término aplicado a la alternancia rítmica de areniscas y lutitas, caracterizadas por presentar en algunos sectores contactos horizontales y paralelos entre ellas, así como marcas de corriente y huellas de carga, además una secuencia interna de estructuras primarias; contiene también algunos horizontes de materiales gruesos (conglomerados) de aspecto caótico.

Las turbiditas no son características de un ambiente tectónico particular, ya que una secuencia turbidítica es el resultado del transporte y depósito de sedimentos debido a una corriente de turbidez en aguas profundas en cualquier condición tectónica.

### **2.2. Corrientes turbidíticas.**

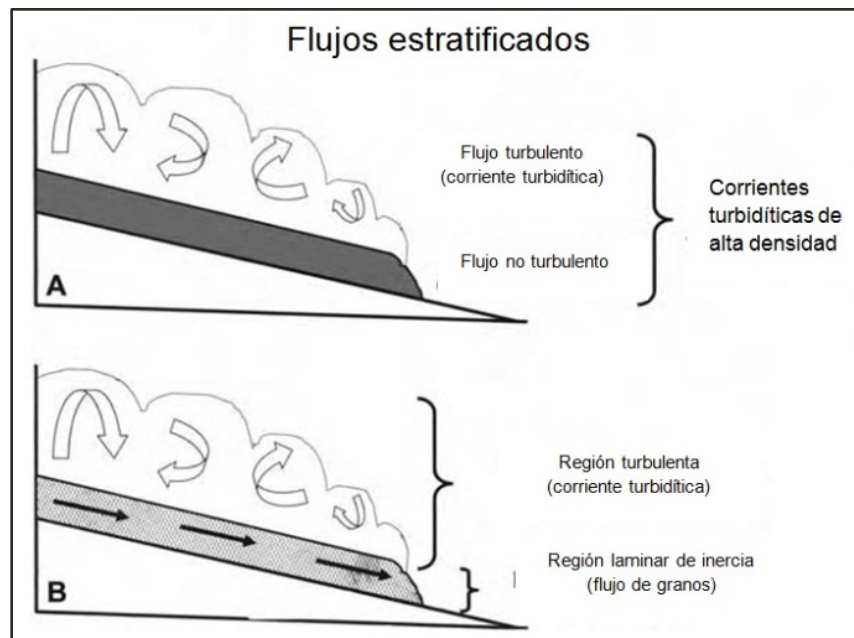
El primero en estudiar las corrientes turbidíticas o corrientes de turbidez, fue Daly (1936) quien interpretó que estas son el principal factor en la formación de los cañones submarinos. Kuenen (1937, 1947) estudió experimentalmente las corrientes de turbidez y documentó que éstas ocasionan la erosión de los cañones submarinos. Kuenen y Migliorini (1950) argumentaron que las corrientes de



turbidez dan origen a las secuencias marinas turbidíticas, a las que también llamaron secuencias tipo flysch.

Kuenen (1951) uso el término “corriente turbidítica de alta densidad” para los flujos estratificados con una capa superior turbulenta y una capa inferior sin turbulencia. Shanmugam (2006) propone que “...es mucho más simple dejar fuera de la definición de corriente de turbidez cualquier referencia a los mecanismos hidrodinámicos” (**Figura 2.1 A**). Sanders (1965) fue el primer sedimentólogo que hizo una clara distinción entre los flujos de escombros laminares y las corrientes de turbidez, también propuso que las corrientes turbidíticas, son las corrientes de densidad causadas por el sedimento en suspensión turbulenta; esta propuesta proviene de los resultados experimentales de Bagnold (1954, 1956), que distinguió los flujos turbulentos de los flujos laminares (**Figura 2.1 B**). Posteriormente Middleton (1993) excluyó los flujos laminares de las corrientes turbidíticas.

Una corriente de turbidez puede ser responsable de la erosión de un cañón submarino, así como del depósito de sedimentos formando abanicos submarinos.



**Figura 2.1 (A)** Diagrama de turbiditas de acuerdo al concepto de Kuenen (1951), **(B)** Diagrama del concepto de acuerdo a Bagnold (1956) (Tomada y Modificada de Shanmugam 2010).

Middleton y Hampton (1973) propone que se pueden tener los siguientes cuatro tipos de flujos por gravedad:

- ◆ Flujo de detritos
- ◆ Flujo de granos
- ◆ Flujos de expansión
- ◆ Corriente de turbidez

Middleton y Hampton (1973), crearon un modelo representando los mecanismos de transporte, fuerzas cohesivas y depósitos resultantes de los sedimentos.

### **2.3. Ambientes sedimentarios.**

De acuerdo con Reinek y Singh (1980) un ambiente sedimentario, también llamado ambiente de depósito, es el conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas que determinan las características particulares de un sedimento o roca sedimentaria y es diferenciable de los ambientes adyacentes.

Entre las características físicas que individualizan los medios sedimentarios, se incluyen aspectos dinámicos como la velocidad, dirección y variaciones en el movimiento del fluido que condicionan el medio; corrientes de agua, oleaje, mareas, vientos, etc., así como los parámetros geográficos y climáticos del mismo, que incluyen al tipo de intemperismo, clima, temperatura, humedad, frecuencia de las heladas, precipitación, etc.

Entre las características químicas principales de los medios subacuáticos hay que considerar la salinidad, las condiciones de potencial óxido reducción (eH) y nivel de acidez (pH) del medio, la geoquímica de la roca madre y la interacción química entre el sedimento y el ambiente; los estudios de los minerales autógenos dentro de un ambiente, son de utilidad en la determinación de dichas condiciones químicas.

De las características biológicas hay que destacar todo lo referente a la flora, a la fauna y a su influencia en los procesos sedimentarios, formación de suelos y erosión, así como las correspondientes interacciones con el ambiente que puede motivar la individualización de algún medio sedimentario.

Estos rasgos prevalecen en las rocas aun cuando el ambiente sedimentario haya sido modificado o desaparecido, por lo que a través de ellos (junto con criterios mineralógicos y estructurales), es posible interpretar ambientes sedimentarios antiguos, aplicando el Principio de Uniformismo, propuesto por Hutton (1788). Las estructuras sedimentarias presentes en las secuencias estratificadas, el tipo de roca, su espesor y composición mineralógica, nos dan información sobre el ambiente sedimentario en que se formó el sedimento.

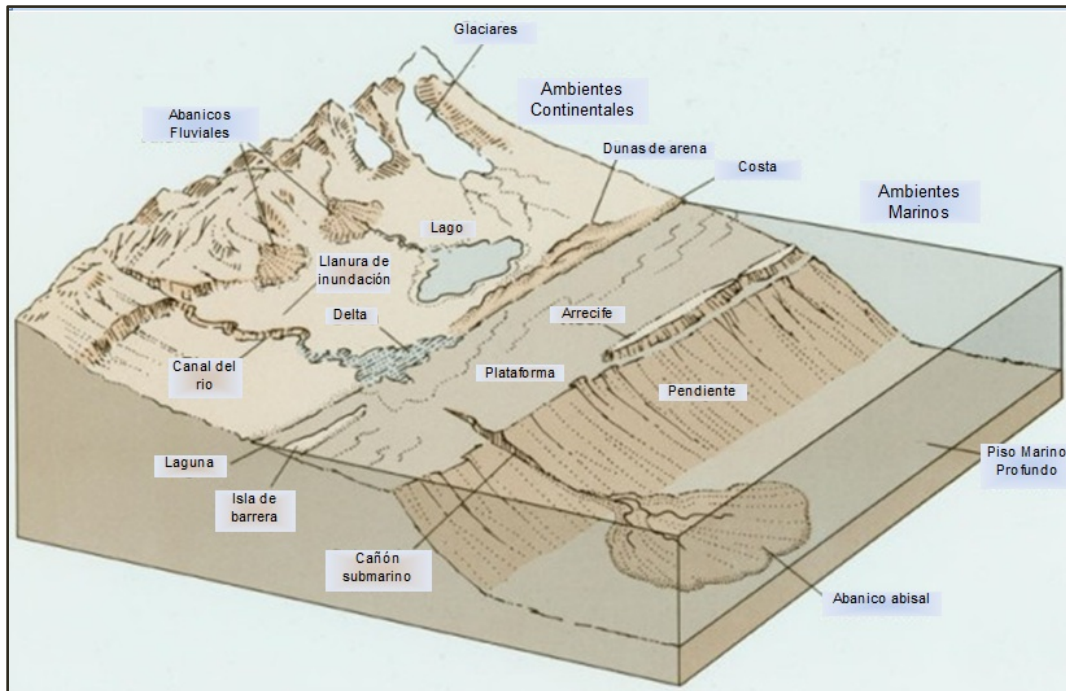
A lo largo del tiempo se han diferenciado básicamente tres grandes grupos de ambientes sedimentarios: continentales, transicionales y marinos; a su vez, estos grupos fueron subdivididos, por diferentes investigadores, en varios subgrupos de acuerdo a sus propios criterios (**Tabla 2.1**).

La **Figura 2.2** corresponde a un esquema que muestra los ambientes sedimentarios continentales, transicionales y marinos, sin embargo, no en todos los ambientes sedimentarios se presentaron las condiciones necesarias para la generación, migración y almacenamiento de hidrocarburos, por lo que estos aspectos serán tratados en otro segmento de este trabajo.

El ambiente sedimentario con mayor interés para la Industria Petrolera es el ambiente marino, dentro del cual en algunos casos se forman las secuencias turbidíticas, que dan origen a los depósitos de turbiditas, objeto de interés en este trabajo.

MEDIO	GRABAU (1930)	TWENHOFEL (1939)	DUMBAR & RODGERS (1957)	SELLEY (1970)	CROSBY (1972)	BLATT et al. (1972)
CONTINENTALES	DESERTICOS Eluviones Coluviones Eólicos  SUBACUÁTICOS Abanicos aluviales Fluviales y torrenciales Llanuras de inundación Glaciales Lacustres Palustres Deltas	TERRESTRES Glacial Desértico  ACUOSOS FLUVIALES Pie de monte aluvial  Lacustre Palustre Hipogeo	SUBAEREOS Endorricos Amplios  FLUVIALES Pie de monte Abanicos aluviales  GLACIALES LACUSTRES	EÓLICOS  FLUVIALES Anastomasados Meandriformes  LACUSTRES	GRAVITACIONAL  EÓLICO  FLUVIAL  GLACIAL  LACUSTRE  PALUSTRE	TERRÍGENO Eólico Abanico aluvial Llanura de inundación -Anastomasada -Meandriforme Glacial Lacustre Palustre
TRANSICIONALES		DELTAS ESTUARIOS LAGOON LITORAL	MAREALES Lagoon Superficies mareales  COSTEROS Playas Acantilados Arrecifales	DELTAS  LINEARES Clásticos Mixtos Carbonatados	DELTAS BAHÍAS MARISMAS BARRERAS LLANURA COSTERA ACANTILADO ARRECIFALES	CANALES Y BORDOS ESTUARIOS BAHÍAS Y LAGOON MARISMAS PLAYAS E ISLAS BARRERA INTERMAREAL SUPRAMAREAL GLACIAL MARINO
MARINOS	LITORALES  INTERMAREALES Estuarios "Lagoon" Mares epicontinentales Litoral Oceánico  BATIALES  ABISALES Pelágicos Terrígenos	NERÍTICOS  BATIALES  ABISALES	NERÍTICOS  BATIALES  ARRECIFALES	ARRECIFALES  PLATAFORMA  TURBIDITAS	NERÍTICOS Arrecifales Litorales Evaporítico Plataforma  BATIALES Carbonatado Terrígeno Euxínico  TURBIDÍTICO  ABISALES Pelágico terrigenos	NERÍTICOS Arrecifes Bancos Evaporítico Plataforma gradada Plataforma carbonatada Cuenca  ABISAL-BATIAL Talus y cañón Abanicos submarinos  CUENCAS OCEÁNICAS PROFUNDAS Pelágicas Terrígenas DEPRESIONES OCEÁNICAS PROFUNDAS

**Tabla 2.1** Diferentes clasificaciones de ambiente sedimentario (Tomada de Zaldívar, 2008).



**Figura 2.2** Esquema que muestra a los principales ambientes sedimentarios (Tomada y modificada de Bentley, 2011).

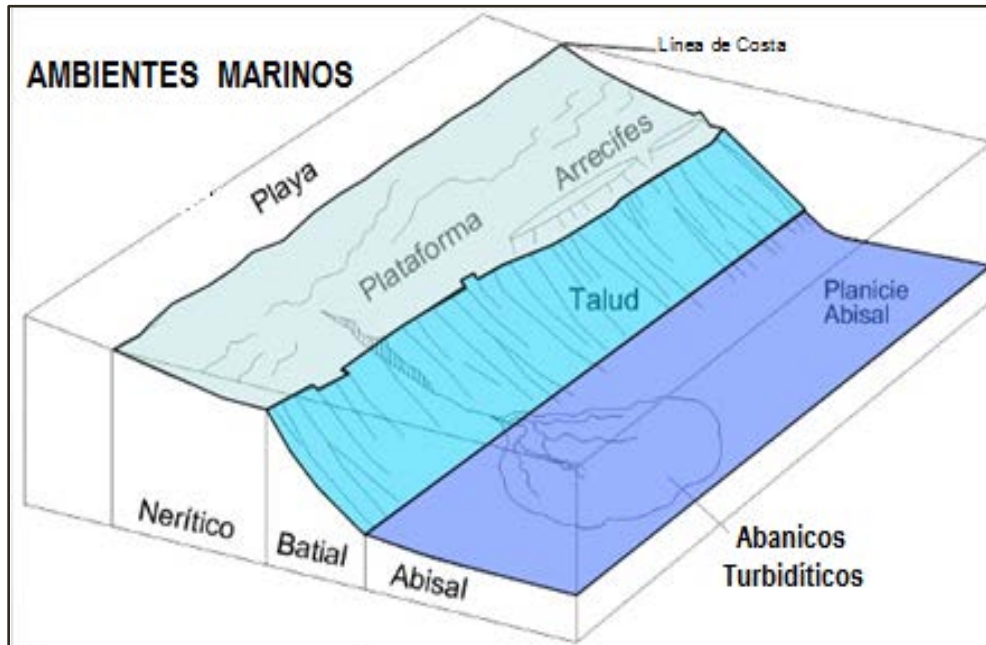
### 2.3.1. Ambientes Sedimentarios Marinos.

Los procesos sedimentarios presentan siempre una influencia geográfica, además de que están definidos por una serie de factores físicos, biológicos y químicos, formando lo que se denomina ambiente sedimentario. El conjunto de estas características imprime al sedimento o roca sedimentaria, una serie de propiedades que les hacen diferenciables al resto de los sedimentos depositados en otros ambientes.

Los elementos más importantes que definen los ambientes sedimentarios marinos son: fisiografía del medio, energía, clima, aporte de sedimento y cambios del nivel del mar.

- ◆ La fisiografía del medio define y limita las dimensiones del medio, geometría y profundidad.
- ◆ La energía comprende factores como la oceanografía (corrientes geostróficas, olas, mareas, tormentas), hasta otros como la tectónica.
- ◆ El clima, que a su vez puede condicionar algunos aspectos de la oceanografía, así como la naturaleza del aporte de sedimento y el volumen de material aportado.
- ◆ El aporte de sedimento afecta a la composición de los materiales procedentes de ella, y al volumen de sedimento. Las fuentes pueden ser externas e internas (producción biológica marina).

A continuación se muestra una clasificación del ambiente sedimentario marino que toma como base a la profundidad, medida en metros bajo el nivel del mar (mbnm) (**Figura 2.3**).



**Figura 2.3** División del ambiente marino según la profundidad  
(Tomada de <http://es.scribd.com/doc/23533852/marino>).

**NERÍTICO (10-200 metros):** Su ambiente de sedimentación se extiende desde la línea de bajamar hasta los bordes de las plataformas continentales y al sedimento que se forma en esta zona; está caracterizado por estar influenciado por las corrientes y las olas, con aporte de sedimento en general procedente del continente. El sedimento varía en tamaño desde arena hasta limos, cambiando la granulometría desde la zona de bajamar (arena), hacia los bordes de los taludes donde tienen tamaño de limo; en las zonas tropicales es común la sedimentación de carbonatos provenientes de algas y moluscos. El ambiente nerítico incluye los mares epicontinentales.

**BATIALES (200 – 4,000 metros):** Su ambiente de sedimentación se extiende desde los bordes de plataforma hasta los fondos marinos. Los taludes continentales tienen una pendiente media de cuatro grados, salvo en los arrecifes coralinos, donde la pendiente es más inclinada. Este ambiente no es influido por corrientes de gran magnitud en forma continua, salvo en el borde del talud donde las corrientes de marea y las longitudinales alcanzan su mayor velocidad, produciendo en ocasiones, derrumbes de las paredes del talud; los sedimentos son principalmente fangos. Ambiente anómalo de gran profundidad, corresponde a la zona ocupada por los taludes continentales y a los sedimentos que allí se forman o se depositan (**Figura 2.3**).

**ABISALES (> 4,000 metros):** Son los sectores de fosas oceánicas con menor cantidad de organismos y donde hay depósitos originados por corrientes de turbidez. Los fondos marinos no son superficies planas sino que están formados por elevaciones montañosas que se generan en las zonas de acreción. El fondo marino es renovado permanentemente en estas zonas y se mezcla con la astenosfera en las zonas de subducción; dichos fondos no tienen una antigüedad mayor a los 250 millones de años, por lo que su antigüedad no va más allá del final del Paleozoico.

En el ambiente abisal los sedimentos están restringidos a los de grano fino por su lejanía a las zonas de origen. Están comprendidos por dos clases; los de origen terrígeno y los pelágicos. Los primeros son fangos transportados por corrientes turbidíticas, fangos volcánicos derivados de las cenizas, llevados hasta ese lugar por el viento y fangos derivados de organismos. Los sedimentos pelágicos consisten en lodos (limos) de distintas clases y en arcilla. Los sedimentos terrígenos se depositan cerca de los bordes inferiores del talud, los restantes se acumulan muy lejos de las zonas de origen.

A continuación se describen las principales características de los ambientes sedimentarios marinos, considerando su morfología, los procesos de sedimentación, la profundidad y su evolución.

### **2.3.1.1. Plataforma carbonatada y clástica.**

#### **◆ Plataforma carbonatada.**

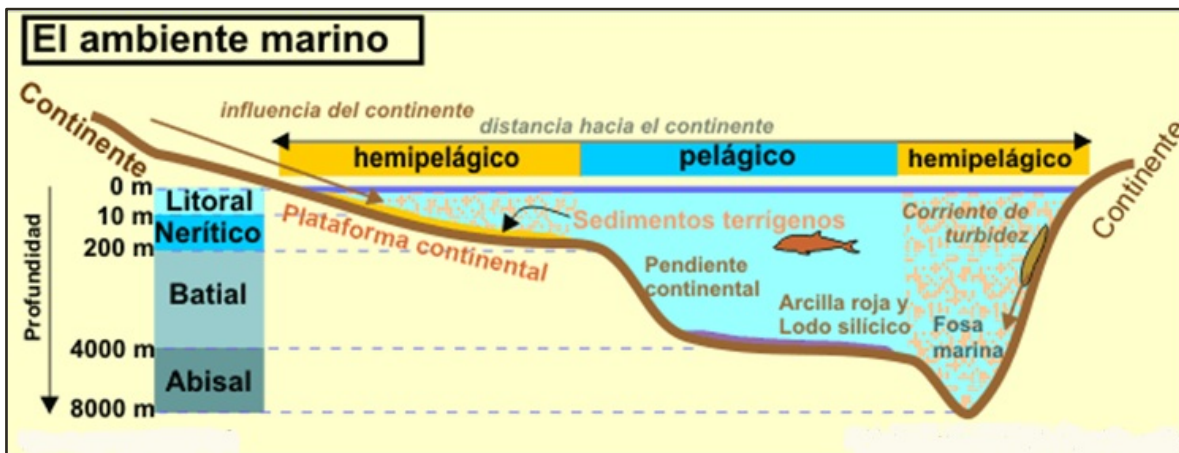
Corresponde con un ambiente marino somero carbonatado, que presenta una distribución global actual restringida, comparada con los antiguos períodos geológicos de la historia de la Tierra. Mares carbonatados tan extensos como los que existieron durante el Ordovícico, Devónico, Mississippico y Cretácico no existen actualmente. Existen diferencias fundamentales entre los depósitos carbonatados terrígenos y marinos, ya que mientras que los terrígenos son producto del intemperismo químico y físico de las rocas preexistentes que han sido transportados a la cuenca de depósito, los sedimentos carbonatados marinos se derivan de una precipitación “in situ” dentro de la misma cuenca (**Figura 2.4**).

En el ambiente marino hay una producción considerable de carbonato permaneciendo la mayor parte en el lugar donde se precipitó, debido a la presencia de organismos que no solo secretan el  $\text{CaCO}_3$ , sino que también lo utilizan para la construcción de sus conchas o esqueletos. Sin embargo, es importante considerar que parte del sedimento carbonatado producido en el

ambiente marino, puede llegar a sufrir un cierto transporte por la acción del oleaje, corrientes, etc., al borde de la plataforma o en las profundidades marinas.

#### ◆ **Plataforma clástica.**

La plataforma continental es una parte del fondo marino que se extiende desde la costa hasta el cambio de pendiente que da paso al talud continental. En la práctica, los límites son variables, pues hacia la costa se toma el nivel de base del oleaje de buen tiempo, que varía con la energía de la costa y la estación del año; hacia el océano, el cambio de pendiente se produce a profundidades distintas (a unos 200 m) y no se sitúa a una distancia fija de la costa (**Figura 2.4**).



**Figura 2.4** Distribución de diferentes partes del ambiente marino considerando la pendiente y la profundidad (Tomada de [www.geovirtual2.cl/geologiageneral](http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral)).

Es posible distinguir dos tipos de mares someros: los marginales o pericontinentales que son los de las plataformas continentales clásticas que rodean los continentes, extendiéndose hasta el talud, y los epeíricos o epicontinentales, situados en las áreas continentales a modo de pasadizos o brazos de mar que, a veces, están parcialmente confinados como el Mar Báltico y el Mar del Norte. La morfología del fondo y las características sedimentarias son muy variables, ya que el fondo puede ser llano o mostrar una topografía irregular con bajíos o islas; la granulometría del sedimento puede variar de unos puntos a otros, desde lutitas a tillitas glaciares en función de los controles sedimentarios.

#### **2.3.1.2. Talud continental.**

Esta unidad morfológica, es la porción del fondo oceánico, que se extiende a partir del borde de la Plataforma Continental hasta una profundidad de 1,000 a 4,500 m (**Figura 2.4**). Su pendiente media es de 5° a 7° grados, aunque a veces alcanza 25° y en ocasiones rebasa los 50°; en cuanto a su amplitud, esta varía de 8 hasta 270 km (Pettijohn, 1975).

La morfología del talud continental consiste generalmente en una planicie inclinada, desmembrada en escalones, en los que el piso de cada uno limita con un escarpe que se interpreta con frecuencia como falla normal. En la mayoría de los casos los pisos no están cubiertos de sedimentos, siendo frecuente la existencia de depresiones del tipo de los cañones submarinos. Estas formas (los cañones submarinos) son características del talud continental, los que a partir de su límite con la plataforma continental inciden verticalmente, alcanzando en algunos casos 2,000 m de corte vertical y cientos de kilómetros de longitud.

El conocimiento progresivo de estas peculiares formas del relieve submarino ha permitido ordenar y clasificar sus características más significativas y aspectos más relevantes, los que corresponden con:

- ◆ Un cañón presenta la forma de V, un curso sinuoso, tubulario y paredes abruptas.
- ◆ La mayoría de los cañones pueden ser ubicados hasta la base del margen continental.
- ◆ Se encuentran repartidos en casi todo el mundo, con algunas excepciones donde la inclinación de la plataforma continental es menor a 1°.
- ◆ Las rocas de las paredes del cañón van desde rocas blandas hasta el granito.
- ◆ La mayoría de los cañones continúan en el piso oceánico a partir de cursos de ríos, aunque, en algunas zonas no se cumple con esta característica.
- ◆ Los sedimentos en el piso del cañón son generalmente arenas y guijarros, aunque es posible que contenga sedimentos más gruesos que generalmente se presentan cubiertos por fangos.
- ◆ Los "ripple marks" son comunes en casi todas las profundidades del piso del cañón, presentándose normalmente al lado más inclinado de los ripples en el rumbo "hacia abajo" del cañón.
- ◆ Las cabezas de los cañones activos reciben una gran cantidad de sedimentos muy inestables, normalmente transportados hacia la parte más profunda del cañón por avalanchas de lodo (corrientes turbias), desprendimientos y/o por corrientes oceánicas inusuales; esto ocurre especialmente en los márgenes de convergencia, donde la actividad sísmica juega un rol importante.
- ◆ Los cañones pueden encontrarse tanto en costas estables como inestables, pero mayoritariamente aparecen en costas sumergidas (mar de Behring, Bahamas, costa oeste de Europa).
- ◆ El talud continental es tectónico, con deformaciones que son una clara expresión de la actividad endógena.



Es importante señalar que en el Ambiente Sedimentario de Talud es donde descansan inestablemente la mayoría de las masas de sedimento que se deslizan pendiente abajo generando las corrientes turbidíticas.

### **2.3.1.3. Ambiente de cuenca.**

El término de cuenca, en el sentido más amplio, se define como un área deprimida sin salidas en superficie (Pettijohn, 1975). Este término presenta una aplicación muy amplia, pero desde el punto de vista morfosedimentario, la cuenca representa el ambiente marino profundo que se desarrolla a continuación del margen continental (**Figura 2.4**). Si la cuenca se desarrolla sobre corteza oceánica, entonces este ambiente marino también recibe el nombre de "llanura abisal". Morfológicamente, son áreas con topografía contrastante, donde pueden llegar a prolongarse los valles submarinos desarrollados inicialmente en los márgenes continentales. En estos ambientes se identifican los denominados canales medio-oceánicos, que son valles paralelos o subparalelos al margen continental, que presentan recorridos longitudinales de cientos a miles de kilómetros; pudiendo actuar en algunos casos como vías de transferencia de sedimento de una cuenca a otra.

Desde el punto de vista sedimentológico, representan las áreas donde tiene lugar la depositación final de aquellos sedimentos que son transportados desde el continente y desde el propio margen continental. La revisión del estado actual de los conocimientos sobre la sedimentación en las cuencas oceánicas del Mediterráneo, Caribe, Atlántico noroccidental y Pacífico, indican que en estos ambientes sedimentarios se depositan principalmente depósitos turbidíticos, de flujos de talud, hemipelágicos y pelágicos.

Al pie del talud continental se acumulan los materiales que provienen de la parte externa de la plataforma continental y que han deslizado por el talud. La sedimentación en esta área es predominantemente arcillosa sin intercalaciones de niveles olistostrómicos. Si existe la desembocadura de un cañón submarino, éste construirá su típico abanico submarino, formado por series predominantemente turbidíticas. Tanto los materiales de borde continental, como los propios de abanicos submarinos, pasan lateralmente a los sedimentos más profundos. Estos están formados por delgadas capas de material transportado por corrientes de turbidez y por sedimentos autóctonos, constituidos, en gran parte, por margas pelágicas. En las áreas donde no llega el material detrítico, se depositan materiales muy finos que se hallan en suspensión en las aguas y conchas de foraminíferos pelágicos, o bien, a la acumulación de conchas de radiolarios, originándose, en este caso, una roca silíceo (radiolarita).

## 2.4. Geometría de los depósitos.

En las últimas dos décadas los sistemas terrígenos de aguas profundas han sido extensamente investigados por diferentes métodos, como son las imágenes acústicas en abanicos modernos y la penetración profunda de perfiles sísmicos en sistemas sepultados, principalmente en cuencas localizadas en márgenes divergentes y cuencas cratónicas. Dichas investigaciones han aportado información importante, pero también han surgido una serie de problemas, los cuales han sido discutidos en las publicaciones de Mutti y Normark (1987) y Normark (1991). El principal problema es que muchos de los conocimientos adquiridos sobre abanicos modernos y sistemas de areniscas sepultados de aguas profundas en márgenes continentales divergentes difieren conceptualmente de aquellos estudios sobre areniscas turbidíticas de sistemas de depósito antiguos (Mutti y Ricci Luchi, 1972).

El principal problema radica en que las turbiditas modernas tienen diferencias importantes con los depósitos antiguos. Los abanicos modernos, particularmente los grandes abanicos localizados en márgenes divergentes como los abanicos del Amazonas, Indus y Mississippi, son esencialmente desarrollados en complejos turbidíticos con predominio de canales lodosos - zonas de desborde (levee); en cambio los sistemas de areniscas sepultados en aguas profundas en márgenes continentales divergentes y algunas cuencas cratónicas son representadas en gran parte por depósitos de corrientes de contorno (contouritas) o turbiditas, las cuales pueden ser sustancialmente dominadas por las mismas corrientes (sistemas mezclados).

Es importante considerar que los antiguos sistemas de areniscas de aguas profundas expuestos en cinturones plegados o en otros tipos de marcos tectónicos activos, pudieron ser enteramente depositados por corrientes turbidíticas y flujos de gravedad relacionados (sistemas turbidíticos). La tendencia actual es describir, interpretar y comparar los tres diferentes tipos básicos de sistemas de depósitos turbidíticos entre sí, usando para los tres sistemas el mismo “modelo de abanico” para su interpretación (Shanmugam y Moiola, 1988). Es importante estudiar y comparar los siguientes tres casos:

- ◆ Abanicos modernos
- ◆ Sistemas turbidíticos sepultados y profundizados
- ◆ Aquellos aflorantes en sistemas tectónicos plegados y cabalgados

Cuando se intenta combinar y relacionar dentro de una estructura sedimentológica, la morfología de algunos abanicos modernos con sus facies y asociaciones de facies observadas en turbiditas antiguas en cinturones plegados y

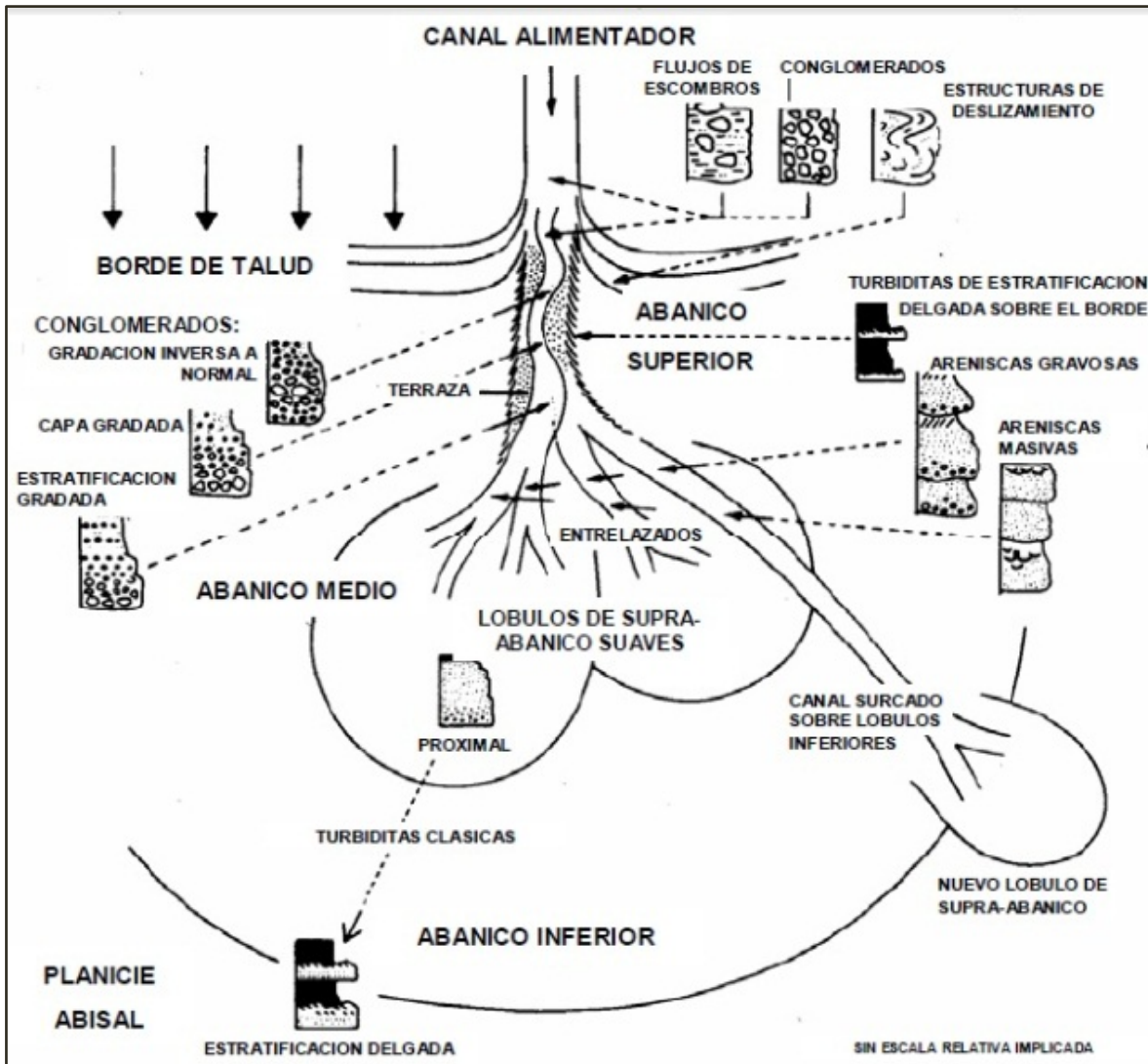
cabalgados, ocurren sobre-simplificaciones erróneas en la interpretación de los tres modelos de los sistemas turbidíticos (Normark, 1970; Mutti y Ricci Lucchi, 1972; Walker y Mutti, 1973; Walter, 1978). Mutti y Normark (1987) han señalado lo difícil y erróneo que resulta el comparar los sistemas modernos de abanicos submarinos con los sistemas turbidíticos antiguos.

El uso del “modelo de abanico” como un sistema predictivo general del estudio de ambientes de depósito de sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, no considera los factores tectónicos como son cuenca divergente, convergente y marcos geodinámicos de colisión, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad, corrientes profundas del fondo marino y las fluctuaciones del nivel del mar. Tampoco considera la interacción compleja entre tectónica, eustatismo y sedimentación a través del tiempo geológico (Mutti, 1992).

La estratigrafía de secuencias recientemente ha añadido un nuevo modelo general para estudiar los sistemas clásticos de aguas profundas, el cual está basado en las variaciones del nivel del mar, considerados como ciclos eustáticos de tercer orden y restringidos al tiempo de esos sistemas o períodos relativos de descenso del nivel del mar (Van Wagoner, 1988 y Vail, 1991). Este modelo eustático considera la información sísmica y registros eléctricos a gran escala sin considerar el detalle de las facies, así como los procesos asociados a las mismas (Mutti y Ricci Luchi, 1972).

Comparado con los ambientes de depósito someros, los marinos de aguas profundas son menos conocidos debido a que son inaccesibles a la observación directa, de aquí que los datos para la construcción de modelos se deriven del muestreo superficial de depósitos antiguos y estudios de sísmica marina de alta resolución.

Existe un gran número de modelos de abanicos submarinos modernos, entre los que destacan el de Mutti (1977), Ricci Lucchi (1975), Normark (1978) y Walker (1978); este último se muestra en la **Figura 2.5**. Este modelo considera que las rocas clásticas de aguas profundas pueden subdividirse en cinco asociaciones de facies principales: turbiditas clásicas, areniscas gravosas, areniscas masivas, conglomerados redepositados y lodos gravosos, flujos de escombros y depósitos por deslizamiento; además contempla la posibilidad de que las facies de abanico medio e inferior sean atravesadas por la incisión de canales principales de lóbulo abandonado que, en un momento dado, pueden reactivarse, prolongando su recorrido y constituyendo un nuevo lóbulo en una posición más externa que el anterior.



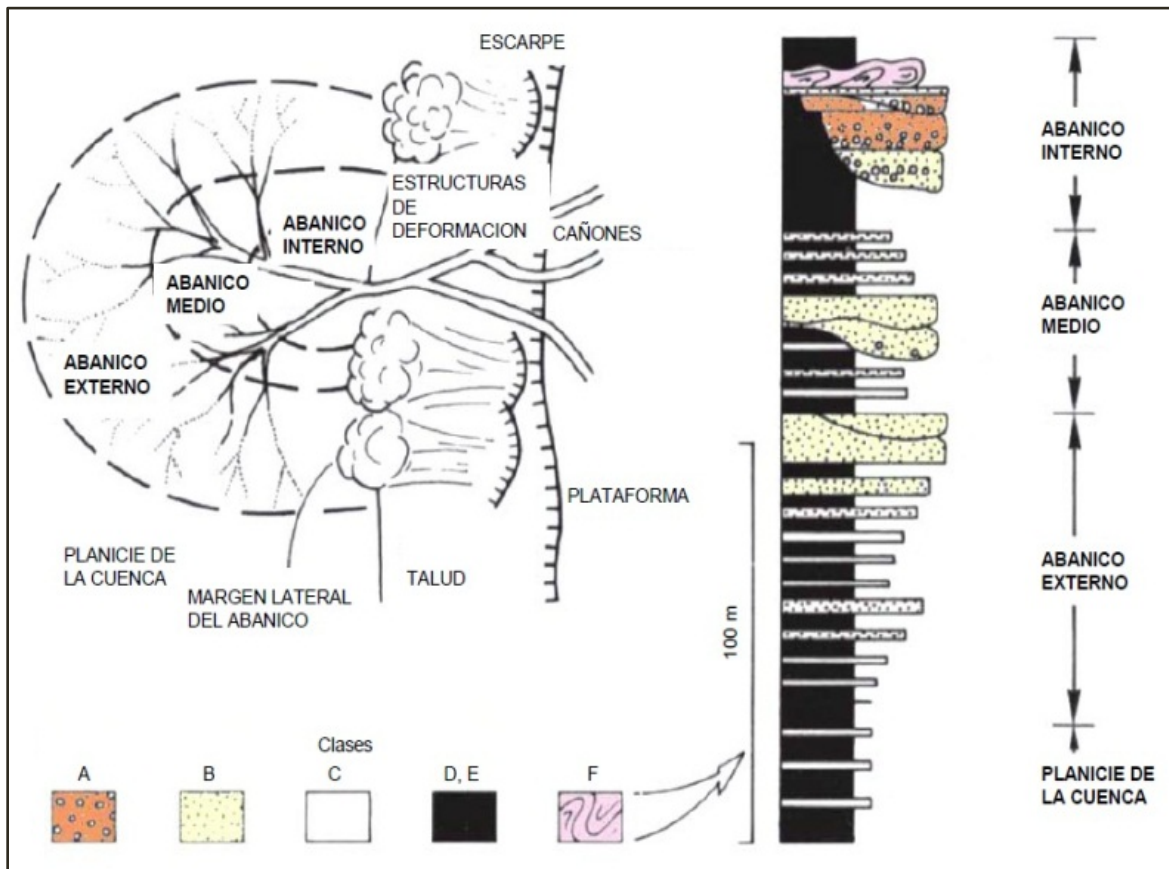
**Figura 2.5** Modelo deposicional de un abanico submarino con los rasgos morfológicos relacionados, medio ambiente deposicional y facies resultantes (Tomada de Santillán, 2009).

El modelo de abanico submarino antiguo, propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972), considera una distribución espaciotemporal de facies en un ambiente caracterizado por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo (**Figura 2.6**), los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), cuyos flujos de gravedad fueron transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes turbidíticas, depositados al pie del talud de las cuencas marinas profundas (Santillán, 2009).

#### ◆ **Abanico interno.**

Es un segmento del abanico alimentado por cañones submarinos de los que se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. Los

sedimentos más gruesos se acumulan en la zona del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas y gradadas. Esas delgadas capas comúnmente presentan en sus bases estructuras de flama y secuencias Bouma parciales, consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras. En la zona en donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales.



**Figura 2.6** Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos a partir de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Tomada de Santillán, 2009).

### ◆ **Abanico medio.**

Es un sistema rico en areniscas y se caracteriza por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies convexas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a

medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales, sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen pendiente abajo. La migración de canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra-abanico consiste de una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo.

#### ◆ **Abanico externo.**

Tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados resultantes son delgados, lateralmente persistentes y monótonamente superpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

## **2.5. Facies.**

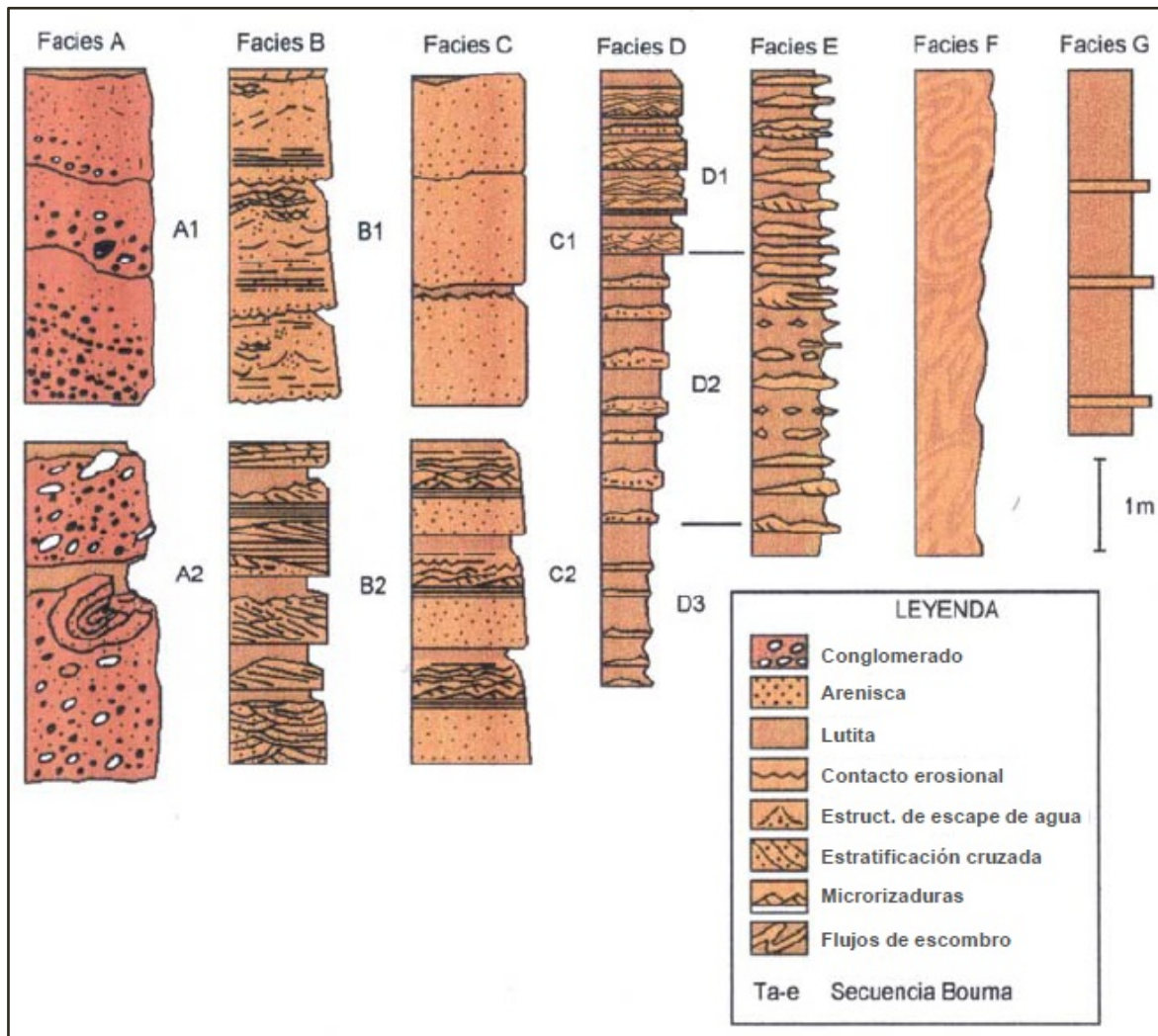
La clasificación de litofacies propuesta por Mutti y Ricci Lucchi (1972), Ricci Lucchi (1975) y Mutti (1979, 1992), divide los depósitos terrígenos turbidíticos en siete facies (utilizando una terminología alfabética de la A a la G), abarcando la relación con el medio de depósito dentro de un abanico submarino. Con estas litofacies se pueden establecer ciertas características como la geometría del depósito, estructuras internas de los estratos, relación lateral y vertical dentro del medio ambiente de depósito, mecanismos de transporte y de depósito en el marco de los flujos por gravedad (Rodríguez, 2010).

Las principales características de las facies A-G del modelo propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972), se ilustran en la **Figura 2.7** y se describen a continuación.

#### ◆ **Facies A.**

Los estratos de facies A incluyen conglomerados formados por cantos rodados y arenas de grano grueso y medio. Los espesores varían de 1 a 10 m y se encuentran amalgamados; tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de canales e interdigitación con estratos de grano fino. La mayoría de los afloramientos correspondientes a esta facies se presentan como una sucesión de estratos, identificándose únicamente por las unidades de flujos individuales, variaciones en el tamaño de grano, orientación o imbricación de los detritos, capas intraformacionales de lodo y clastos; así como la organización interna de los estratos que puede ser gradada, no gradada o inversa. La facies A está comúnmente asociada con facies B y E, los estratos de facies A

principalmente resultan de flujos detríticos de tracción (desorganización interna) o de flujos de granos (organización interna) (Mutti y Ricci Lucchi, 1972; Middleton y Hampton, 1973), (**Figura 2.7**).



**Figura 2.7** Clasificación de facies turbidíticas propuesta por Mutti en 1979 (Tomada de Santillán, 2009).

### ◆ **Facies B.**

La facies B se compone de secuencias masivas de areniscas de grano grueso a medio, con canales y surcos de erosión producidos por el flujo de corrientes; tiene una continuidad lateral mayor y más marcada que en la facies A. Un estrato característico de ésta facies incluye granos o clastos a lo largo de la superficie basal de erosión, a continuación se presenta laminación paralela y estructuras cóncavas; estas evidencias posdeposicionales señalan la expulsión de fluidos. La facies B ocurre dentro de un ambiente de canal, particularmente en el abanico medio o interno, por lo que refleja procesos hidráulicos presentes en el

flujo de granos cuando se encuentra en transición con las facies C. La interpretación que conlleva es a que el depósito ocurrió por una corriente de fluxoturbidez (Mutti y Ricci Lucchi, 1972; Carter, 1975; Middleton y Hampton, 1976; Howell y Normark, 1982), (**Figura 2.7**).

#### ◆ **Facies C.**

Comprende areniscas de grano grueso a fino, interestratificadas con estratos delgados de lutita; los estratos de arenisca son las clásicas turbiditas de Bouma. En el caso de las cinco subdivisiones de una turbidita ideal, no siempre se encuentra completamente desarrollada. Los estratos de arenisca generalmente son de 0.25 a 2.5 m de espesor, el cual se mantiene uniforme a grandes distancias laterales donde suelen tener gradación normal en la base, marcas de base bien desarrolladas, así como clastos de lodo "*rip-up clast*". La facies C se asocia a secuencias de la parte superior de un relleno de canal y con algunos ambientes no canalizados del abanico medio, externo e incluso de la planicie de cuenca. Este tipo de facies son las primeras en depositarse debido a una corriente de turbidez (Kuenen y Migliorini, 1950; Middleton y Hampton, 1973; Mutti y Ricci Lucchi, 1972), (**Figura 2.7**).

#### ◆ **Facies D.**

La facies D consiste de interestratificaciones delgadas de areniscas y lutitas con gran continuidad lateral, con espesores que varían de 0.05 a 0.25 m; cada estrato de arenisca se encuentra típicamente gradado presentando en la parte superior el intervalo de la secuencia de Bouma Tcde o Tce. Se presenta en forma transicional con estratos delgados de las facies C y por su ubicación se interpreta que corresponde a una turbidita distal. Las areniscas de la facies D representan el depósito de flujos turbidíticos de baja densidad, frecuentemente el intervalo Te de las turbiditas suele ser de grano aún más fino y más delgado que los intervalos Tc o Td que la subyacen en el mismo estrato (Mutti y Ricci Lucchi, 1972), (**Figura 2.7**).

#### ◆ **Facies E.**

La facies E consiste de alternancias delgadas de areniscas y lutitas con una variedad interna de laminaciones paralelas, rizaduras escalonadas "*climbing ripples*" y estratificación flaser; difiere de la facies D por su espesor menor a 0.30 m. La relación de areniscas a lutita es 1:1 o mayor, con areniscas de grano grueso y clasificación muy pobre que carecen de continuidad lateral presentándose lentes, planos ondulados y con tendencias al acuñaamiento; presentan característicos clastos de lodo "*rip-up clast*" y gradación basal, el intervalo Tce es



el más común. La facies E está asociada con ambiente de canal. Las facies B y E se asocian dentro de un abanico interno y medio, además la facies E se asocia con las facies D, G y F al formar parte de los depósitos de desborde (levee) y crecimiento de sobrebancos (overbanks). El proceso que forma la facies E es principalmente por flujo de tracción y de gravedad, en los márgenes del canal (Mutti y Ricci Lucchi, 1972), (**Figura 2.7**).

#### ◆ **Facies F.**

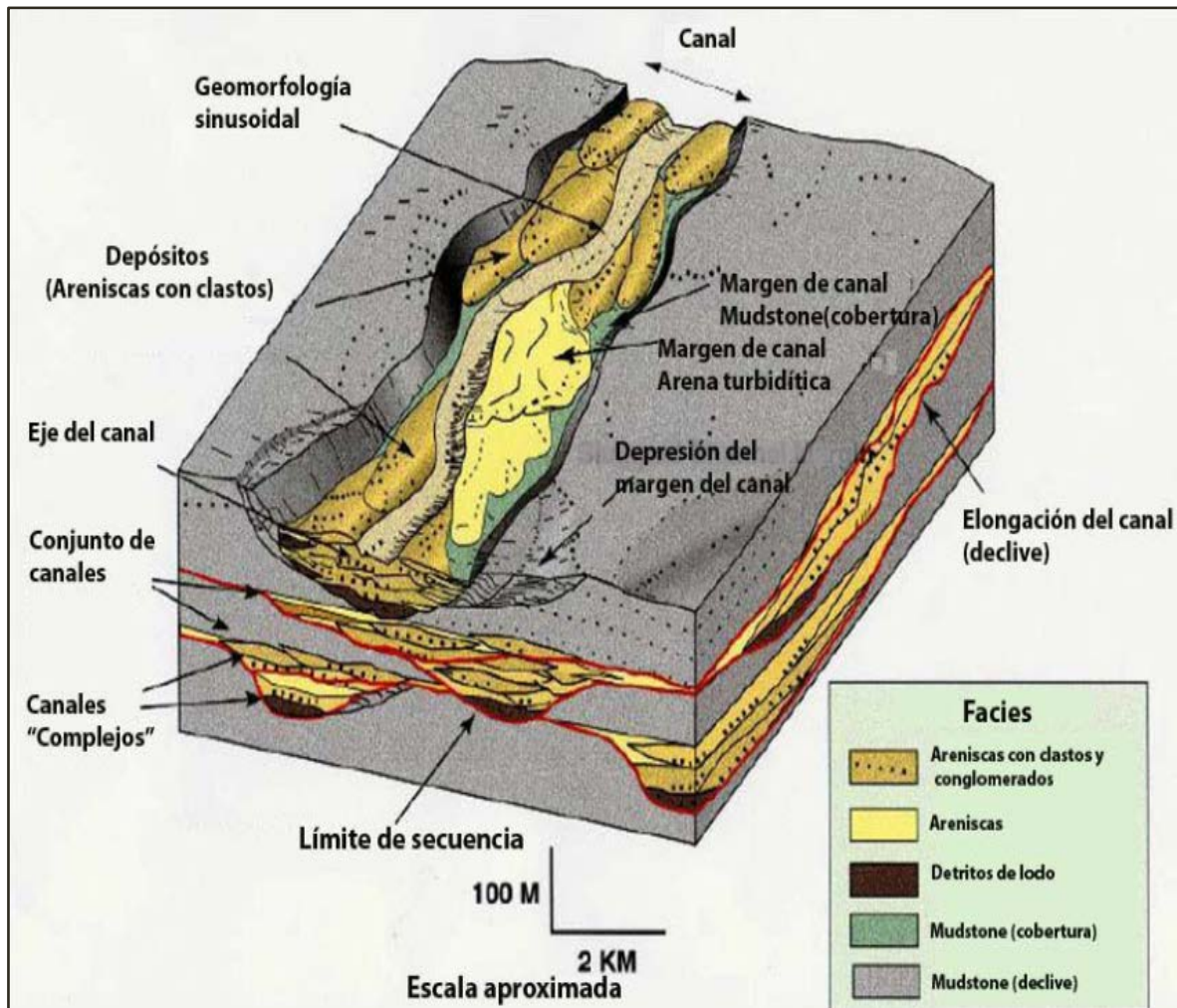
La facies F comprende los depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales o posdeposicionales, tales como asentamientos, deslizamientos o rompimientos de talud; ocurren en el margen de talud. En el caso de llevarse a cabo un rompimiento en el talud, la acción de la gravedad actuará formando los primeros flujos de sedimentos por gravedad, seguidos por los procesos de resedimentación y depósito de las facies antes descritas. Mutti y Ricci Lucchi (1972) emplean el término de caóticos para estos depósitos, que además se caracterizan por presentar una deformación parcial. Corresponden a esta facies los depósitos producidos por asentamientos en zonas de desborde (levees), deslizamientos, flujos de lodo, flujos de arenas, paraconglomerados, olistostromas, olistolitos, brechas de talud y estratos desbaratados (slurried). La facies F formada por asentamiento y deslizamiento por gravedad es típicamente encontrada cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes del canal del abanico interno y medio (Mutti y Ricci Lucchi, 1972), (**Figura 2.7**).

#### ◆ **Facies G.**

Los depósitos de la facies G comprenden detritos pelágicos y hemipelágicos compuestos por minerales arcillosos, además puede incluir proporciones variables de limolita, arena fina, micas, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas. Es común encontrar alternancias de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas (lodos micríticos de nanofósiles). La facies G es generalmente delgada y paralela, se desarrolla principalmente en el talud, en intercanales y en menor proporción como relleno de canales abandonados; puede encontrarse de manera alternante con facies D y E. Los mecanismos de dispersión para esta facies de grano fino pueden involucrar una combinación de ambiente pelágico asociado con depósito de contouritas (Mutti y Ricci Lucchi, 1972), (**Figura 2.7**).

En general los sistemas turbidíticos presentan cambios litológicos laterales y verticales abruptos y discontinuos, de formas irregulares, teniendo una complejidad importante (**Figura 2.8**). Derivado de esta gran complejidad, se puede decir que es de vital importancia tener identificadas, caracterizadas e interpretadas

las facies turbidíticas y sus ambientes sedimentarios, de tal forma que contribuyan al conocimiento sobre los mecanismos de transporte y depósito.



**Figura 2.8** Complejidad en los sistemas de depósitos turbidíticos y sus facies (Tomada de CNH, 2010).

## 2.6. Diagénesis.

Corrales (1977) considera que la diagénesis se refiere a todos aquellos cambios físicos, químicos y bioquímicos que suceden en un depósito sedimentario, desde su acumulación original hasta el comienzo del metamorfismo o bien hasta el inicio del intemperismo. Se incluyen en éste concepto todos los cambios que tienen lugar en los sedimentos después de depositarse y que afectan tanto a las partículas minerales como al agua intersticial; los procesos que actúan (físicos, físico-químicos, químicos, bioquímicos, etc.) conducen a la litificación del sedimento. Estos cambios se llevan a cabo en condiciones de presión y temperaturas propias (normales) de la superficie o parte externa de la corteza terrestre.

Los procesos diagenéticos se inician en el momento en que los sedimentos se depositan y se acentúan durante el enterramiento por nuevos aportes sedimentarios. Las causas principales son el progresivo incremento de presión (carga litostática) y de temperatura (gradiente geotérmico). Los procesos diagenéticos tienen una gran importancia en la estratigrafía y sedimentología de depósitos turbidíticos.

Desde el punto de vista petrolero, la diagénesis no produce sólo “efectos negativos” en las rocas, en muchas ocasiones las transformaciones que tienen lugar cambian las propiedades de las rocas en “positivo”, haciendo que tengan mayor valor económico. Las transformaciones que tienen lugar en la diagénesis son debidas a que las partículas del sedimento y el fluido intersticial encerrado en sus poros, tienden a mantenerse en equilibrio mediante reacciones controladas por la presión, la temperatura, el tiempo, el pH, la concentración iónica, etc. La diagénesis es un proceso muy complejo que comprende desde el momento de la sedimentación hasta el comienzo de los procesos metamórficos o hasta que las rocas vuelven a ser expuestas al intemperismo.

### 2.6.1. Etapas Diagenéticas.

Strakhov (1960) distingue 2 tipos de cambios primordiales ocurridos durante la diagénesis:

- ‡ La **sedimentogénesis** que se refiere a la formación del sedimento.
- ‡ La **metagénesis** que reúne a tres procesos que son: diagénesis, catagénesis y protometamorfismo.
  - ◆ **Diagénesis.** Se ha restringido a la transformación del sedimento a roca sedimentaria, incluyendo la neoformación de minerales, la redistribución y recristalización de minerales y la litificación.
  - ◆ **Catagénesis (epigénesis).** Está relacionada a los cambios secundarios que se originan en la roca sedimentaria ya formada, es decir, se aproxima y enlaza con los procesos metamórficos.
  - ◆ **Protometamorfismo.** Fase que se excluye de los procesos sedimentarios (procesos meta-sedimentarios).

### 2.6.2. Procesos diagenéticos.

Miall (1990), considera 6 procesos como los representativos de este fenómeno, estos son:

1. **Compactación:** Es una reducción de volumen del sedimento, ocasionada principalmente por las fuerzas verticales ejercidas por una capa de recubrimiento creciente, a medida que es enterrado el sedimento.
2. **Cementación:** Es la depositación de minerales en los intersticios entre los granos de un sedimento. Es uno de los cambios diagenéticos más comunes y produce la rigidez del sedimento, uniendo a las partículas unas con otras. La cementación puede ocurrir simultáneamente con la sedimentación, o bien el cemento puede ser introducido en un tiempo posterior; los materiales cementantes más comunes son: calcita, dolomita, siderita y sílice.
3. **Recristalización:** Son cambios en la textura y estructura del sedimento, por crecimiento de pequeños cristales o fragmentos en un agregado de cristales más gruesos.
4. **Reemplazamiento:** Es el desarrollo de nuevos minerales por reacciones entre los elementos constitutivos originales de los sedimentos y materiales acarreados de fuentes externas. El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, sin cambio de volumen, y puede tomar la forma del mineral reemplazado (seudomorfo).
5. **Solución diferencial:** Son procesos de disolución selectiva dentro del segmento, como elementos constitutivos particulares o a lo largo de los planos de estratificación.
6. **Autigénesis:** Es el desarrollo de nuevos minerales o sobrecrecimientos dentro de un sedimento.

#### 2.6.2.1. Procesos diagenéticos en sedimentos clásticos.

En la diagénesis de gravas, hay que destacar que además de la influencia de la textura (tamaño, forma, clasificación), composición química y mineralógica, hay que atender la presencia o ausencia de “matriz”. Por ello hay que conocer las diferencias en las relaciones texturales, la “fábrica” (empaquetamiento y orientación de partículas) y la granulometría.

En areniscas, es frecuente el proceso de “disolución por presión”, originado por la disolución de los granos en su punto de contacto, como respuesta a una presión, generalmente la litostática; el material disuelto puede depositarse nuevamente en superficies donde se ejerce menor presión. La disolución por presión se ve favorecida por la presencia de arcilla y/o mica entre los granos de cuarzo; asimismo en areniscas con materia orgánica aparecen las suturas, típicas de la disolución por presión. La explicación, en el caso de las arcillas, es que aumenta la solubilidad de sílice por liberación del K<sup>+</sup> (ilitas) y además la difusión de la sílice disuelta es favorecida por las películas arcillosas que rodean los granos de cuarzo.

La compactación en los sedimentos terrígenos aparece simultánea o ligeramente posterior a la sedimentación; la reducción de porosidad y eliminación de fluidos representa disminución de volumen y por tanto disminución del espesor de los estratos. Su intensidad depende en gran parte de la porosidad inicial, que está relacionada con el tamaño de grano y contenido en agua pelicular (Corrales, 1977). Un lodo arcilloso con 90% de porosidad inicial se puede reducir a la décima parte de espesor, mientras que una arena con un 35% de porosidad inicial se reducirá sólo a los 2/3 de espesor.

Si comparamos dos sedimentos de muy diferente comportamiento, por ejemplo arcillas y arenas, observaremos que las arcillas (porosidad inicial de 50-90%), en una primera fase de compactación se reducen al 40 - 45% debido a la expulsión de agua, comienza una reordenación de partícula, que desarrolla esquistosidad y se llega a una pérdida total de porosidad (a 6 km de profundidad aproximadamente). La reducción de espesor puede llegar al 80%, así 1 m de lutitas puede pasar a ser 0.2 m de pizarras, cuando se metamorfizan.

Las arenas (porosidad inicial de 25- 45%) reducen ligeramente su porosidad a valores del 10 - 25% y la consolidación final se alcanza más por efectos de la "cementación" que por la propia compactación. En el caso de los sedimentos con granos carbonatados, los efectos de la compactación son más complejos, ya que durante los mismos, se producen procesos de disolución bajo presión.

Cuando se quiere interpretar la geometría de rocas sedimentarias antiguas, el problema principal es conocer los efectos de la compactación diferencial. Dado que los sedimentos reducen su volumen de forma desigual (según la litología y la textura), es frecuente que volúmenes de materiales originalmente semejantes tengan diferente espesor después de la compactación, modificando la geometría de los estratos. La diagénesis en sedimentos arcillosos es muy compleja por las grandes variaciones mineralógicas, químicas y texturales que tienen las arcillas (Corrales, 1977).

De los componentes iniciales (arcillas, cuarzo, feldespatos, carbonatos, sílice, etc.), el cuarzo y los minerales arcillosos son los más estables. La fuerte compactación que sufren las arcillas provoca la ascensión de agua intersticial salina, que provoca diferentes cambios químicos (adsorción, filtración, cambio de catión). Uno de los cambios más comunes es el paso de la montmorillonita a illita y clorita, con interestratificados intermedios, en medios marinos normales, a medida que aumenta la profundidad de enterramiento. En medios salinos con agua intersticial "supersalina" se originan minerales ricos en Mg (clorita, sepiolita, atapulgita).

Otra característica de la diagénesis de arcillas es la aparición de nódulos y concreciones de manganeso, sulfuros y carbonatos en facies terrígenas; la neoformación es distinta en las facies más proximales, que inicialmente son más ricas en montmorillonita, illita degradada y caolinita, como consecuencia de la mayor influencia del área madre (meteorización). En las facies más distales, netamente marinas, la neoformación es el origen indiscutible de illita y clorita.

En etapas diagenéticas muy avanzadas, la proximidad del metamorfismo se anuncia por la esquistosidad, la cristalinidad de la illita y la aparición de sericita, clorita, etc.

## 2.7. Modelos de secuencias turbidíticas.

Bouma (1962), fue el primero en proponer una secuencia idealizada para turbiditas con 5 horizontes dentro de un paquete arenoso, que representan una sedimentación producto de un depósito turbidítico, la cual es conocida como Secuencia Bouma.

1. Intervalo gradado
2. Intervalo de laminación paralela inferior
3. Intervalo de laminación cruzada o laminación festonada o convoluta
4. Intervalo de laminación paralela superior
5. Intervalo pelítico.

La unidad estratigráfica donde Bouma determinó por primera vez el modelo de facies turbidíticas fue en la Formación Grès D'Annot (Eoceno-Oligoceno) en el área de Peira Cava en los Alpes al sureste de Francia. Sin embargo, a lo largo de la historia ha tenido varias modificaciones con el fin de encontrar una secuencia más completa o bien desde otros puntos de vista, aunque siempre basado en la Secuencia Bouma original. Tales contribuciones fueron realizadas por: Middleton y Hampton (1973), Lowe (1982), Stow y Shanmugam (1980).

La Secuencia Bouma consiste, en orden ascendente (**Figura 2.9**), de las siguientes facies: el horizonte Ta = constituida por arenas y en la parte basal gránulos con gradación normal o masiva, Tb = arenas limosas con laminación paralela hacia la base, Tc = arenas y limos con rizaduras y estratificación ondulada o convoluta, Td = limos en la cima con laminación paralela, Te = horizontes de granos muy finos o sedimentos pelágicos. El principal problema de la Secuencia Bouma es que no siempre presenta sus cinco horizontes y no señalan un mecanismo del depósito.

La Secuencia Bouma también ha funcionado como una herramienta muy importante para diferenciar las facies proximales, medias y distales en un abanico submarino.

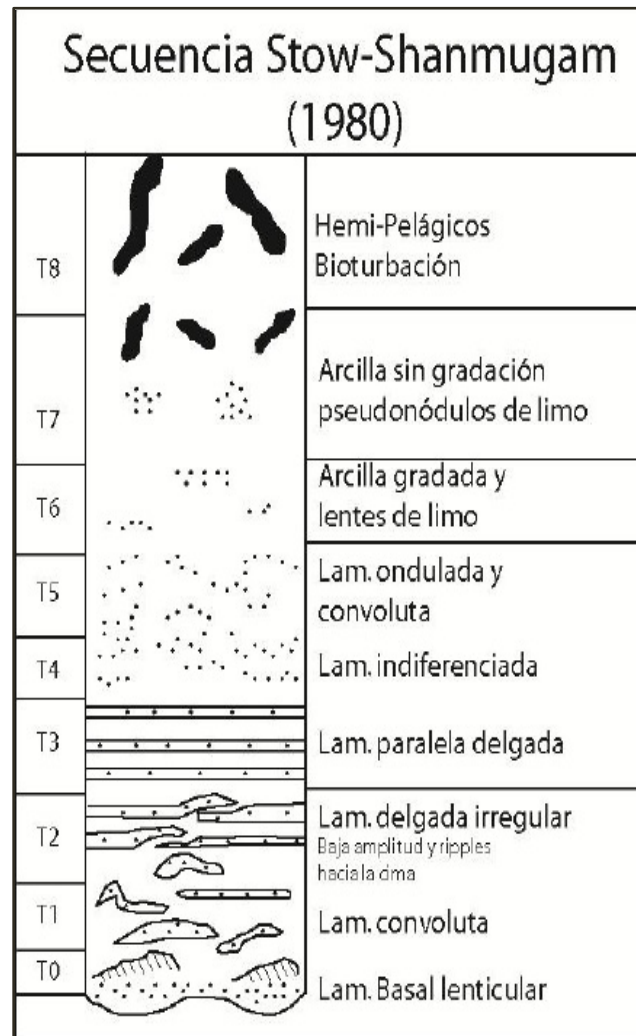
Otros autores consideran que se deben completar algunas de las facies de Bouma a partir de estudios sedimentológicos detallados en otras regiones. Mutti y Ricci Lucchi (1975) proponen un modelo de litofacies para depósitos turbidíticos.

	Tamaño de Grano	Divisiones Bouma (1962)		Middleton y Hampton (1973)	Lowe (1982)	Shanmugam (2006)
	↑ Arcilla ↓	Te	Homogénea ó Laminada	Pelágicos y turbiditas de baja densidad	Pelágicos y hemipelágicos	Pelágicos y hemipelágicos
	↑ Arena-Limosa ↓	Td	Laminación paralela hacia la cima			
		Tc	Estratificación convoluta, ondulada, ripples			
	↑ Arena (Gránulos hacia la base) ↓	Tb	Laminación planar paralela			
	Ta	Gradación normal, masiva	Corrientes turbidíticas de alta densidad	Flujo de detritos arenosos		

**Figura 2.9** Modelo de facies turbidíticas. Secuencia Bouma, las interpretaciones de Middleton y Hampton (1973), Lowe (1982) y Shanmugam (2006) (Tomada y modificada de Shanmugam, 2006).

Stow y Shanmugam (1980), proponen una secuencia más detallada para turbiditas de grano fino que se correlacionan con las facies Tc, Td y Te de las facies de Bouma, que consta de nueve horizontes de T0 a T8 permitiendo diferenciar a detalle horizontes de turbiditas lodosas o flujos saturados (**Figura 2.10**). Como se observa, el horizonte T0 = consiste de arena muy fina con laminación lenticular hacia la base, T1 = laminación convoluta, T2 = laminación ondulada o lenticular, T3 = laminación fina regular, T4 = no presenta alguna estructura definida, sin embargo, predominan arenas muy finas, T5 = son arenas muy finas con laminación ondulada y/o convoluta, T6 = lentes gradados de limo/arcilla, T7 = arcilla sin gradación y por último T8 = sin laminación de finos

pero con microbioturbación y pseudonódulos de limo. De la misma manera que la Secuencia Bouma, las divisiones de la Secuencia Stow no necesariamente desarrollan todos los horizontes en un paquete de turbiditas de grano fino.

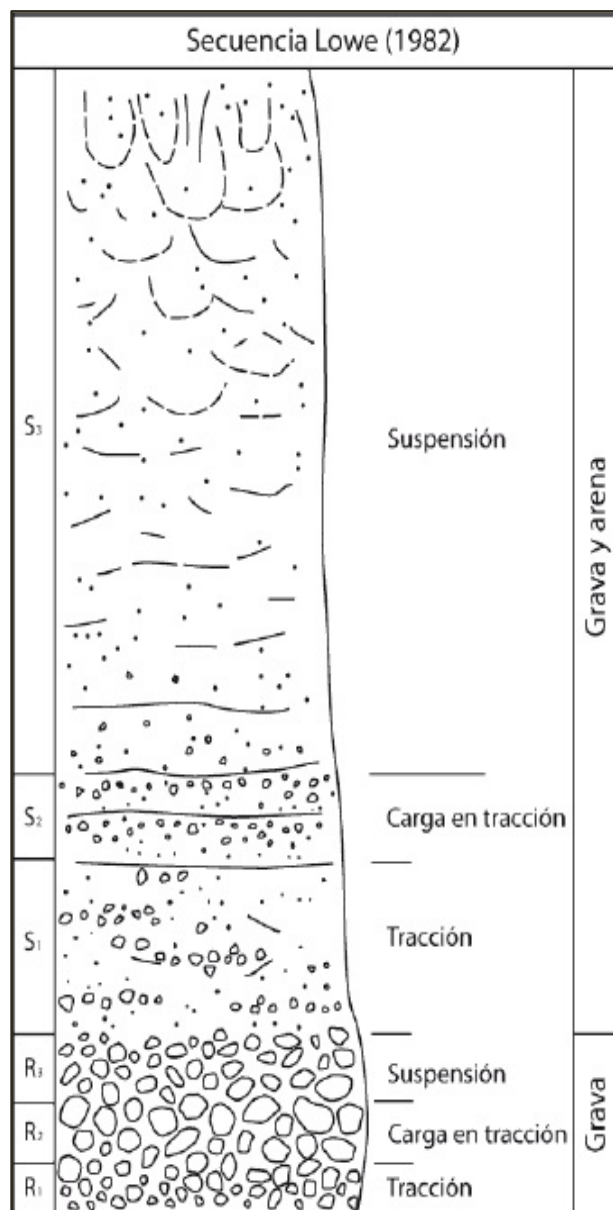


**Figura 2.10** Secuencia propuesta por Stow para corrientes turbidíticas de grano fino, (Tomada y modificado de Rodríguez, 2010).

Lowe (1982), realizó un análisis para las corrientes turbidíticas de alta densidad, donde propone una secuencia con 6 divisiones o facies dentro de la división *Ta* de la Secuencia Bouma (**Figura 2.11**). El principal objeto de la diferenciación de los horizontes fue el mecanismo de depositación de los sedimentos gruesos, pasando por la suspensión, tracción y cargas en tracción. El horizonte S1 se caracteriza por contener estructuras de tracción (laminación planar, estratificación cruzada). La división S2 posee gradación granocreciente y laminación ondulada hacia la base. El horizonte S3 muestra gradación granodecreciente con algunas estructuras de escape de agua (estructuras de plato, de tubo y de flama).



Los horizontes S1 - S3 tienden a evolucionar a flujos turbidíticos de baja densidad y generalmente se componen de arenas y gravas (Lowe, 1982). En seguida, los horizontes que se componen primordialmente de gravas son R1 = de granos gruesos con estructuras en tracción, R2 = gravas con gradación granocreciente y R3 = horizontes de grava con gradación granodecreciente. Cabe mencionar que los horizontes R1 - R3 resultan de flujos densos ricos en gravas con los mismos mecanismos de depositación (carga en tracción, tracción y suspensión), donde domina la presión intergranular. Los mecanismos de sedimentación son clave para diferenciación de estos depósitos (Rodríguez, 2010).



**Figura 2.11** Secuencia de Lowe para el reconocimiento de depósitos de corrientes turbidíticas de alta densidad (Tomada y modificada de Rodríguez, 2010).

## Capítulo 3. Ejemplos de México.

Los campos petroleros de las cuencas con turbiditas que se presentan en este trabajo se ubican en lo que PEMEX denomina Región Norte, cubriendo un área aproximada de 1.8 millones de km<sup>2</sup>, incluyendo una porción terrestre y otra marina; colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el Río Tesechoacán, localizado al Sur de Estado de Veracruz, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico. La región está constituida por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica - Altamira y Veracruz (**Figura 3.1**).

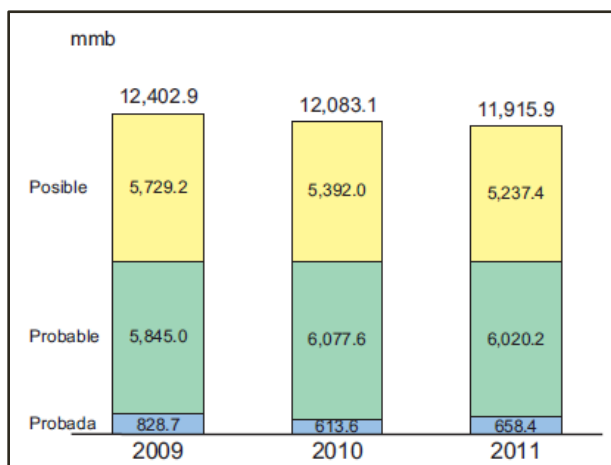
Las reservas remanentes probadas de la Región Norte, al 1 de enero de 2012, ascienden a 813.1 millones de barriles de aceite y 3,858.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 318.1 millones de barriles de aceite y 2,765.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas desarrolladas y 340.3 millones de barriles de aceite y 1,175.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas no desarrolladas.



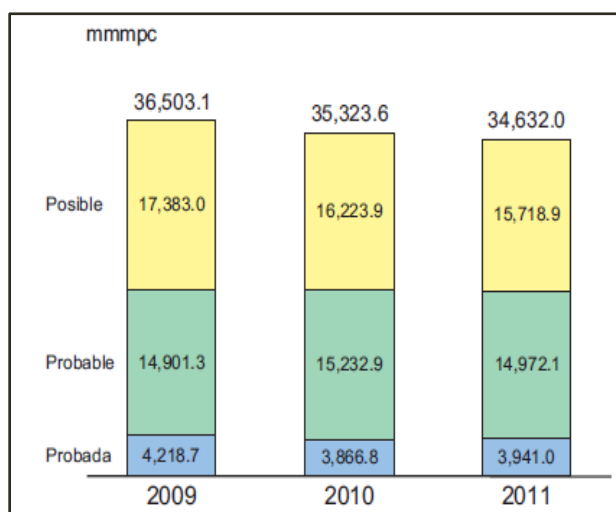
**Figura 3.1** División de la Región Norte en sus cuatro Activos Integrales en donde se tienen yacimientos en turbiditas (Tomada de Pemex, 2011).

Referente a las reservas probables, éstas de acuerdo a Pemex 2011, alcanzan valores de 6,020.2 millones de barriles de aceite y 14,972.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; mientras que las reservas posibles son de 5,237.4 millones de barriles de aceite y 15,718.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En consecuencia, las reservas 2P, es decir, la adición de reservas probadas más probables, son 6,678.6 millones de barriles de aceite y 18,913.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas 3P, adición de reservas probadas más probables más posibles, son del orden de 11,915.9 millones de barriles de aceite y 34,632.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. La evolución histórica de los últimos tres años, para las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas natural, se puede observar en las **Figuras 3.2 y 3.3**.



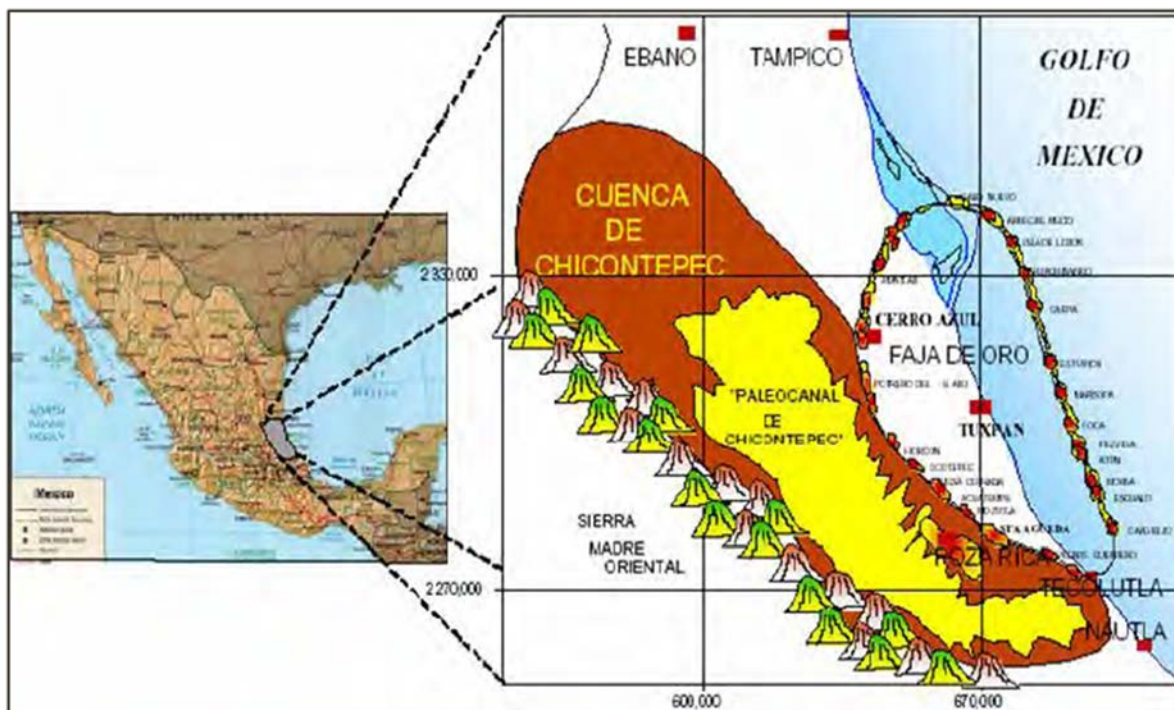
**Figura 3.2** Evolución de las reservas de aceite crudo de la Región Norte en los últimos 3 años (Tomada de Pemex, 2011).



**Figura 3.3** Evolución de las reservas de gas natural de la Región Norte en los últimos 3 años (Tomada de Pemex, 2011).

### 3.1. Cuenca de Chicontepec.

La Cuenca de Chicontepec se localiza geográficamente en la porción centro-oriente de la República Mexicana, fisiográficamente se encuentra sobre la planicie costera del Golfo de México, abarcando los estados de Hidalgo, Veracruz, Puebla y Tamaulipas. Geológicamente la cuenca se ubica dentro de la Provincia Tampico - Misantla, cubre un área de aproximadamente 11,300 Km<sup>2</sup>, mientras que la Formación Chicontepec Superior se encuentra en una superficie de aproximadamente 3,785 Km<sup>2</sup> (**Figura 3.4**). La Cuenca de Chicontepec se ubica entre las coordenadas geográficas 21° 39' 53.72" y 19° 55' 55.76" de latitud Norte, 98° 53' 07.75" y 96° 46' 22.52" de longitud Oeste.



**Figura 3.4** Ubicación de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Vázquez, 2008).

Al 1 de enero del 2011, PEMEX reportó que la Cuenca de Chicontepec posee la mayor cantidad de reservas 3P del país, con 11,379.1 millones de barriles de aceite que equivale al 37.2% nacional y 28,294.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural que equivale al 46.2% de las reservas nacionales.

#### 3.1.1. Marco Geológico.

La Cuenca de Chicontepec se originó entre el Paleoceno y Eoceno, durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y el basculamiento al oriente de la paleoplataforma de Tuxpan, lo que originó que fuera afectada por una discordancia sintectónica; Por este evento tectónico, se formó

una cuenca sintectónica con canales submarinos y gruesos depósitos de turbiditas.

La cuenca fue rellenada de sedimentos arcillosos y arenosos en forma alternada de tipo turbidítico (formaciones Velasco y Chicontepepec) y arenos-arcillosos con carbonatos en el Occidente (Formación Soyatal). Lo que dio lugar a cuerpos lenticulares de areniscas que constituyen en varios casos trampas estratigráficas localizadas a profundidades que varían desde los 800 metros en la porción norte, hasta los 2,500 metros en la porción sur, cerca de Tecolutla Veracruz. El espesor neto de las formaciones productoras es variable, pero llega hasta los 400 metros, aunque los cuerpos arenosos productores son en general de espesores reducidos, de menos de 40 m de potencia.

El patrón de entrapamiento del sistema Chicontepepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino, de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales), que son los que forman las principales trampas. Predominan las trampas de tipo estratigráfico, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito, lóbulos progradantes asociados a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento de las secuencias arenosas que constituyen trampas estratigráficas, en algunos casos afectados por fallas laterales dando como resultado trampas mixtas.

Los sedimentos turbidíticos del Paleógeno, fueron transportados, distribuidos por corrientes de turbidez y depositados en ambiente nerítico externo a batial, dando como resultado un complejo de abanicos submarinos con una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas que representan varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos. Las secuencias turbidíticas se depositaron en eventos múltiples, que incluyen flujo de escombros, lóbulos, rellenos de canal y deslizamientos, algunas veces las secuencias se encuentran retrabajadas por corrientes de fondo marino.

Las rocas clásticas, por su fuente de origen y procesos de transporte, depósito y redistribución, presentan algunas características muy especiales en cuanto a su geometría, distribución horizontal y vertical, la cual cambia rápidamente, ubicándolos como yacimientos discontinuos, aislados y de formas

irregulares. La cuenca de Chicontepec contiene potentes espesores estratigráficos de secuencias terrígenas de composición siliciclástica, calcárea y combinada.

La columna estratigráfica marina del subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, comprende desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior (Figura 3.5). En el sureste del área, los sedimentos del Grupo Chicontepec descansan discordantemente en el Jurásico Superior con la Formación San Andrés; en la parte centro y Norte, se encuentran por encima del Cretácico Superior con la Formación Méndez.

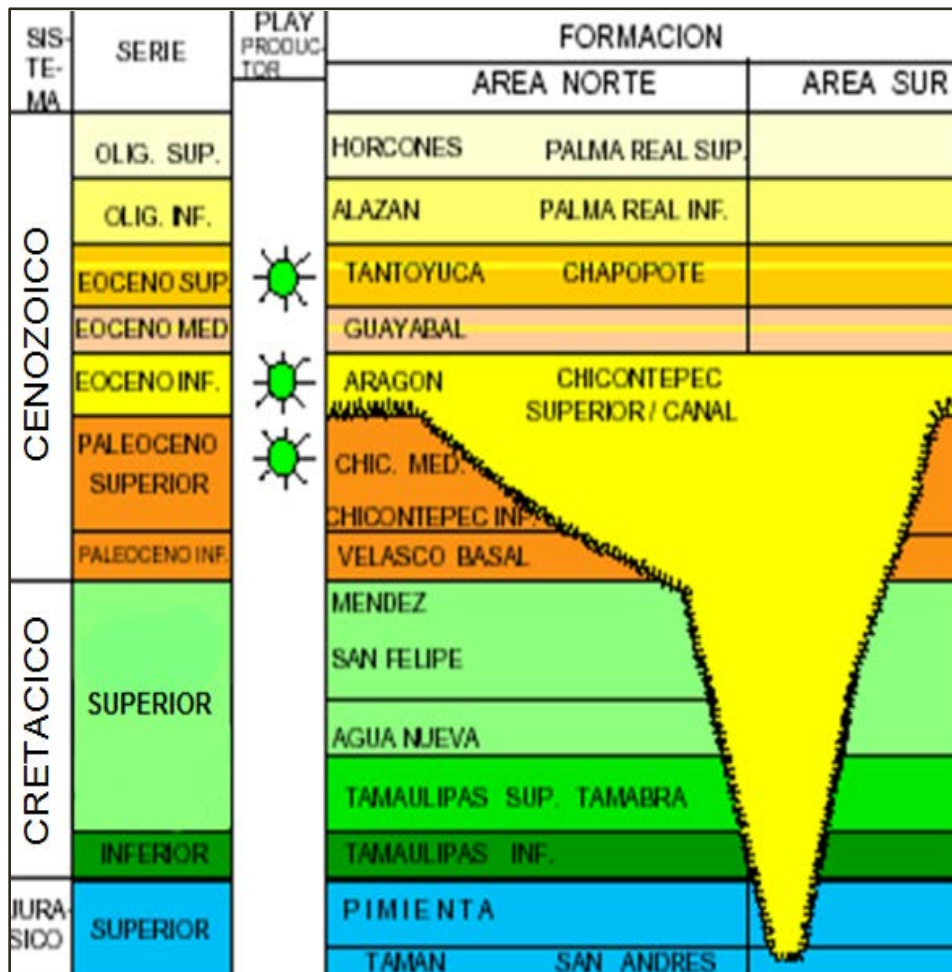
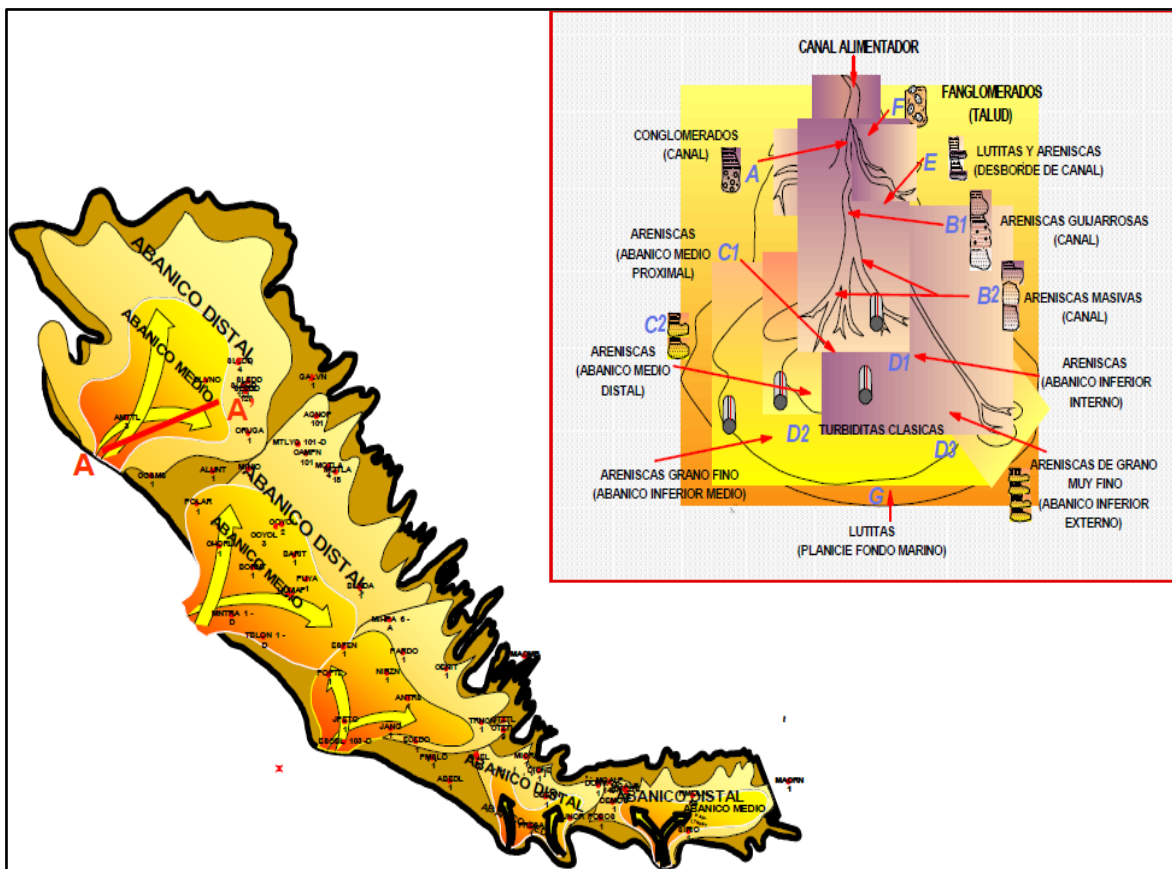


Figura 3.5 Columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Modificada de López, 2008).

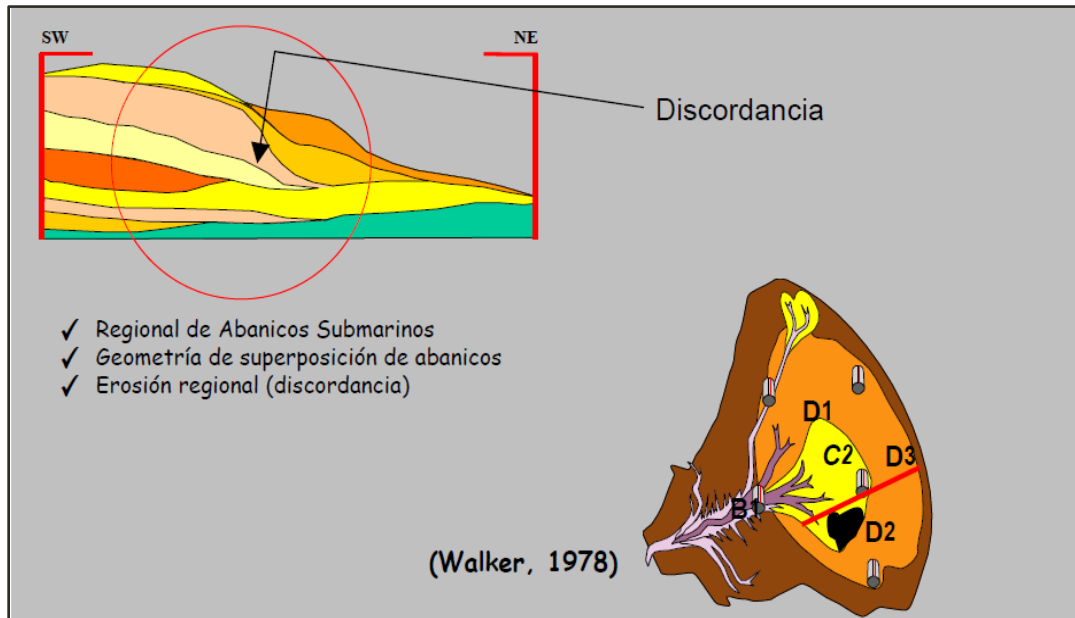
El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. El Eoceno Inferior, por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior (Chicontepec Canal). El Eoceno Medio por la Formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote. En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y Play Tantoyuca (Eoceno Superior).

El modelo geológico del ambiente de depósito de las secuencias turbidíticas de la Cuenca de Chicontepec, está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno, en el que se puede destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: Canal central, lóbulos, abanico medio y abanico exterior, en la mayoría de las unidades genéticas, en el cual se han reportado 11 facies distribuidas a lo largo de la Cuenca (**Figura 3.6**).



**Figura 3.6** Modelo conceptual de la Cuenca de Chicontepec con múltiples Abanicos Submarinos propuesto por Walker en 1978 (Tomada de Zaldívar, 2008).

Estos depósitos fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia de la base del Eoceno Inferior (**Figura 3.7**), la cual forma un canal que se profundiza de noroeste a sureste (NW-SE), donde sedimentos del Paleógeno y del Jurásico Superior están en contacto (Mayol, 2005).



**Figura 3.7** Representación de la discordancia del contacto Paleoceno-Eoceno en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Mayol, 2005).

### 3.1.2. Antecedentes Históricos.

Se han realizado diversos estudios geológicos y de yacimientos petroleros en la Cuenca de Chicontepec, orientados básicamente a la evaluación del sistema petrolero, de sus reservas y sobre las estrategias de desarrollo. En 1926, al perforar pozos con objetivos en rocas del Cretácico por las compañías “El Águila” y “Stanford”, descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de areniscas, pero fueron abandonados por considerarse no redituables en ese tiempo. Sin embargo, en mayo de 1935 con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, se confirmó el potencial de hidrocarburos con atractivo económico de la Formación Chicontepec, en julio del mismo año se explotó comercialmente el yacimiento produciendo aceite de manera intermitente debido a una permeabilidad muy baja.

Entre 1950 y 1970, después de no considerar relevante la exploración en la Formación Tamabra, se perforaron varios pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad con resultados positivos en areniscas de la Cuenca de Chicontepec. La producción comercial en el Grupo Chicontepec inicio en 1952 con la explotación del campo Miguel Alemán, la cual duró hasta 1970 con un total de seis pozos perforados.

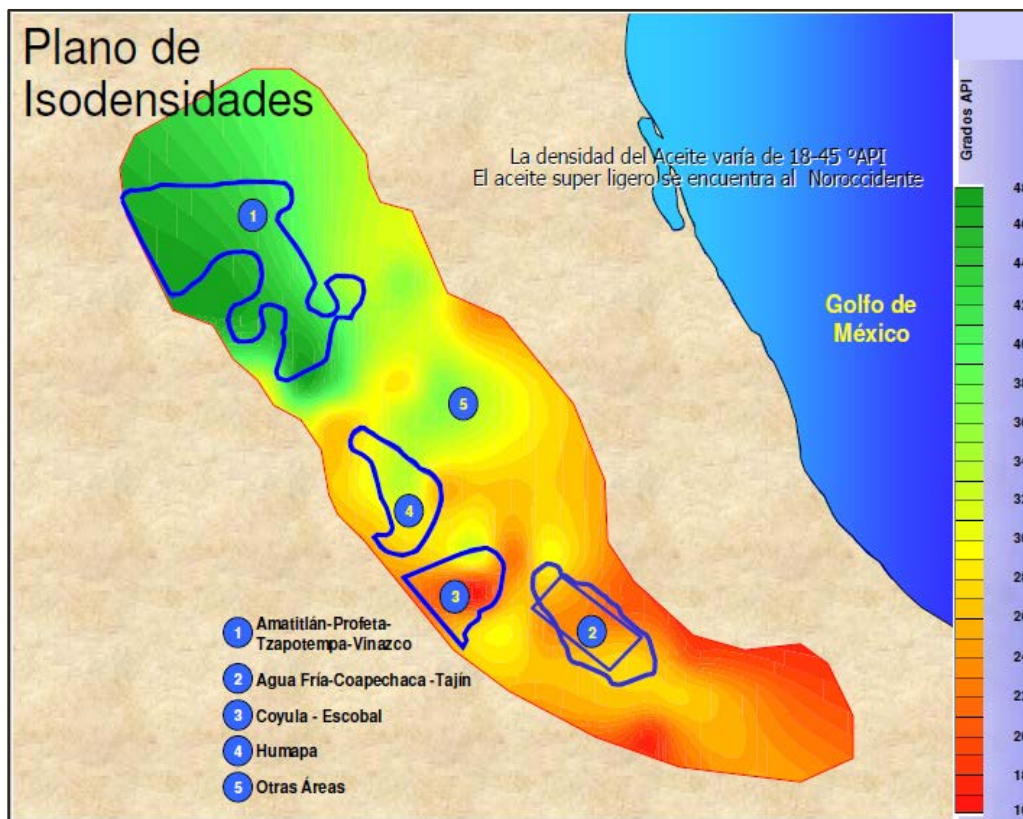
En noviembre de 1971 se aplicó por primera vez en la Cuenca de Chicontepec la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante (Sand-Oil) en el pozo Presidente Alemán No.126, incrementando su producción de 13 a 70 BPD;



apoyados en este resultado se incluyó el fracturamiento de manera rutinaria con apuntalante como parte de la terminación en la mayoría de pozos de desarrollo. Posteriormente se comenzó la perforación intensiva de 300 nuevos pozos, resultando todos ellos productores.

En 1978 la compañía “DeGolyer and MacNaughton” validó el volumen original en 106 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en 1979 PEMEX elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo. En los años 80`s se agregaron como áreas de interés los campos Tajín, Agua Fría y Escobal.

Desde 1998 por medio de estudios regionales geológicos y geofísicos en la Cuenca de Chicontepec, PEP ha definido con base en las características petrofísicas, el espesor neto impregnado de los cuerpos arenosos, el índice de productividad, el cálculo de volumen original de hidrocarburos y la calidad de los aceites, que varía entre 18 y 45 °API, de los cuales los más ligeros se localizan en la porción noroeste. En ese mismo año PEP presentó un plan integral de desarrollo para su explotación, considerando cinco áreas de mayor potencial de hidrocarburos, de las cuales la primera comprende los campos Agua Fría-Coapechaca - Tajín (**Figura 3.8**).

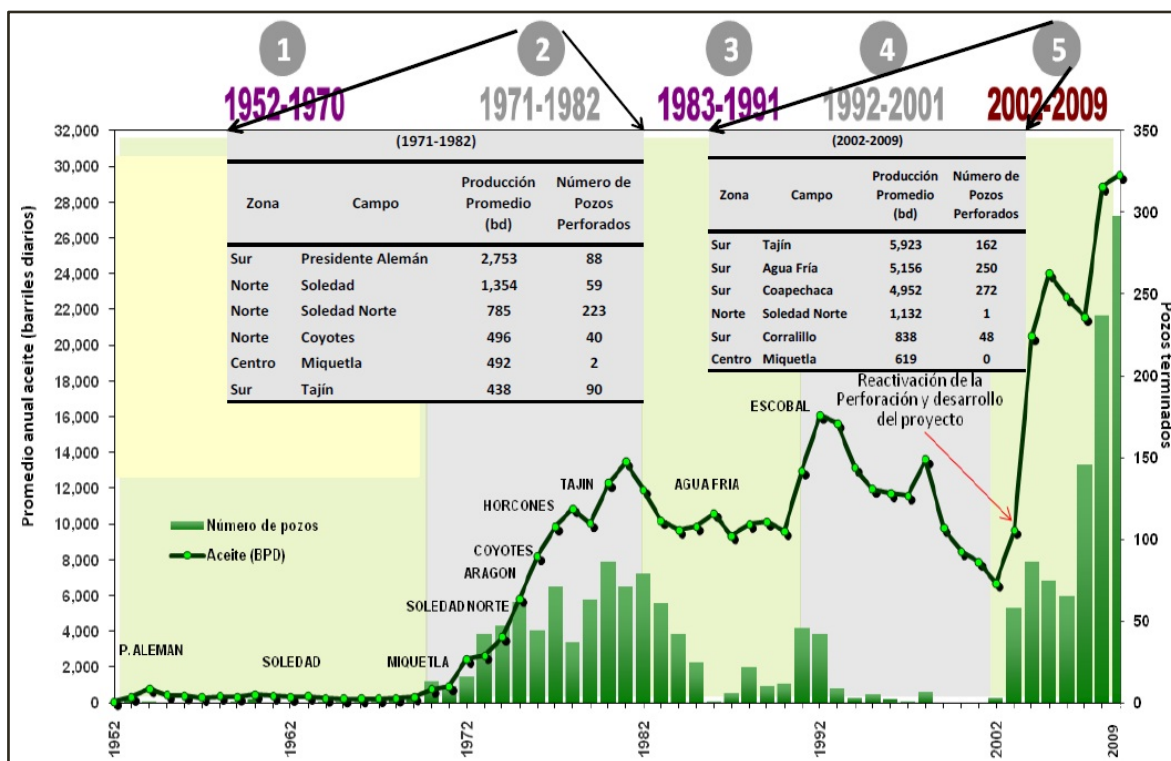


**Figura 3.8** Áreas de mayor interés petrolero y densidad del aceite de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Vázquez, 2008).

En 1999 la compañía “DeGolyer and MacNaughton” calculó el valor de aceite “in situ”, en 136 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una reserva probable 2P de 9,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para Chicontepec (PEMEX, 2005).

En 2002 se certificaron las reservas por la compañía Netherland Sewell & Associates Inc. En ese mismo año PEP realizó nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos. Posteriormente, se desarrolló un estudio de electrofacies, con la finalidad de establecer el modelo sedimentario que permitiera conocer la distribución de los depósitos de abanico submarino y definiera mejor el objetivo de cada localización propuesta. Se realizaron estudios de “Reingeniería de los proyectos de inyección de agua y el diseño de nuevos proyectos de recuperación secundaria y mejorada”.

En la **Figura 3.9** se pueden observar datos relevantes de la historia de producción de la Cuenca de Chicontepec, incluyendo el número de pozos terminados por cada campo, en el periodo de 1952 - 2009.



**Figura 3.9** Histórico de la producción de crudo en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de CNH, 2010).

### 3.1.3. Estudios Geológicos.

De los estudios más importantes realizados en la cuenca, en cuanto a la interpretación de la sedimentación de las secuencias del Grupo Chicontepec, sobresale el estudio realizado por Busch y Govea (1975 y 1978), el cual se enfocó al estudio estratigráfico y estructural de las turbiditas de Chicontepec, esencialmente en la porción sureste de la Provincia de Tampico - Misantla. Busch y Govea (1978) describieron con detalle un rasgo erosional en el área cerca de Poza Rica - Veracruz, por lo que lo denominaron Paleocañon de Chicontepec; otros estudios no publicados extienden el Paleocañon 75 km hacia el norte. Busch y Govea (1978), consideraron que el canal principal fue cortado dentro de la cuenca afectando a sedimentos de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Velasco, así como a secuencias sedimentarias más antiguas, durante el Paleoceno Tardío y Eoceno Temprano y simultáneamente este se rellenó con sedimentos turbidíticos desde el Paleoceno Superior hasta el Eoceno Inferior.

Cantú (1985), argumentó que en algunos sectores de la cuenca se tiene la presencia de una secuencia normal de zonas bioestratigráficas del Paleoceno Inferior hasta el Eoceno Inferior; también describe que en la porción norte de la cuenca se tiene muy poca o nula erosión. Las facies turbidíticas del Grupo Chicontepec dentro de la cuenca cerca de Poza Rica, descansan en discordancia sobre rocas del Cretácico Superior o sobre secuencias del Jurásico Superior.

Bitter (1993) realizó un estudio de sedimentación y procedencia de las areniscas de Chicontepec, asociándolas al levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el Macizo de Teziutlán, en la porción centro-este de México.

Mutti y Araujo (1997) elaboraron un libretto guía sobre facies turbidíticas del Cenozoico Temprano en la Cuenca de Chicontepec en los estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y Veracruz, como parte de las investigaciones realizadas por el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 1998, la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (Delegación México), realizó una excursión geológica a Xicotepec de Juárez-La Ceiba en el estado de Puebla, en donde se discutieron las facies sedimentarias de la Formación Chicontepec (AMGP, 1998).

Cheatwood y Guzmán (2002), por su parte, realizaron una comparación de las propiedades del yacimiento del campo Spraberry en el oeste de Texas y el campo Chicontepec en México.

Aguayo et al (2006), presentaron un resumen de la Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el

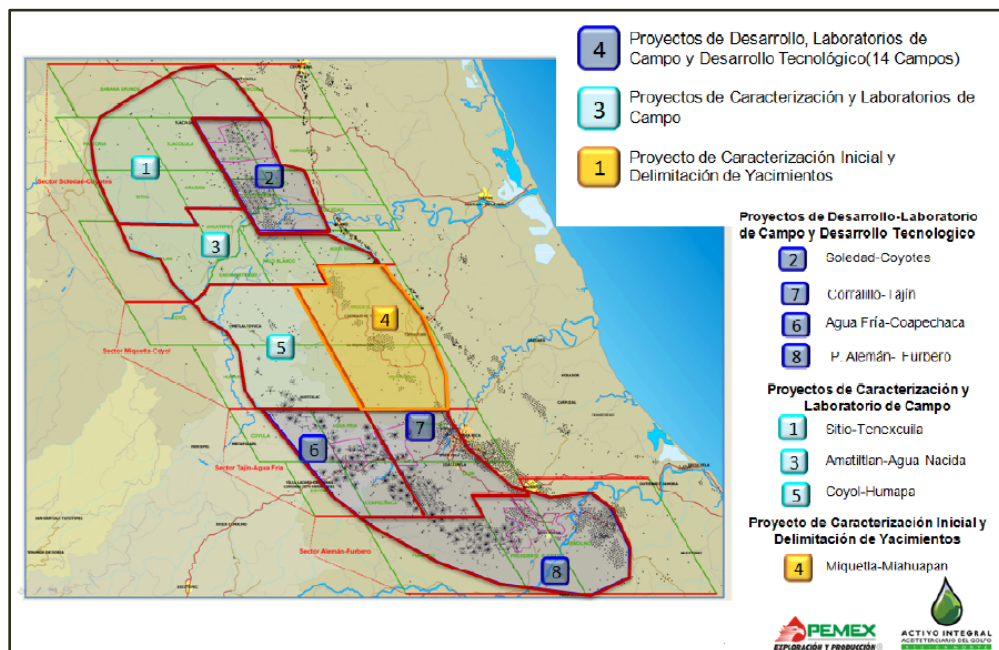
estudio de su porción noroccidental en afloramiento, dentro del III Simposio: La Investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Santillán (2009) documentó que los mecanismos de transporte de las secuencias sedimentarias fueron por un conjunto de derrumbes y flujos de escombros, en forma de depósitos de pie de talud no canalizado y por corrientes turbidíticas, cuyos depósitos forman abanicos longitudinales, cuyas características dependen del volumen y frecuencia de los aportes sedimentarios, de la pendiente y relieve del talud y del piso marino, de la velocidad, dirección y persistencia de las corrientes de fondo.

### 3.1.4. División de la Cuenca de Chicontepec.

Dada la heterogeneidad en el nivel de conocimiento y desarrollo de los campos que componen al Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Proyecto ATG), fue necesario dividirlo en distintos proyectos (**Figura 3.10**), los cuales corresponden con:

- ◆ 4 Proyectos de Desarrollo de Campos (en los cuales existe un conocimiento relativamente mayor del subsuelo y áreas en franca explotación).
- ◆ 3 Proyectos de Caracterización de Detalle y Desarrollo Tecnológico (en los cuales existe un conocimiento medio del subsuelo).
- ◆ 1 Proyecto de Caracterización Inicial (en el cual existe un conocimiento bajo del subsuelo).



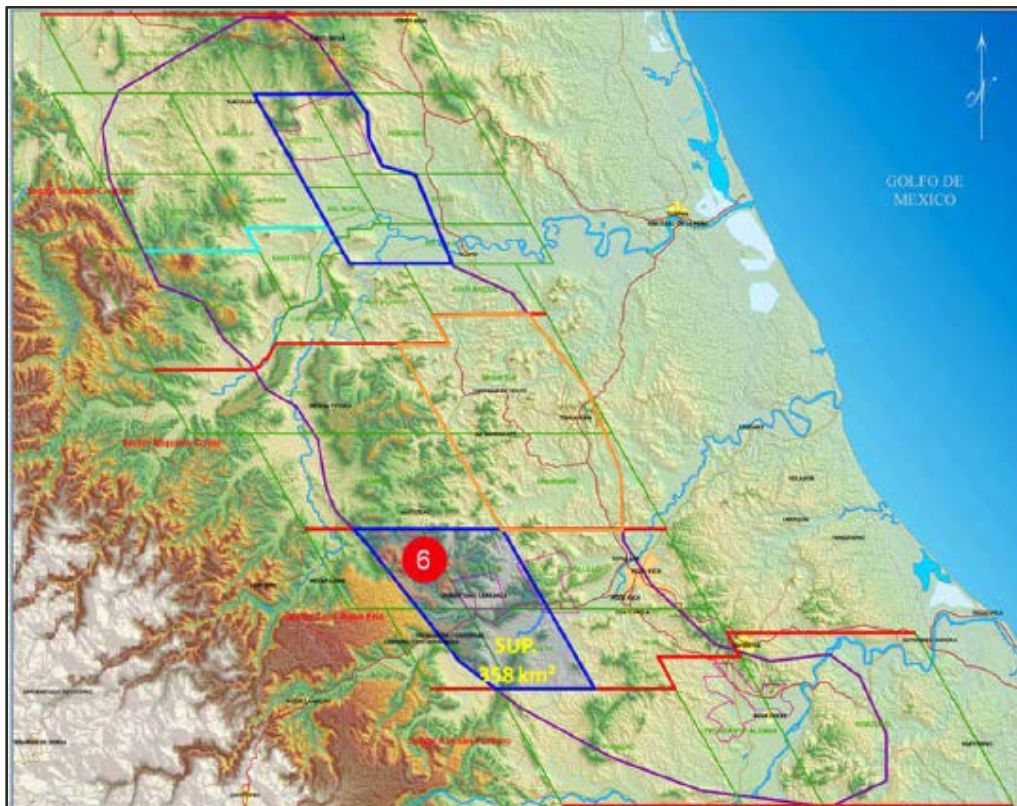
**Figura 3.10** División del Proyecto Aceite Terciario del Golfo en ocho proyectos (Tomada de CNH, 2010).

### 3.1.5. Proyecto Agua Fría – Coapechaca.

#### 3.1.5.1. Localización.

El área que comprende el proyecto Agua Fría - Coapechaca, se localiza en el extremo sureste entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla, Poza Rica, Papantla y Tihuatlán del Estado de Veracruz; Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla; cubriendo un área aproximada de 358 Km<sup>2</sup> (**Figura 3.11**). Las elevaciones topográficas varían entre los 200 y 500 metros sobre el nivel del mar. El río Cazones atraviesa de suroeste (SW) a noreste (NE) el área de este sector. Existen además, innumerables escurrimientos superficiales y corrientes de agua menores, de naturaleza permanente o intermitente.

El Proyecto Agua Fría - Coapechaca tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 710 millones de barriles de aceite y 1,139 miles de millones de pies cúbicos de gas. El proyecto contempla la perforación y terminación de 1,789 pozos, así como la realización de 3,931 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de producción de hidrocarburos (275 macroperas, 281 ductos y 17 instalaciones de control).



**Figura 3.11** Localización del proyecto Agua Fría - Coapechaca en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de CNH, 2010).

### **3.1.5.2. Antecedentes.**

El proyecto Agua Fría - Coapechaca, fue presentado por PEMEX como un proyecto de desarrollo de campos; comprende los campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula. Los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, destacan debido a que presentan las mejores condiciones petrofísicas y de calidad del yacimiento; actualmente estos campos se encuentran en explotación y cuentan con la disponibilidad de instalaciones que permiten manejar la producción oportunamente.

En 1991 se perforaron los primeros pozos horizontales en México, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la Formación Chicontepec, en el Campo Agua Fría se perforaron los pozos AF-801-H, AF-801-H2, AF-807-H, con longitudes horizontales alrededor de 1,000 metros. En ese mismo año la producción máxima de aceite alcanzada fue de 17,000 BPD, cuando se llevó a cabo un programa de fracturamiento masivo en los campos Agua Fría y Tajín.

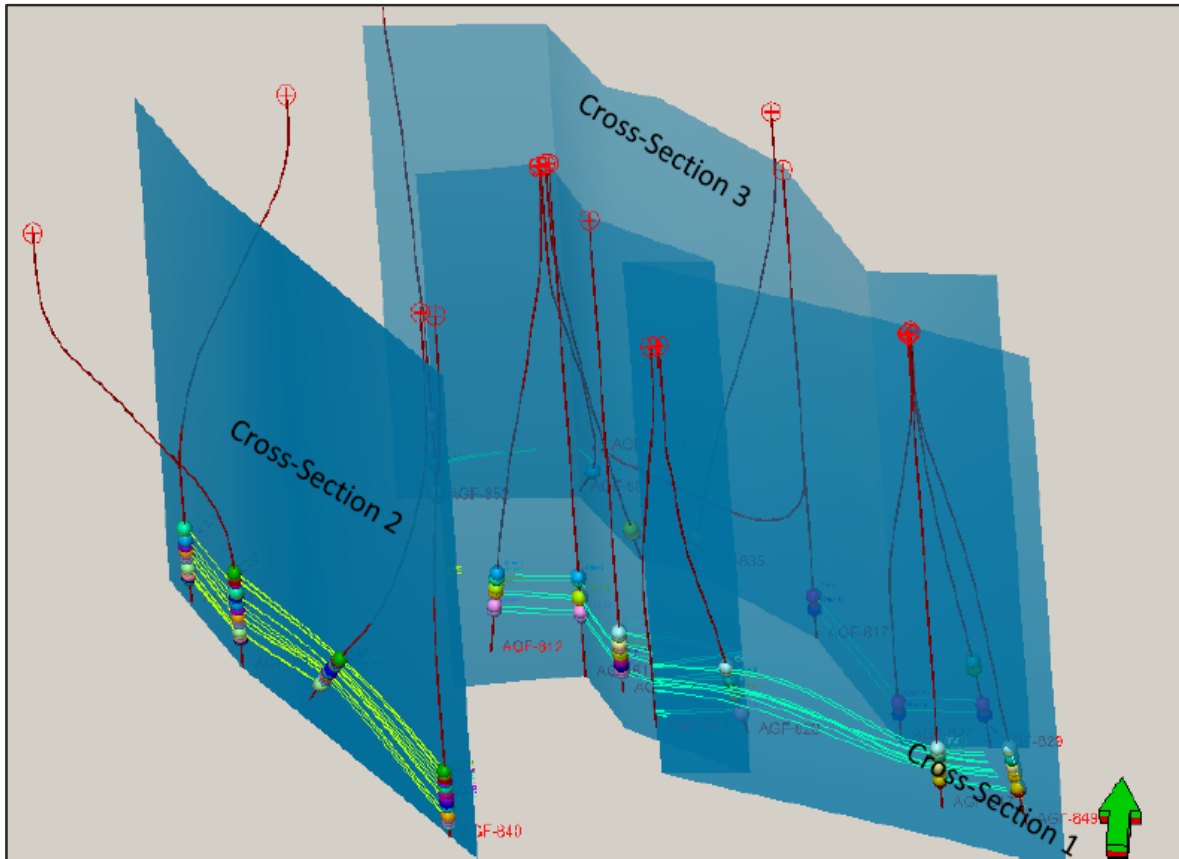
En 1995 se elaboró un estudio integral del área constituida por los campos Coyula, Agua Fría, Corralillo, Escobal, Coapechaca y Tajín. En este estudio se estableció una nueva y detallada clasificación estratigráfica de las unidades de flujo de los campos Agua Fría, Tajín y Escobal. En 1999 se terminó un estudio actualizado de simulación de yacimientos del Campo Agua Fría, con un enfoque principal hacía la predicción de la inyección de agua en los cuerpos AF 10 y AF 20.1

En 2001 se presentó un modelo de las distribuciones espaciales de los cuerpos de areniscas titulado “Modelo Geoestadístico del yacimiento Chicontepec: Áreas Agua Fría, Coapechaca y Tajín”. En 2003 Pemex realizó un “Estudio de simulación numérica en los yacimientos Agua Fría y Tajín”. La producción acumulada de los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, a febrero del 2007 fue de 174 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En diciembre de 2010 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó un Dictamen del Proyecto Agua Fría - Coapechaca, en donde realizó un análisis del modelo geológico con la integración de las características petrofísicas, intervalos productores e información de trabajos de fracturamiento para cada pozo, así como, las curvas de declinación para predecir la contribución de las zonas productoras en la recuperación total de cada pozo, con base a la información oficial a la que tuvo acceso.

El análisis incluyó la creación de diferentes secciones en el Campo Agua Fría, con el objetivo de analizar por cada pozo las propiedades petrofísicas, la

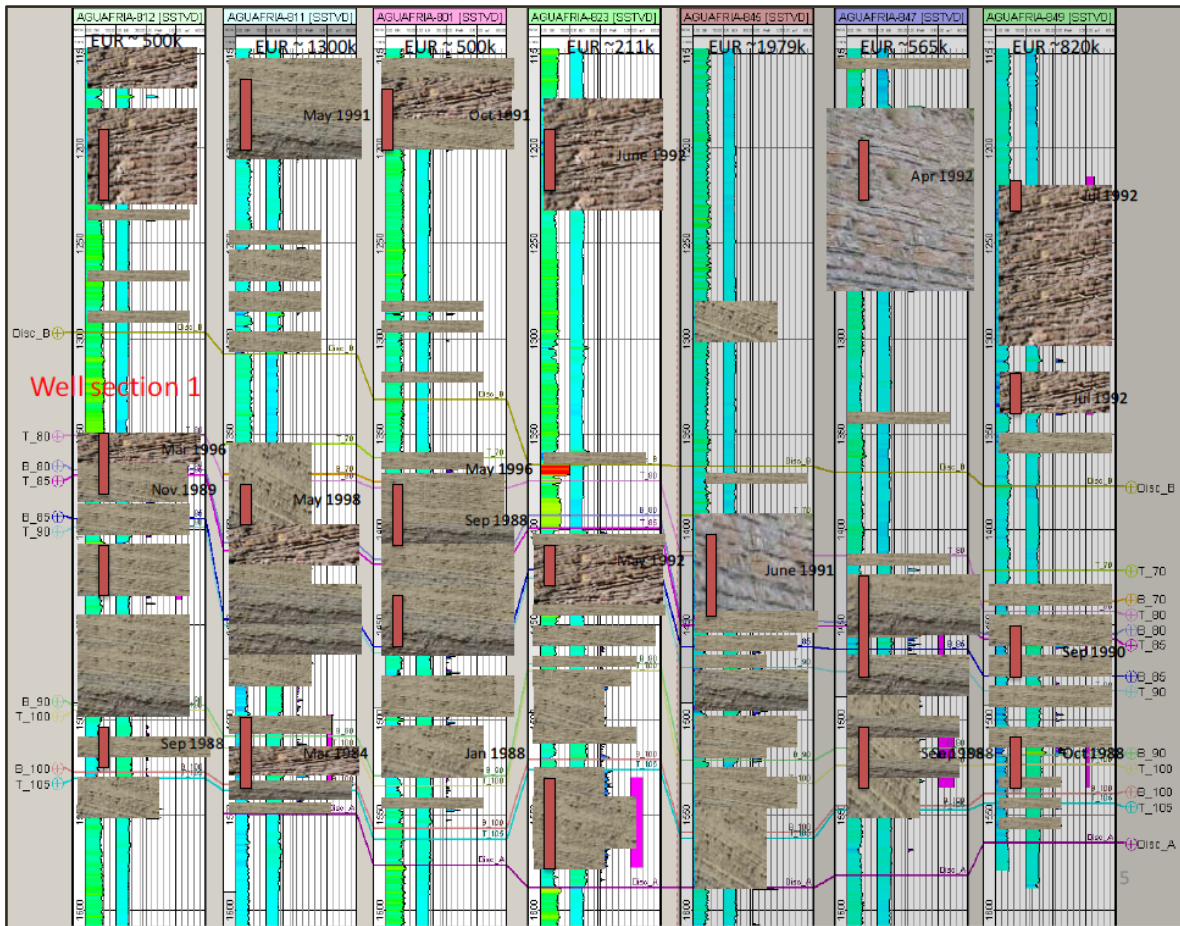
geología, las facies encontradas, entre otras, así como los trabajos realizados en ellos (fracturamiento, terminación, etc.). Estas secciones se definieron realizando mapas de EUR, creando así tres secciones dentro del campo (**Figura 3.12**).



**Figura 3.12** Secciones del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de CNH, 2010).

En la **Figura 3.13** se muestra la sección 1, en la cual se analizó información del Campo Agua Fría de los pozos AF-812, AF-811, AF-801, AF-811, AF-823, AF-845, AF-847 Y AF-849, considerados como los mejores pozos del campo, mostrando una imagen de las facies desarrolladas, las fechas, el valor de EUR y el intervalo productor de cada pozo. Una interpretación de las facies probables, desarrollada mediante el uso de imágenes de los afloramientos cercanos del Grupo Chicontepec, se ha superpuesto a los registros de pozos.

Las barras rojas y las fechas señalan las zonas que se terminaron y cuándo se hicieron. En la parte superior de cada registro de pozo se presenta la recuperación total final esperada. Las áreas de menor recuperación presentan resultados complejos debido a la variación en la depositación.

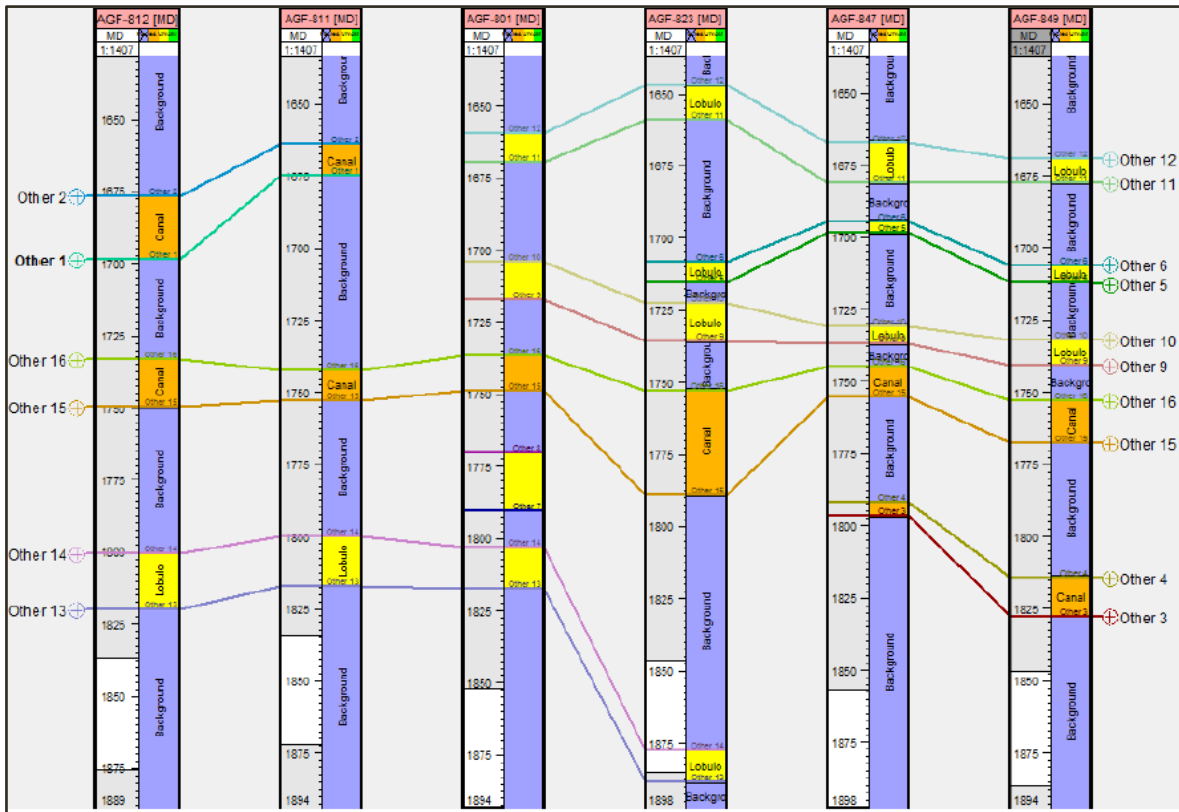


**Figura 3.13** Ejemplo de pozos evaluados en el Campo Agua Fria, con registros geofísicos (Tomada de CNH, 2010).

En la **Figura 3.14** se muestra en color naranja las facies de canal y en color amarillo, las correspondientes a lóbulos. Dicha definición se realizó en función de registros geofísicos de pozo, de los núcleos existentes y con información geológica asociada a cada pozo. En la sección 1 se muestra una recuperación relativamente importante para el Campo Agua Fria, con una cierta correlación entre los pozos.

Analizando la información del pozo AF-811 (**Figuras 3.13 y 3.14**), se observó que para el intervalo inferior (Cuerpo 100) el cual fue fracturado en 1983, se cortaron facies de lóbulo y de canal para los diferentes intervalos, con cierta continuidad lateral, sin embargo debido al buen trabajo de fracturamiento se lograron conectar diferentes paquetes de arena, con un espesor aproximado de 100 metros, con buenas propiedades petrofísicas, lo cual llevó a tener una recuperación de 900,000 barriles.





**Figura 3.14** Sección con las principales facies interpretadas del Campo Agua Fría (Tomada de CNH, 2010).

En 1998 se realizó otra fase de fracturamiento con muy poco impacto en la producción, lo que indicó que la zona se encontraba agotada, debido a la intervención realizada en 1983.

Respecto al intervalo superior (Cuerpo 10), intervenido en 1991 se encontraron facies de canal, con un espesor aproximado de 50 metros y buenas propiedades petrofísicas, lo cual se vio reflejado en una recuperación de 400,000 barriles, debido al buen trabajo de fracturamiento, buenas propiedades y espesores del intervalo, aunado a que dicho intervalo no había sido drenado.

En el pozo AF-847 (**Figuras 3.13 y 3.14**), para el intervalo inferior el cual fue fracturado en 1988 (Cuerpo 100) con facies de canal, llegó a tener una recuperación de 62,000 barriles. El resultado del fracturamiento no fue tan efectivo, como en el caso del pozo Agua Fría 811, ya que no logró conectar todos los horizontes de areniscas hasta los cuerpos de la unidad 85, lo cual se corroboró en el 2005 al intervenir nuevamente el pozo, ya que mantuvo producción de manera posterior.

En relación al intervalo superior (Cuerpo 10) intervenido en 1992, se encontraron facies de lóbulo con cierta continuidad lateral, con un espesor aproximado de 70 metros, lo cual se vio reflejado en una producción de 262,000 barriles, debido al trabajo de fracturamiento, a las buenas propiedades petrofísicas y espesores del intervalo, siendo posible drenar dicho intervalo. Por lo que es posible que la mejor alternativa para éste pozo sea perforar un pozo horizontal dentro de la unidad 10 con multi-fracturamientos.

### **3.1.5.3. Características Geológicas.**

Los yacimientos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca se encuentran en un sistema sedimentario turbidítico por lo que presentan características complejas que se ven reflejadas en la alta heterogeneidad de facies, tanto areal como verticalmente. Los procesos diagenéticos modificaron diferencialmente la distribución de porosidades y permeabilidades originales de las distintas facies presentes, alterando la calidad de las propiedades petrofísicas de las formaciones (areno - arcillosas) del subsuelo, estos elementos se traducen en yacimientos de baja permeabilidad y baja energía, por lo tanto, de baja productividad, requiriendo estrategias especiales de explotación.

La Formación Chicontepec, del Paleoceno a Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrita como una secuencia turbidítica de más de 2,000 metros de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas (Bitter, 1993).

La sedimentación del Paleoceno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante este período sucedieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos. En el Eoceno Medio (Formación Guayabal) se interpreta que ocurrió una sedimentación arcillosa de ambiente batial.

### **3.1.5.4. Sistema Petrolero.**

El sistema Chicontepec para el Proyecto Agua Fría - Coapechaca se define como híbrido, dado que presenta deformación estructural significativa, producida por fracturas y sistemas de fallas laterales; las trampas son de tipo estratigráfico y mixto, cuyo origen se asocia con lóbulos de abanicos submarinos y rellenos de paleocanales. Por otra parte es un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas lenticulares; los aceites se correlacionan positivamente con la roca generadora del Jurásico Superior.

### ◆ **Roca generadora.**

Las rocas generadoras del Jurásico Superior de la Provincia Tampico-Misantla son predominantemente secuencias calcáreo - arcillosas y están relacionadas con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente.

### ◆ **Migración.**

Las vías de migración son los sistemas de fallas laterales, que afectan toda la columna sedimentaria, desde el Jurásico Inferior hasta las secuencias Cenozoicas. La migración se dió principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno inferior.

### ◆ **Roca almacenadora.**

Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la Cuenca de Chicontepec. Principalmente son areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos. También existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.

Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura, lóbulos y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 metros. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos. La Formación Aragón es correlacionable con la Formación Chicontepec e igualmente almacenadora en sus horizontes de areniscas.

Las areniscas (litoarenitas y grawacas líticas) van de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa; presenta porosidades promedio de 12%. Los cuerpos arenosos presentan espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleoelemento. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%.

### ◆ **Roca sello.**

Las rocas sello son las lutitas que se encuentran interestratificadas con las rocas de los yacimientos areno - arcillosos. El sello principal lo componen

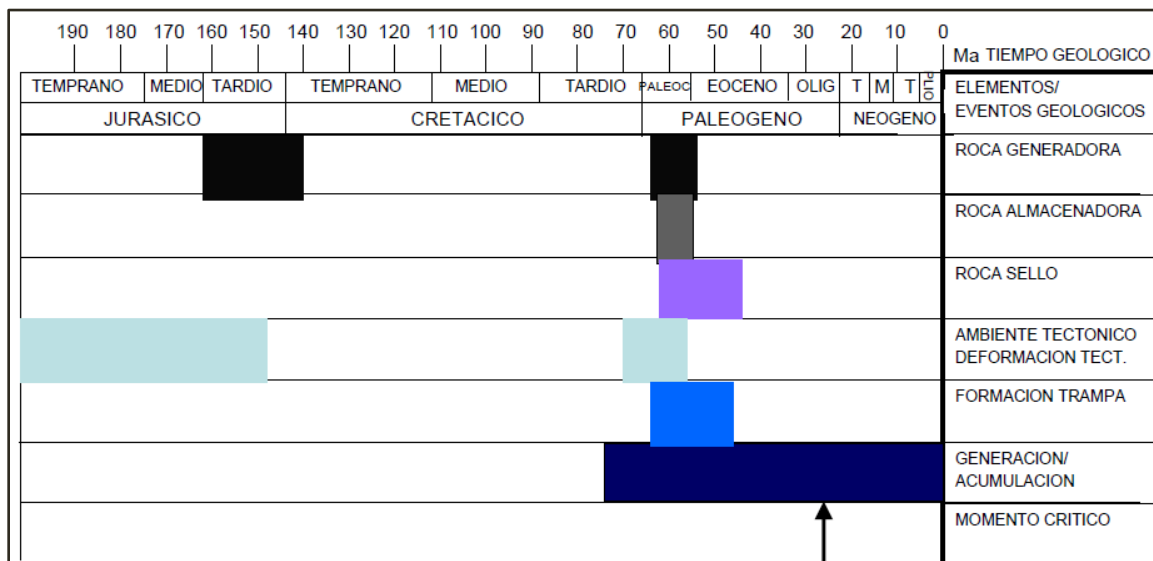
sedimentos arcillosos, localizados por encima de la erosión regional del Eoceno Temprano.

### ◆ Trampas.

El principal tipo de trampa tiene componente estratigráfica, aunque algunos desarrollos arenosos tienen intenso fracturamiento vertical y otros están afectados por fallas laterales. En la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas.

### ◆ Sincronía.

En la **Figura 3.15** se muestra la ocurrencia de cada uno de estos elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos y que indican la presencia de sincronía en toda la Cuenca de Chicontepec.



**Figura 3.15** Sincronía de los eventos del sistema petrolero (Tomada de Vázquez, 2008).

#### 3.1.5.5. Características de los Yacimientos.

Los estudios realizados en la Cuenca de Chicontepec efectuados en los últimos años contribuyen a un mejor conocimiento del área. Los yacimientos están distribuidos en areniscas y lutitas de edad Paleoceno Superior - Eoceno Inferior que comprenden una columna de más de 1,000 metros de espesor bruto, extendida en una superficie aproximada de 625 Km<sup>2</sup>.

El principal mecanismo de producción del yacimiento es el de empuje por gas disuelto, con presión muy cercana a la de saturación del aceite, por lo cual rápidamente se incrementa la relación gas-aceite al declinar la presión,

ocasionando una fuerte reducción de la producción de aceite inicial. El factor de recuperación actual es del orden de 3%, con una declinación promedio del 50% anual. La densidad del aceite varía entre los 18 y 49 °API (**Tabla 3.1**).

Roca		Fluido	
Formación:	Chicontepec	Tipo de fluido:	Aceite negro
Edad:	Paleoceno-Eoceno Inferior	Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Tipo de roca:	Arenas y lutitas Interestratificadas	Densidad del aceite:	18 - 49°API
Tipo de trampa:	Estratigráfica	Presiones iniciales:	80 -360 Kg/cm <sup>2</sup>
Porosidad:	8 – 12%	Presión de saturación:	50-330 Kg/cm <sup>2</sup>
Permeabilidad	0.1 – 5 milidarcy	Viscosidad:	0.5 -17 centipoise
Espesor bruto	Hasta 1900m		
Espesor neto	Hasta 500m		
Profundidad	1000 a 2500 m bnm		

**Tabla 3.1** Características promedio de los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec (Tomada de Jiménez y Sandoval, 2009).

Los yacimientos asociados al Campo Agua Fría presentan una mezcla de arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, en forma de lóbulos y rellenos de canales, entre otras características. La geometría de las secuencias arenosas es muy compleja, lo cual tiene un impacto importante en la terminación de pozos y en el desarrollo del campo. En estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite, su temperatura de fondo varía entre los 65°C y 75°C.

### 3.1.5.6. Reservas.

Las reservas probadas, probables y posibles al primero de enero de 2012 para los campos que componen el Proyecto Agua Fría - Coapechaca, presentados por Pemex, se muestran en la **Tabla 3.2**.

Campo	Categoría	Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Reserva Remanente de Aceite (mmb)	Reserva Remanente Gas Seco Equivalente a Líquido (mmbpce)	Reserva Remanente Gas Natural (mmmpc)	Reserva Remanente Gas Seco (mmmpc)
Agua Fría	Probada	55.8	45.5	3.5	6.9	74
	Probable	85.8	60.6	8.5	16.7	180.3
	Posible	149.6	110.8	13.1	25.7	277.2
Coapechaca	Probada	54.2	44.6	3.2	6.4	73
	Probable	94	67.6	8.9	17.4	200.4
	Posible	164.6	123.9	13.7	27	309.8
Coyula	Probada	43.3	31.1	4.1	8.1	50.8
	Probable	100.7	58.5	14.3	28	175.1
	Posible	161.9	101	20.6	40.4	252.5
Escobal	Probada	19.1	16.2	1	1.9	24.5
	Probable	49.5	36.5	4.4	8.6	109.4
	Posible	88.5	68.2	6.8	13.4	170.5

**Tabla 3.2** Reservas al 1 de enero de 2012 presentadas por Pemex (SENER, 2012).

### 3.2. Cuenca de Veracruz.

La Cuenca de Veracruz es una cuenca sedimentaria Cenozoica que se ubica en la margen suroeste del Golfo de México, está limitada al Norte por la Faja Volcánica Transmexicana, al Oeste por el Cinturón Deformado de la Sierra de Zongolica y hacia el Sur por la Cuenca Salina del Istmo (**Figura 3.14**). La cuenca está separada del Golfo de México por altos estructurales asociados a los Volcanes de los Tuxtlas y el alineamiento Alto de Anegada (Corona, 2010).

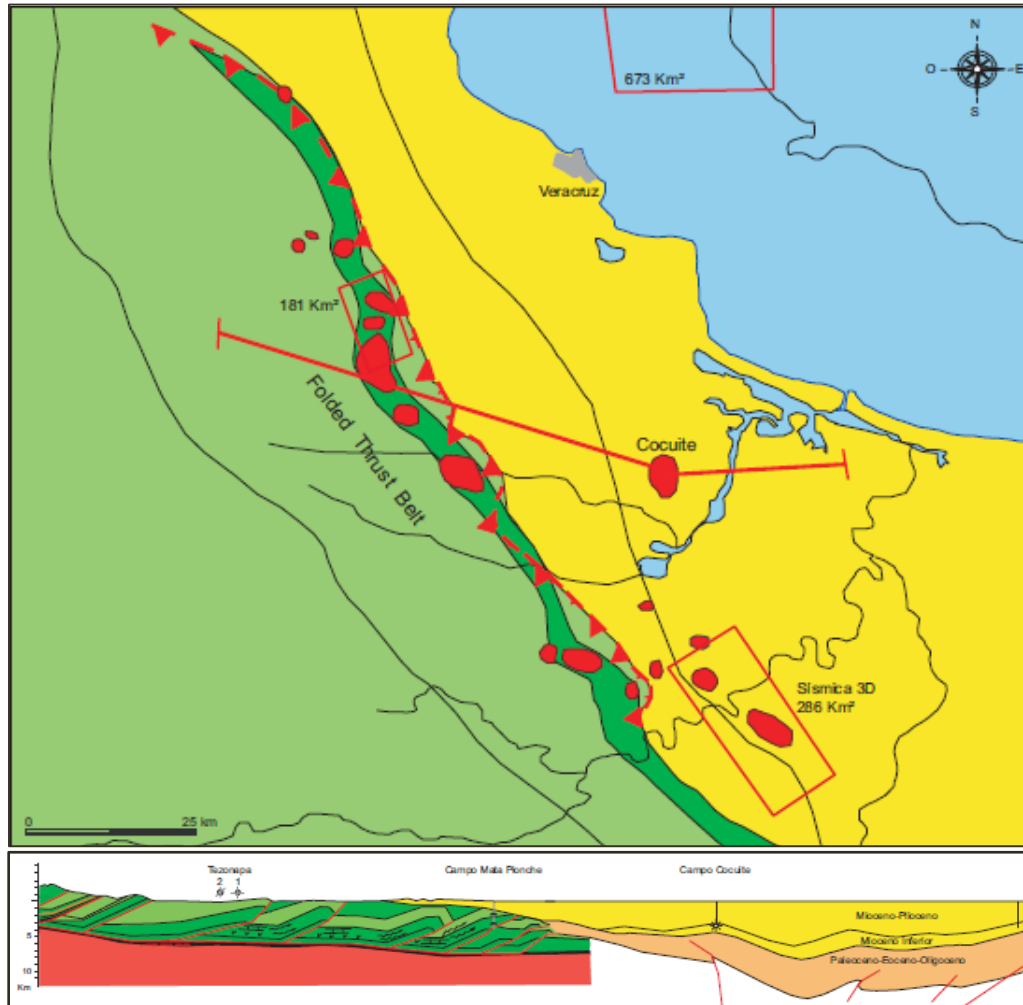


**Figura 3.14.** Mapa de los límites geológicos de la Cuenca Cenozoica de Veracruz con la Sierra de Zongolica (Tomada de Corona, 2010).

La Cuenca Cenozoica de Veracruz se encuentra en la porción central del Estado de Veracruz y en aguas territoriales del Golfo de México, cubriendo un área de 24,000 km<sup>2</sup>, incluyendo a su parte marina somera. Se ubica entre los paralelos 18° 00' y 20° 00' de latitud Norte y entre los meridianos 94° 30' y 97° 00' de longitud Oeste.

### 3.2.1. Marco Geológico.

La Cuenca de Veracruz está limitada al poniente por la Plataforma de Córdoba, la cual tiene características geológicas diferentes (**Figura 3.15**).



**Figura 3.15.** Ubicación y características geológicas diferentes de la Cuenca de Veracruz y la Plataforma de Córdoba (Tomada de Pemex, 2009).

**La Plataforma Mesozoica de Córdoba:** Está constituida por rocas calcáreas mesozoicas cuya estratigrafía es el resultado de procesos relacionados a ciclos relativos de cambios del nivel del mar y/o a pulsos tectónicos. En el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba, Plataforma de Orizaba) y cuencas asociadas, que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales que iniciaron durante el Mesozoico. El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental, se compone de rocas deformadas de la Plataforma de Córdoba; está constituida por rocas calizas del Cretácico Inferior-Superior, que son productoras de aceite y gas amargo húmedo.

**La Cuenca Cenozoica de Veracruz:** Está constituida por rocas clásticas de edad Cenozoica, es una cuenca formada durante el Paleoceno-Oligoceno. Su sedimentación proviene de la erosión de secuencias ígneas (Alto de Santa Ana), metamórficas (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y carbonatadas (Plataforma de Córdoba y Sierra de Zongolica), por lo que se conforma de una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución y gran variación litológica. Dentro de la columna sedimentaria se incluyen plays establecidos e hipotéticos tanto del Paleógeno como del Neógeno, alcanzando un relleno sedimentario de decenas de metros en la margen occidental hasta más de 9,000 metros en su depocentro.

El modelo de depositación para la Cuenca Cenozoica de Veracruz está dado por una serie de sistemas deltaicos, depósitos clásticos de plataforma y abanicos submarinos con depósitos turbidíticos. A lo largo de toda su extensión se encuentran los alineamientos estructurales regionales con orientación NW-SE sobre los cuales se localizan los campos de gas seco, así como los principales proyectos exploratorios. Los terrígenos acumulados en aguas profundas corresponden con desarrollos de secuencias de areniscas, conglomerados y lutitas, depositados en facies de canal, lóbulos, barras, etc; también se tienen cuerpos arenosos formados en el talud por desplazamientos de gravedad y por corrientes de turbidez.

En la Cuenca Cenozoica de Veracruz existen al menos 12 secuencias estratigráficas, de las cuales solo 5 son productoras de gas seco en el Mioceno-Plioceno y una productora de aceite en el Paleógeno (**Figura 3.16**). Adicionalmente presenta un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras. Las unidades de roca del Eoceno Medio presentan facies de relleno de canal, desbordes proximales y distales, que fueron depositadas en forma de lóbulos en abanicos al pie del talud. En general, las profundidades del sistema de depósito alcanzan de batial a nerítico externo en el Mioceno y batial en el Eoceno Medio.

Las secuencias clásticas del Mioceno originadas por turbiditas en abanicos submarinos, están distribuidas ampliamente en toda la Cuenca, con ligeras variaciones laterales en las facies para algunas formaciones, caracterizándose por acumulaciones de abanicos submarinos en el Mioceno Inferior en gran parte de la Cuenca de Veracruz.

Las turbiditas generalmente ocurren hacia abajo del declive que se encuentra en la desembocadura de los ríos después de la plataforma que es



cortada por cañones submarinos, áreas de donde se desprendieron y se pusieron en movimiento grandes masas de sedimentos con deslizamientos con derrumbes.

Los flujos de turbidez repetidos y sobrepuestos conforman los abanicos submarinos. Estos abanicos normalmente se extienden en dirección perpendicular a la orientación de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, pero las expresiones topográficas en el piso de la misma pueden alterar tanto la orientación como la forma de los depósitos clásticos. En cuencas más profundas, las turbiditas pueden cubrir muchos kilómetros cuadrados y ser depositadas a 50 kilómetros o más del margen de la cuenca.

EDAD	LIMITE DE LA SEC. DEPOSITACIONAL	NOMBRE DE LA UNIDAD	SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA
RECIENTE				
PLIOCENO	LS_PI_04_20	PI-R-4	CANALES MEANDRICOS	COCUITE Y LIZAMBA
	MSI_PI_05_00	PI-5		
	LS_MS_05_73	MS-PI-5.7		
MIOCENO SUPERIOR	MSI_MS_06_00	MS-6	PISO DE CUENCA	
	LS_MS_06_98	MS-6.9	CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE PISO DE CUENCA	PLAYUELA, VISTOSO APERTURA, COCUITE, PAPAN
	MSI_MS_07_08	MS-7	PISO DE CUENCA	
	LS_MS_09_26	MS-9	ABANICOS PISO DE CUENCA CON APOORTE MULTIPLE	BREÑA, KEPLER, ARQUIMA-101, ARENA G, ARQUIMA-1
	MSI_MM_11_20	MS-11.2	PISO DE CUENCA	
MIOCENO MEDIO	LS_MM_11_70	MM-11.7	ABANICOS DE PISO DE CUENCA REGIONALES. APOORTE MULTIPLE	
	LS_MI_16_38	MM-16	ULTIMA ETAPA DE RELLENO DE CAÑONES	
MIOCENO INFERIOR	LS_MI_17_34	MI-17	ABANICOS DE PIE DE TALUD ABASTECIDOS POR CAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS	
	LS_OL_24_36	MI-24		
OLIGOCENO				
EOCENO			TALUD-PIE TALUD, FRACTURAS	PERDIZ Y MOCARROCA

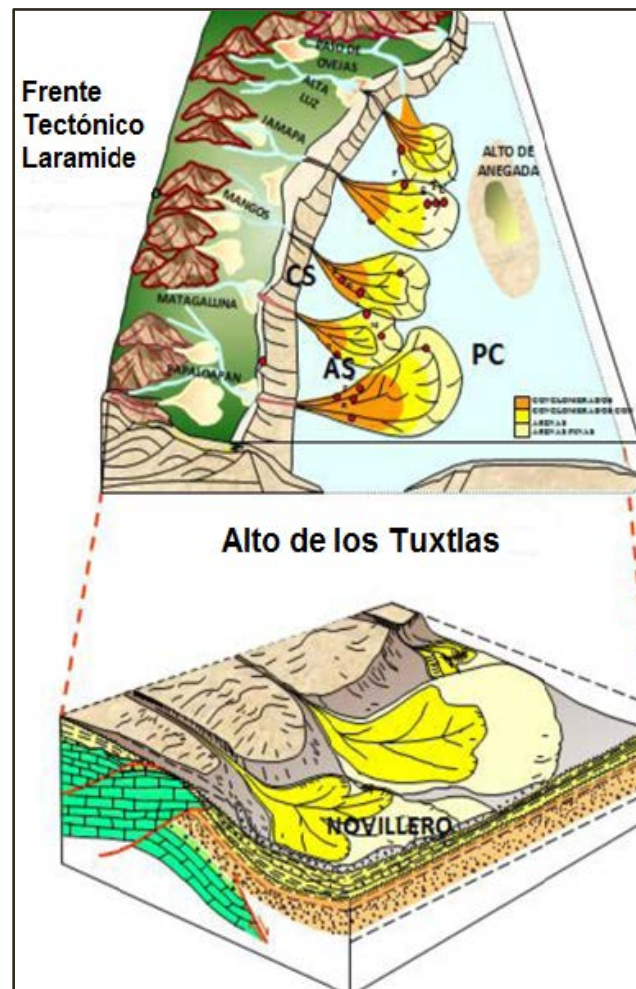
Figura 3.16 Secuencias deposicionales de la Cuenca de Veracruz (Tomada de Pemex, 2007).

Los depósitos de corrientes de turbidez varían en granulometría, algunos están compuestos por sedimentos de grano relativamente grueso depositados por dichas corrientes en aguas profundas, aunque a medida que se aleja de la fuente, el tamaño disminuye (índice de distalidad). Estos depósitos, caracterizados por la presencia de una fauna alóctona de poca profundidad, están interestratificados con limos y arcillas de aguas profundas (hemipelágicos y pelágicos), así como por sedimentos retrabajados por las corrientes de fondo.

La frecuencia con que las corrientes de turbidez son generadas y emplazadas en determinado lugar geográfico de la cuenca, depende de la

naturaleza del área donde se genera la corriente turbidítica, la proximidad entre el área de origen y el área de sedimentación, la sismicidad y el nivel relativo del mar. Las corrientes turbidíticas generadas por descargas de ríos durante los periodos de lluvia pueden sucederse 2 veces al año.

En la **Figura 3.17** se muestra de manera esquemática el modelo sedimentario turbidítico del Mioceno Inferior (CS - Cañones Submarinos; AS- Abanicos Submarinos; PC - Piso de Cuenca), que representan de forma completa los ambientes en los cuales se fueron originando este tipo de depósitos.



**Figura 3.17** Modelo Sedimentario de abanicos submarinos con turbiditas del Mioceno Inferior de la Cuenca de Veracruz (Tomada de Corona, 2010).

Dentro de los abanicos submarinos en la Cuenca de Veracruz han sido propuestas tres asociaciones de facies:

- ◆ El Abanico superior, se caracteriza por capas gruesas de grano grueso, con facies de arenisca - conglomerado frecuentemente lenticulares y facies de lutitas bioturbadas.

- ◆ El Abanico medio, esta caracterizado por sucesiones de engrosamiento hacia la cima, facies de grano medio y cantidades menores de hemipelagitas.
- ◆ El Abanico inferior, se compone de facies turbidíticas de grano fino - medio, lateralmente de muy buena continuidad e intercaladas con hemipelagitas.

Las facies de planicie de cuenca se caracterizan por turbiditas de grano muy fino, además de ser muy delgadas, donde las lutitas pelágicas y hemipelágicas representan la mayor proporción dentro de las facies presentes. De igual forma, la presencia de derrumbes entre los abanicos submarinos caracterizó y dió forma a la sedimentación de la cuenca. El aporte sedimentario, se debió principalmente a los ríos: Papaloapan, Matagallina, Mangos, Jamapa, Alta Luz y Paso de Ovejas, que dieron lugar al sistema turbidítico presente en la Cuenca Cenozoica de Veracruz.

### **3.2.2. Antecedentes Historicos.**

- ◆ 1953: Descubrimiento del primer campo del activo, el cual se denominó Angostura, resultando productor de aceite.
- ◆ 1956: Descubrimiento de gas no asociado en los campos Mirador y Veinte, produciendo hidrocarburos en rocas clásticas del Mioceno.
- ◆ 1958: Inició la explotación de gas seco con el pozo San Pablo 4.
- ◆ 1970-1980: Se descubrieron los campos Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Miralejos, los cuales resultaron productores de aceite.
- ◆ 1981-2000: Se reactivó la exploración con sísmica 3D y la perforación de pozos exploratorios en el activo. Se descubrieron los campos Playuela y Lizamba en año 2000 alcanzando una producción de 18,271 BPD.
- ◆ 2001: Se alcanzó una producción de 35.7 miles de millones de pies cúbicos de gas y las reservas remanentes 3P fueron del orden de 685.7 miles de millones de pies cúbicos de gas.
- ◆ 2002: Se incorporaron 60.5 miles de millones de pies cúbicos de reservas 2P con los campos Cerraz, Breña, Chilpaya y Perdiz.
- ◆ 2003: Se incorporaron 224.6 miles de millones de pies cúbicos de gas en reservas 3P con los campos Vistoso, Cehualaca, Apertura, Madera y Uloa; estos yacimientos son de gas no asociado.
- ◆ 2004: Se perforaron los pozos Arquimia-1, Apertura-401, Kepler-1, Fourier-1 y Lleida-1, incorporando 196.3 miles de millones de pies cúbicos de gas en reservas 3P.
- ◆ 2005: Se alcanzó la producción máxima de 1,292.8 millones de pies cúbicos de gas diarios. Se descubrió el Campo Papán con 242.1 miles de millones de pies cúbicos de gas en reserva 3P, de los cuales, 237.9 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondían a la reserva probada.

- ◆ 2006: Se incorporaron reservas de gas no asociado con el mayor conocimiento de los campos Lizamba, Enispe, Perdiz, Rosenblú y Romarik, sumando 126.4 miles de millones de pies cúbicos de gas en reservas 3P ó 24.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- ◆ 2008: Se descubrieron reservas de gas seco, con los campos Aral, Aris, Cauchy, Kabuki y Maderáceo, sumando 313.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, equivalente a 60.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P.
- ◆ 2009: La Cuenca de Veracruz alcanzó una producción promedio de 810 millones de pies cúbicos de gas por día. Las reservas remanentes totales de la Cuenca de Veracruz alcanzaron los 228 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- ◆ 2010: Se descubrió el Campo Rabel, con la perforación y terminación del pozo Rabel-1 resultando productor de gas natural. Este descubrimiento incorporó reservas 3P de 26.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Como resultado de la estrategia de PEMEX enfocada a la búsqueda de gas no asociado, la cuenca fue reactivada a través de una intensa campaña de adquisición sísmica y de perforación exploratoria, logrando importantes descubrimientos que la ubican como la segunda mejor cuenca productora de gas no asociado del país.

La Cuenca de Veracruz cuenta con una Reserva Remanente Total de 222.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente calculada por PEMEX al 1 de enero de 2012 (**Tabla 3.3**).

Cuenca de Veracruz	Volumen Original		Reserva Remanente de Hidrocarburos		
	Crudo (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Crudo (mmb)	Gas Natural (mmpc)
Probadas (1P)	755.8	5,888.90	150.2	9.1	738.6
Probables	0	0	33.6	5.1	147.9
2P	755.8	5,888.90	183.9	14.3	886.5
Posibles	0	95.6	38.2	6.6	162.8
Totales (3P)	755.8	5,984.50	222.1	20.9	1,049.30

**Tabla 3.3** Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos en la Cuenca de Veracruz (Tomada de Pemex, 2012).

### 3.2.3. Campo Cauchy.

#### 3.2.3.1. Localización.

El Campo Cauchy se localiza en la Depresión Central de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, sobre la planicie costera del Golfo de México, a 19.6 km al Sureste de la ciudad de Cosamaloapan, Veracruz y a 10.2 km al Sureste del pozo Novillero-10, en el municipio de Chacaltianguis, Veracruz (**Figura 3.18**).



**Figura 3.18** Localización del Campo Cauchy-1 en la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Tomada de Pemex, 2009).

#### 3.2.3.2. Antecedentes.

El objetivo de los trabajos realizados en el Campo Cauchy, fue el de evaluar las características petrofísicas de las areniscas depositadas como facies canalizadas y desbordes asociados a abanicos de piso de cuenca de edad Mioceno Superior, ya que es la secuencia productora de gas seco en areniscas, a una profundidad total de 1,950 metros (Pemex, 2009).

El Campo Cauchy corresponde al Proyecto de Inversión Cosamaloapan, en el sureste de la República Mexicana, dentro del sector sur de la Provincia Geológica Cuenca de Veracruz, perteneciente al Activo Integral Veracruz. La incorporación a producción del campo fue de gran importancia para el Activo, ya que contribuye con el 18% de la producción total.

En agosto de 2008 se descubrió el campo con la perforación del pozo Cauchy-1 y fue en diciembre de 2009 cuando se inició su explotación alcanzando una producción de 24.9 millones de pies cúbicos por día de gas no asociado. En el 2010 el campo aportó una producción de 149.7 millones de pies cúbicos diarios.

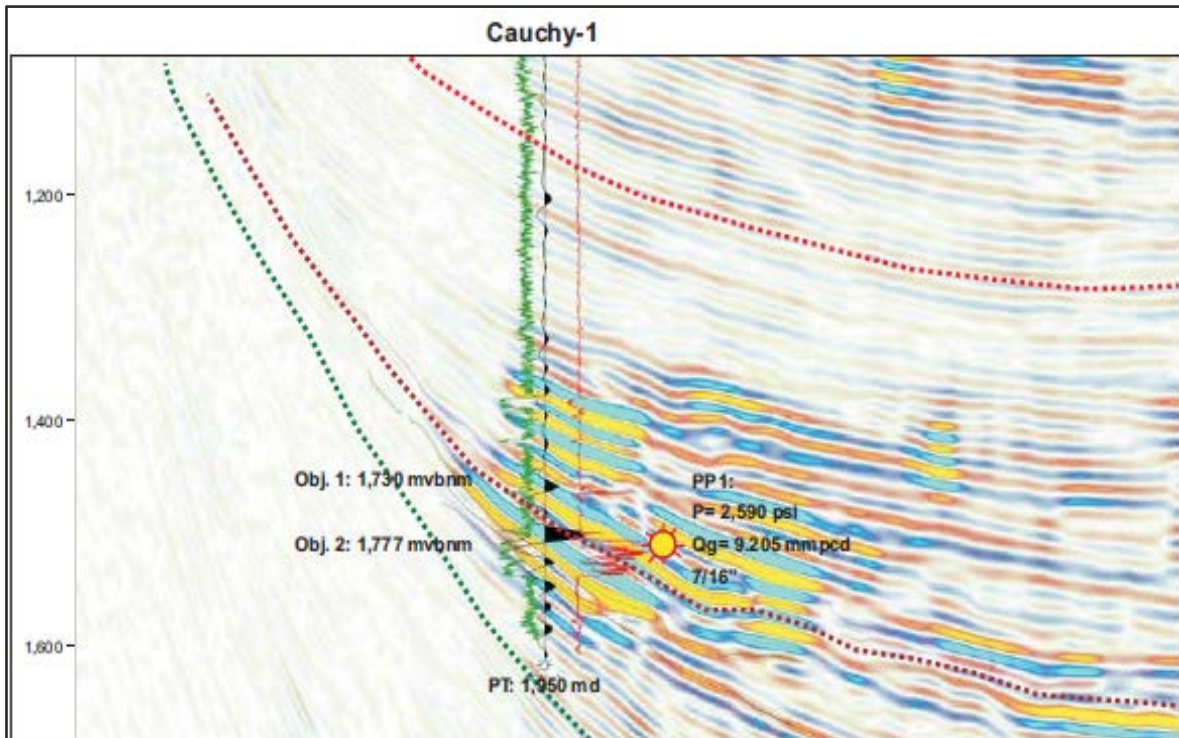
Para la caracterización estática del Campo Cauchy, se utilizó el atributo sísmico *Impedancia Relativa*, para diferenciar la zona cargada con gas de la zona con agua, esto permitió construir un modelo estático de los principales yacimientos del campo (Ms1 y Ms2), ajustados a las condiciones estructurales y estratigráficas. Se hizo el modelado de facies considerando que la secuencia se acumuló en un ambiente de abanico de piso de cuenca, con el que se conoció la distribución de las propiedades petrofísicas.

De acuerdo con los estudios realizados, el Campo Cauchy se considera como análogo geológico y de producción a los campos Arquimia, Playuela, Cocuite y Lizamba; donde en todos ellos el nivel de interés en cuanto a rocas almacenadoras es el Mioceno Superior, donde se propuso la localización del pozo Cauchy -1.

### **3.2.3.3. Características Geológicas.**

El yacimiento principal se encuentra en una trampa combinada, que fue perforada con el pozo Cauchy-1, que atravesó el yacimiento en el eje longitudinal de la estructura, que presenta una orientación de noroeste a sureste. Su componente estratigráfica se interpreta como un abanico de piso de cuenca en facies de canales y lóbulos con aparente aporte del suroeste, lo que indica que hacia la parte Sur existen fuertes aportes de sedimentos que permitieron formar trampas estratigráficas que fueron modificadas por estructuras secundarias (**Figura 3.19**).

El ambiente de abanico submarino de piso de cuenca, está formado por dos canales distributarios principales, amalgamados lateral y verticalmente, con patrones de registro en forma de caja y estratos tabulares observado en los núcleos. Estos canales se entrelazan y se extienden aproximadamente en un complejo a lo largo de 9 kilómetros por 3 kilómetros de ancho.



**Figura 3.19** Línea sísmica que ilustra el comportamiento estructural del Yacimiento Cauchy-1 (Tomada de Pemex, 2009).

#### 3.2.3.4. Sistema Petrolero.

##### ◆ Roca generadora.

Se interpreta que la roca generadora de hidrocarburos para esta zona corresponde a lutitas pertenecientes al Mioceno, con buenas características para la generación, ya que contienen una cantidad considerable de materia orgánica, además de un sepultamiento de más de 2 km, lo que ocasiona una buena maduración térmica.

##### ◆ Migración.

Se interpreta que en el Eoceno Tardío, comenzó la migración en la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Las trayectorias de migración se hicieron en sentido vertical, cambiando posteriormente al oeste a causa de la subsidencia y de la carga litostática creciente. La migración está asociada a la deformación ocurrida durante el Mioceno Medio y Tardío (Orogenia Chiapaneca), que reconfiguró estructuralmente la Cuenca Cenozoica de Veracruz, al formar altos y depresiones intracuenca. En esta etapa es donde se originan las principales trayectorias de

migración hacia el frente tectónico; este evento es también identificado por la presencia de inclusiones fluidas de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

El Mioceno Superior y Plioceno, representan dos etapas de acumulación de abundantes volúmenes de sedimentos en la cuenca, por lo que la presión litostática sobre la roca generadora favoreció que se activaran las trayectorias de migración hacia el frente tectónico en la porción occidental y en sentido vertical. Las trayectorias de migración muestran que en la cuenca, la migración de hidrocarburos actualmente alcanza niveles estratigráficos del Eoceno.

#### ◆ **Roca almacenadora.**

La roca almacén está constituida por areniscas de grano medio a grueso de color café oscuro, compuesta de fragmentos líticos, cuarzo y feldespatos en menor proporción. Los clastos están moderadamente clasificados y en general son subangulosos. Por su composición, se clasifica principalmente como litarenita que gradúa a arenita sublítica.

#### ◆ **Roca sello.**

La roca sello para este play corresponde a lutitas con espesores considerables, de hasta varias decenas de metros, pertenecientes al Mioceno Superior, que corresponden a facies arcillosas de piso de cuenca.

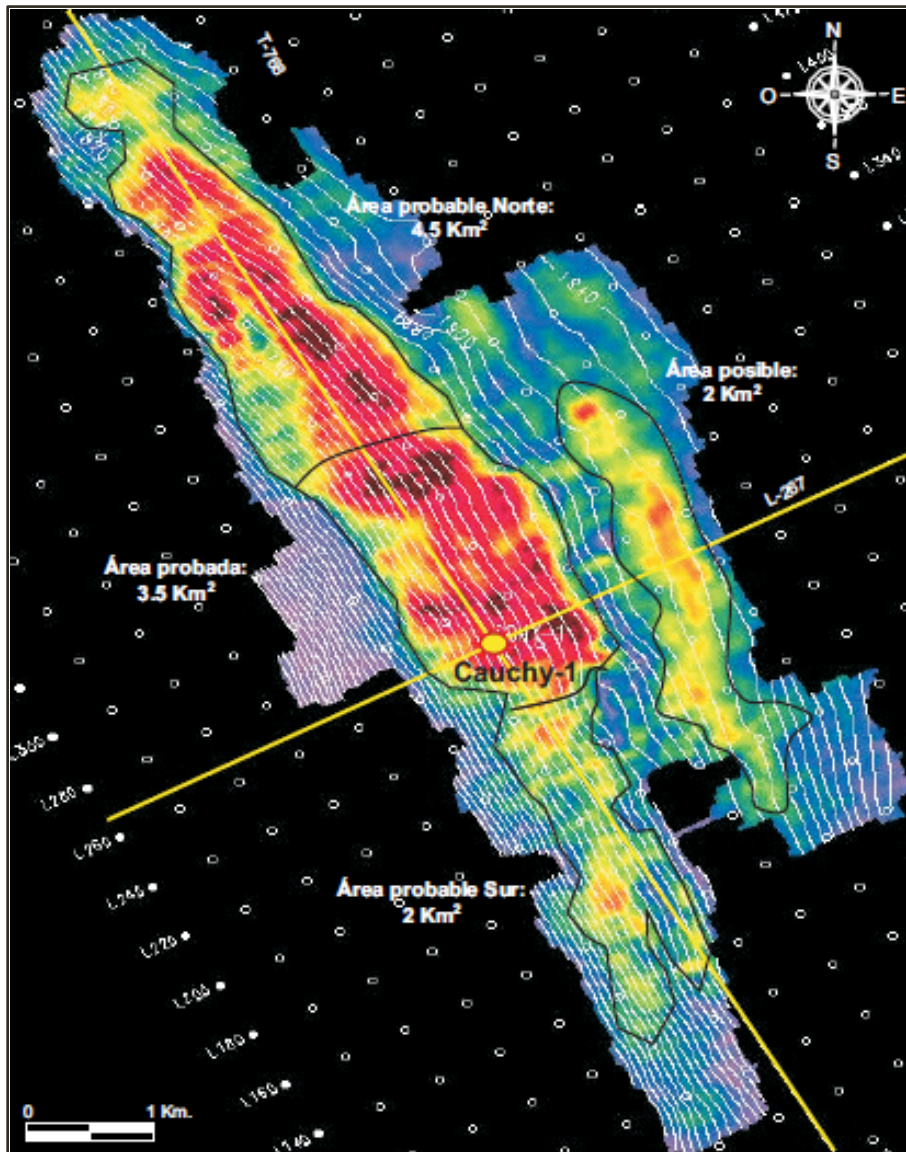
#### ◆ **Trampas.**

En el Campo Cauchy, se tiene una trampa de tipo combinada, con un cuerpo lenticular de areniscas y la flexión que forma con pliegues que esta ubicado en una zona de alta amplitud sísmica. La configuración de la cima del yacimiento se obtuvo con base en la distribución de anomalías sísmicas considerando el modelo sedimentario que integra el resultado del análisis petrofísico (**Figura 3.20**).

#### ◆ **Sincronía.**

Se interpreta que el gas termogénico del Paleoceno - Eoceno fue generado y posteriormente expulsado en el Mioceno, todavía se encuentra en la parte final de su expulsión. Por otra parte, el gas biogénico generado durante el Mioceno se generó de manera sincrónica con los depósitos turbidíticos del Mioceno Tardío-Plioceno Temprano. Todos los componentes del sistema petrolero convencional están presentes, por lo que existe buena sincronía.

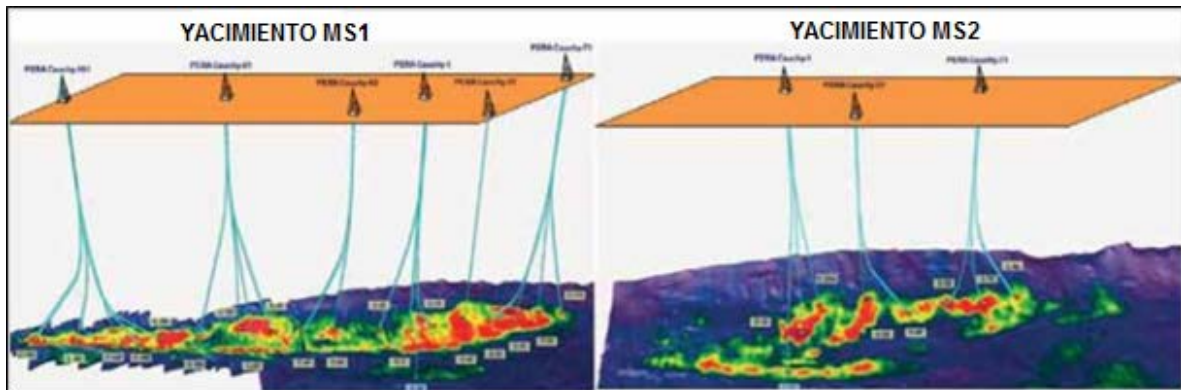




**Figura 3.20** Configuración estructural de la cima del yacimiento, con distribución de áreas de las categorías de reserva (Tomada de Pemex, 2009).

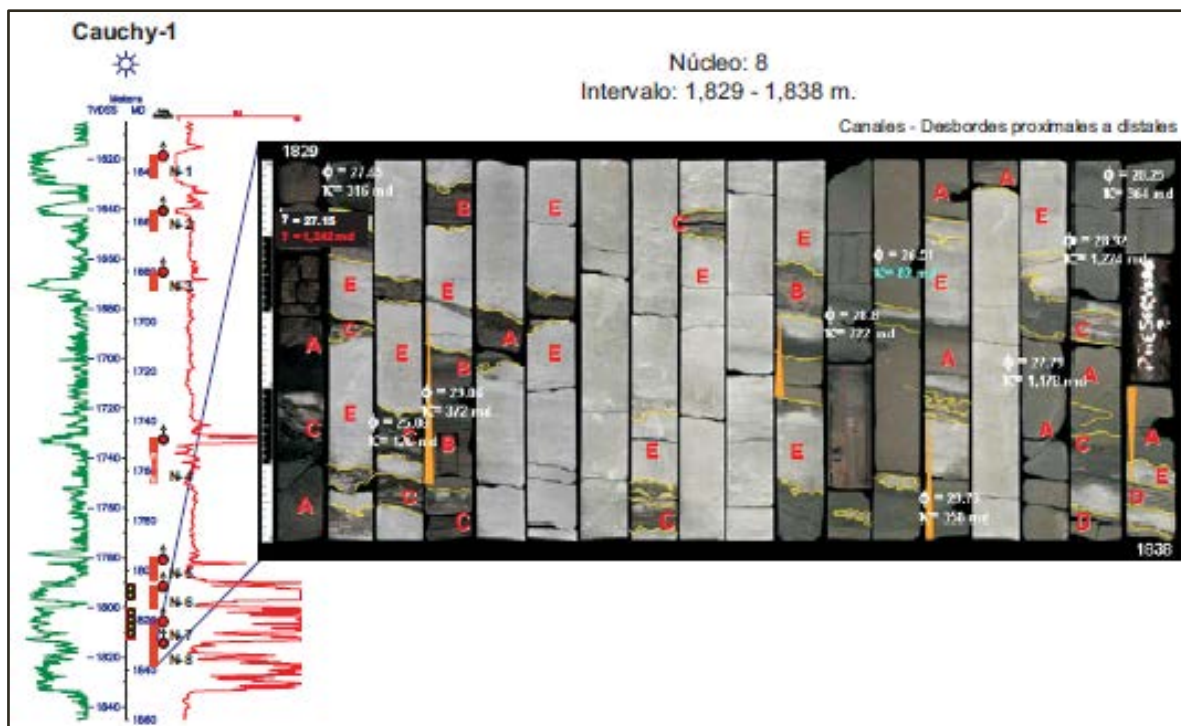
### 3.2.3.5. Características de los Yacimientos.

El Campo Cauchy está conformado por dos yacimientos en areniscas lenticulares (Ms1 y Ms2), los cuales corresponden a trampas de tipo mixto. Son turbiditas de piso de cuenca constituyendo una secuencia perteneciente al Mioceno Superior de areniscas de grano fino a medio, cubiertas por gruesos paquetes de lutitas (**Figura 3.21**).



**Figura 3.21** Configuración de los Yacimientos Ms1 y Ms2 del Campo Cauchy (Tomada de Solís, 2010).

El núcleo 8 cortado en el intervalo 1,829-1,838 metros bajo mesa rotaria, es representativo de este yacimiento, el cual presenta una porosidad primaria de tipo intergranular de hasta 32% (**Figura 3.22**).



**Figura 3.22** Fotografía del núcleo 8 del pozo Cauchy-1 en la Cuenca de Veracruz (Tomada de Pemex, 2009).

En el intervalo de 1,792-1,849 metros, se registro una producción inicial de 9.2 millones de pies cúbicos por día, con un espesor bruto de 57 metros, un espesor neto impregnado de 30 metros y consecuentemente una relación de espesores neto/bruto de 62%. Los valores promedio determinados fueron 25% de porosidad, permeabilidad 425 milidarcies, saturación de agua del 17% y volumen de arcilla de 13%. Para los núcleos cortados dentro de los yacimientos, la porosidad medida en laboratorio varía entre 21-31%, el rango de la permeabilidad es de 5 a 1,250 milidarcies (Pemex, 2009).

### 3.2.3.6. Reservas.

Las reservas de hidrocarburos del Campo Cauchy calculadas por PEMEX al 1 de enero de 2012 se muestran en la **Tabla 3.4**.

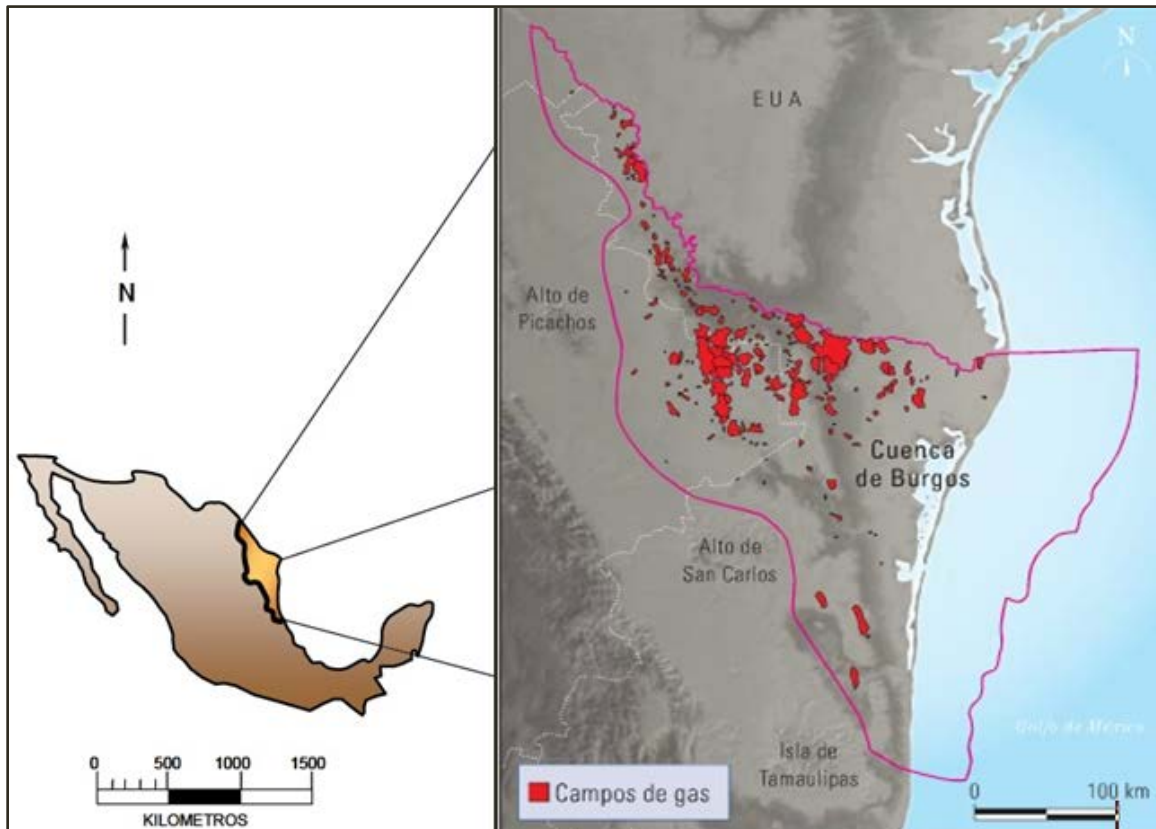
Campo	Categoría	Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Reserva Remanente Gas Seco Equivalente a Líquido (mmbpce)	Reserva Remanente Gas Natural (mmmpc)	Reserva Remanente Gas Seco (mmmpc)
Cauchy	Probada	42.9	42.9	223.1	222.9
	Probable	11.4	11.4	59.2	59.2
	Posible	10.7	10.7	55.6	55.6

**Tabla 3.4** Reservas de Hidrocarburos del Campo Cauchy, en la Cuenca de Veracruz (SENER, 2012).

### 3.3. Cuenca de Burgos.

La Cuenca de Burgos es considerada como la principal provincia productora de gas no asociado en el país, la que se localiza en el noreste de México, abarcando principalmente el estado de Tamaulipas, el extremo oriental de Nuevo León (**Figura 3.23**) y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental.

La cuenca tiene una superficie aproximada de 49,800 Km<sup>2</sup>, los cuales de acuerdo a PEMEX corresponden a la Región Norte; está subdividida en 9 áreas: Laredo (4,300 Km<sup>2</sup>), Camargo (3,500 Km<sup>2</sup>), Oeste Presa Falcón (6,300 Km<sup>2</sup>), General Bravo (4,000 Km<sup>2</sup>), China (4,900 Km<sup>2</sup>), Reynosa (8,000 Km<sup>2</sup>), San Fernando (2,000 Km<sup>2</sup>), Matamoros (6,900 Km<sup>2</sup>) y San José de las Rusias (9,900 Km<sup>2</sup>).



**Figura 3.23** Ubicación Geológica de la Cuenca Burgos (Modificado de Echánove 1986).

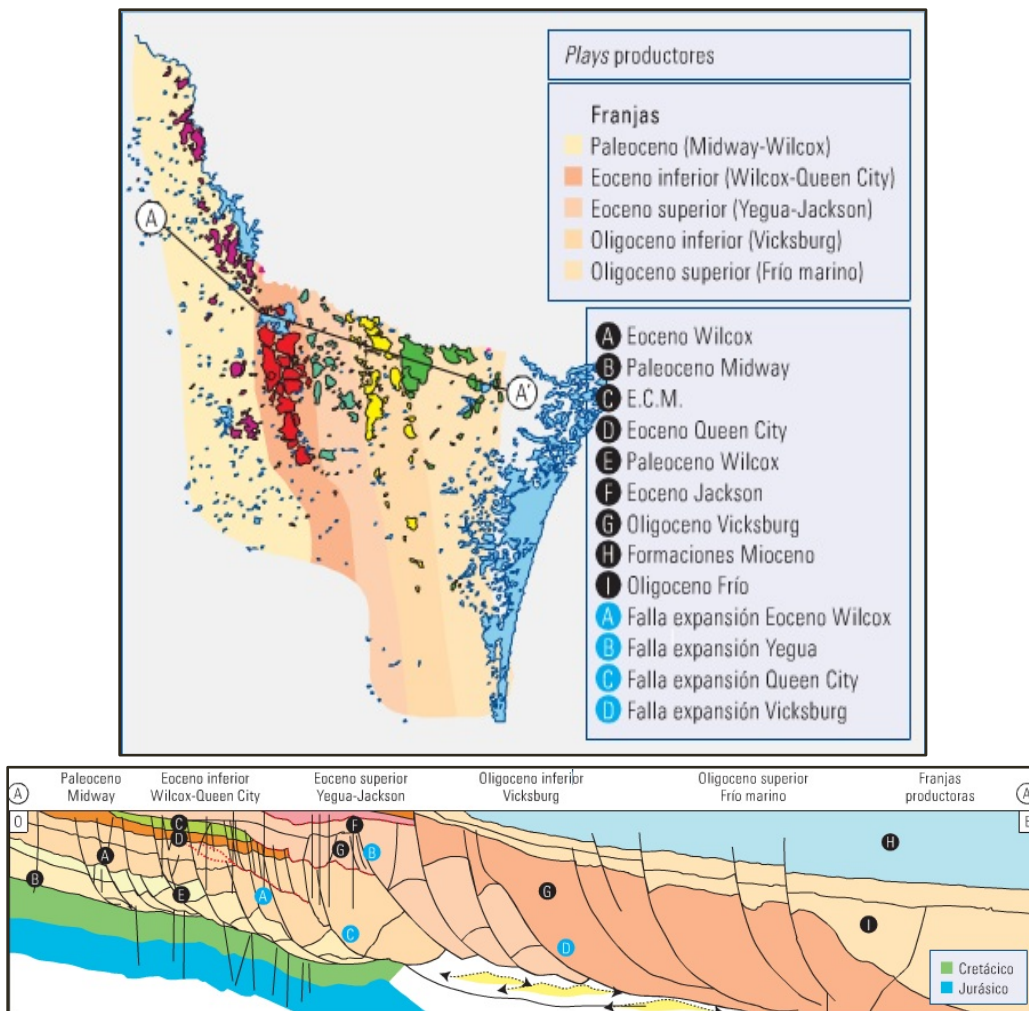
### 3.3.1. Marco tectónico y geología estructural.

En su etapa temprana, la Cuenca de Burgos formó parte de una antefosa o cuenca de antepaís ubicada hacia el frente del cinturón plegado laramídico de la Sierra Madre Oriental, proceso de deformación que afectó a las secuencias del Mesozoico y del Paleoceno al Eoceno Medio, sobre todo la parte sur y occidental de esta cuenca. Sin embargo, la mayor parte del relleno sedimentario de la cuenca representa depósitos de la parte norte de la margen pasiva del Golfo de México. El alto del basamento de El Burro - Picachos y la Península de Tamaulipas constituyen el límite sur y occidental de la cuenca, la cual se extiende hacia el norte adentrándose en el Estado de Texas y hacia el oriente abarca parte del Golfo de México considerándose como límite geográfico la isobata de 200 m (**Figura 3.23**).

El estilo estructural predominante corresponde a un sistema de fallas normales lístricas (fallas de crecimiento), de orientación NW-SE, con caída hacia el oriente, hacia donde las fallas se hacen mas jóvenes y donde alcanzan desplazamientos de hasta cientos de metros. Se observan estructuras roll-over con nivel de despegue en sedimentos arcillosos del Paleoceno en la parte

occidental y en niveles más jóvenes hacia el oriente, en donde despegan en el Oligoceno (**Figura 3.24**).

Se distinguen tres principales estilos de fallamiento normal, uno hacia la porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales sindepositacionales en una zona de extensión poco desarrollada, que contribuyen a crear el entrapamiento y la separación en compartimentos que forman distintos yacimientos. Un segundo estilo se presenta hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno, en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo. La tercera zona se presenta en la parte oriental y se extiende hasta la plataforma continental, en donde las fallas son también de crecimiento pero con planos que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno y Plioceno (**Figura 3.24**). Se tiene también la presencia de algunas fallas antitéticas con caída hacia el occidente las que se asocian a las fallas principales.



**Figura 3.24** Características del estilo estructural dominante en la Cuenca de Burgos y su extensión hacia la plataforma continental del Golfo de México (Tomada de PEMEX, 2010).

### 3.3.2. Estratigrafía y Sedimentación.

La columna sedimentaria de la Cuenca de Burgos abarca todo el Cenozoico, con unidades de rocas del Mesozoico (**Figura 3.25**). El espesor máximo de sedimentos calculado en el depocentro de esta cuenca es de aproximadamente 10,000 metros, y está compuesto litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas depositadas siguiendo un patrón general progradante o regresivo.

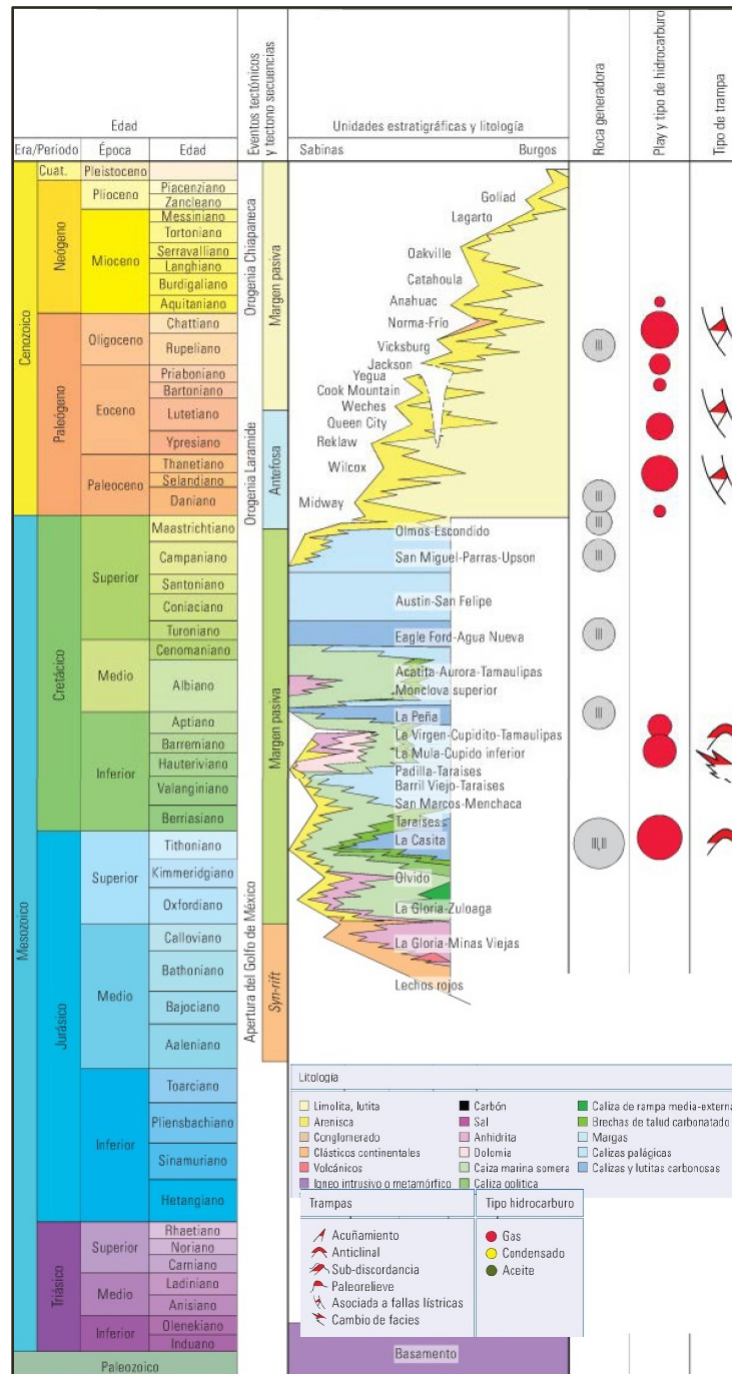


Figura 3.25 Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos (Tomada de WEC SLB, 2010).

La historia sedimentaria inicial de la Cuenca de Burgos estuvo influenciada por la deformación Laramídica. Las zonas levantadas al occidente de la cuenca fueron la fuente de aporte de los sedimentos que fueron a las areniscas y lutitas de las formaciones Midway del Paleoceno Inferior y Wilcox del Paleoceno Superior- Eoceno Inferior. Los paquetes de areniscas que forman los yacimientos de estas unidades se depositaron en ambientes deltaicos, estuarios y costeros como barras costeras e islas de barrera que cambian de facies al oriente a plataforma y después a ambientes turbidíticos de base de talud y cuenca en la parte más oriental, extendiéndose hacia el Golfo de México.

El fallamiento sinsedimentario provocó la acumulación y crecimiento de paquetes de areniscas en los bloques bajos. Estos crecimientos alcanzan hasta los 400 m en las zonas de extensión en la porción centro - occidental de la cuenca y sobrepasan en algunos casos los 1,000 m en la región suroriental de la misma.

Los sedimentos del Eoceno Temprano de la parte superior de la Formación Wilcox fueron cubiertos por sedimentos arcillo - arenosos de la Formación Reklaw, siendo ésta sobreyacida a su vez por rocas de la Formación Queen City de amplia distribución. A su vez, estas rocas son sobreyacidas por una columna predominantemente arcillosa correspondiente a las formaciones Weches y Cook Mountain, a las que sobreyacen Yegua y Jackson de carácter más arenoso, las cuales se depositaron progresivamente más hacia el oriente durante el Eoceno Tardío. Estas dos últimas unidades reflejan un mayor aporte de sedimentos tanto a la Cuenca de Burgos como a la parte profunda del Golfo de México debido al rejuvenecimiento de las zonas occidentales de la cuenca en el Eoceno Medio y Tardío por efecto de la Orogenia Laramide. En estas unidades se presentan varias superficies de erosión y áreas con bloques rotados desprendidos de la plataforma a manera de plataformas derrumbadas.

En el Oligoceno se infiere un levantamiento y rejuvenecimiento de las áreas positivas localizadas al oeste y suroeste, ocasionando una gran afluencia de clásticos y terrígenos finos hacia la Cuenca de Burgos y aguas profundas del Golfo de México y la progradación de sistemas de plataforma, deltaicos y fluviales de la secuencia Vicksburg y Frío. Las facies con la mayor producción registrada hasta ahora corresponden a sistemas de barras costeras, playas y deltas dominados o modificados por oleaje y facies fluviales. Los sedimentos del Oligoceno también fueron afectados por fallas de crecimiento sinsedimentarias. Hacia fines del Oligoceno se produce una transgresión y en el Mioceno Temprano progradan nuevamente los ambientes fluviales, deltáicos y costeros y sobre sedimentos de plataforma dando lugar al depósito de areniscas y algunos conglomerados de la Formación Anáhuac y varias unidades más del Mioceno Medio-Tardío y Plioceno. Estas secuencias más jóvenes tienen su mayor

desarrollo en la parte oriental de la cuenca y hacia la Plataforma Continental, en donde las mejores facies almacenadoras continúan siendo de deltas dominados por oleaje, sistemas de barras costeras e islas de barrera y areniscas y lutitas turbidíticas, en forma de abanicos submarinos en las partes más profundas.

### **3.3.3. Geología Petrolera.**

En la Cuenca de Burgos se tienen 4 sistemas petroleros establecidos: Pimienta - Midway, Midway - Wilcox, Wilcox - Wilcox y Vicksburg - Frío. Las rocas generadoras principales son:

- ◆ Calizas arcillo - carbonosas y lutitas calcáreo - carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior con materia orgánica tipo II.
- ◆ Lutitas y limolitas arenosas de la Formación Midway del Paleoceno con materia orgánica tipo III.
- ◆ Lutitas y limolitas arenosas de la Formación Wilcox del Eoceno con materia orgánica tipo III.
- ◆ Facies arcillosas de la Formación Vicksburg del Oligoceno con materia orgánica tipo III y cantidades subordinarias 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 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 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, Frio No Marino y Anáhuac. La calidad de la roca almacén esta controlada por el ambiente de depósito, la composición de las areniscas, el tamaño y distribución de los granos, la distribución y tipo de cemento, 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 que los cubren lateralmente. Las trampas son principalmente estructurales consistiendo de anticlinales tipo roll-over con cierres por cuatro lados y cierres contra falla.



La Cuenca de Burgos cuenta con una reserva remanente total de 777.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente calculada por PEMEX al 1 de enero de 2012 (**Tabla 3.6**).

Cuenca de Burgos	Volumen Original		Reserva Remanente de Hidrocarburos		
	Crudo (mmb)	Gas Natural (mmpc)	Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Crudo (mmb)	Gas Natural (mmpc)
Probadas (1P)	397	18,832.00	388	6.4	1,876.70
Probables	11.5	1,936.50	169.3	2.4	812.5
2P	408.5	20,768.50	557.3	8.8	2,689.20
Posibles	10.2	2,218.50	219.9	0.8	1,070.40
<b>Totales (3P)</b>	<b>418.7</b>	<b>22,986.90</b>	<b>777.2</b>	<b>9.5</b>	<b>3,759.60</b>

**Tabla 3.6** Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos en la Cuenca de Burgos (Tomada de Pemex, 2012).

### 3.3.4. Antecedentes Históricos.

La exploración petrolera de la Cuenca de Burgos comenzó hacia las décadas 1920-1930 por compañías extranjeras, las que apoyadas en estudios geológicos realizaron una etapa de perforación que culminó con el establecimiento de producción de gas en los campos La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo, ubicados en la porción nor-noreste.

PEMEX inició la exploración de esta cuenca en 1942, dando inicio la producción en 1945 con el descubrimiento comercial de gas y condensado en areniscas del Oligoceno, en el Campo Misión, ubicado aproximadamente a 30 Km al NW de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Debido a la presencia de hidrocarburos en el área, se intensificó la actividad exploratoria y se sucedieron nuevos descubrimientos, activándose simultáneamente su desarrollo y el establecimiento de nuevos campos (Echánove, 1986).

Dentro de los estudios geológicos y geofísicos regionales realizados en la cuenca, se tienen los elaborados por Castillo (1969), García del Ángel (1969), Sandoval (1969) e Yzaguirre (1969). Posteriormente, González (1976) y Echánove (1986), elaboraron estudios regionales actualizados de la cuenca, este último autor interpreta los ciclos transgresivos y regresivos en la cuenca. Pérez (1992), realizó un trabajo sobre la Evolución Geológica de la Cuenca de Burgos, donde la estratigrafía y geología se interpretaron a partir de líneas sísmicas regionales y registros geofísicos de pozo.

En 1994-1995 se realizó el Estudio de Potencial Remanente del Cenozoico del Proyecto Integral Burgos (Pemex, 1998). En este estudio, de tipo regional, se delimitaron de manera general los plays mediante la interpretación de secciones sísmicas 2D e información de pozos.

En 1993, PEMEX y Chevron elaboraron un estudio geológico y geoquímico en el que se analizó la estratigrafía del área, y se definieron tres estilos estructurales: el primero, al occidente del área, compuesto por una serie de bloques afectados por fallas normales de poco desplazamiento; el segundo, un sistema de fallas normales de crecimiento en las formaciones Vicksburg y Frío principalmente, y el tercero ubicado al oriente, formado por bloques afectados por fallas normales y diapiros de arcilla en el Oligoceno Superior y Mioceno. También identificaron tres unidades de rocas generadoras de hidrocarburos, una en el Paleoceno - Eoceno, otra en el Oligoceno y la tercera en el Mioceno.

Derivado de la inversión de recursos económicos, en abril de 1999, alcanzó la meta de producción de mil millones de pies cúbicos diarios, la cual se mantuvo por 4 años con un programa intensivo de perforación y reparación de pozos.

El Proyecto Burgos es el más importante para PEMEX en términos de producción de gas no asociado en los últimos años, aportando desde el año 2000 el 21% en promedio de la producción total nacional de gas.

En enero de 2011 la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEMEX Exploración y Producción presentó ante la CNH el Proyecto Integral Burgos, que tiene como principal objetivo incorporar reservas de gas seco, gas húmedo y aceite, en el periodo 2011-2028, con un valor medio de 1,778 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en rocas de edad Jurásica, Cretácica y Cenozoica. El programa operativo considera la perforación de 879 pozos exploratorios, la realización de 160 estudios geológicos y 20 estudios geofísicos, que implican la adquisición de 9,200 km de sísmica 2D y 20,800 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, con una inversión total exploratoria de 71,604 millones de pesos. En enero de 2012 la CNH dictaminó como favorable el proyecto.

### **3.3.5. Campos Emú y Alondra.**

#### **3.3.5.1. Localización.**

Los campos Emú y Alondra se encuentran ubicados al suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, en el Estado de Nuevo León, en el área que corresponde a la franja occidental de la Cuenca de Burgos (**Figura 3.26**).

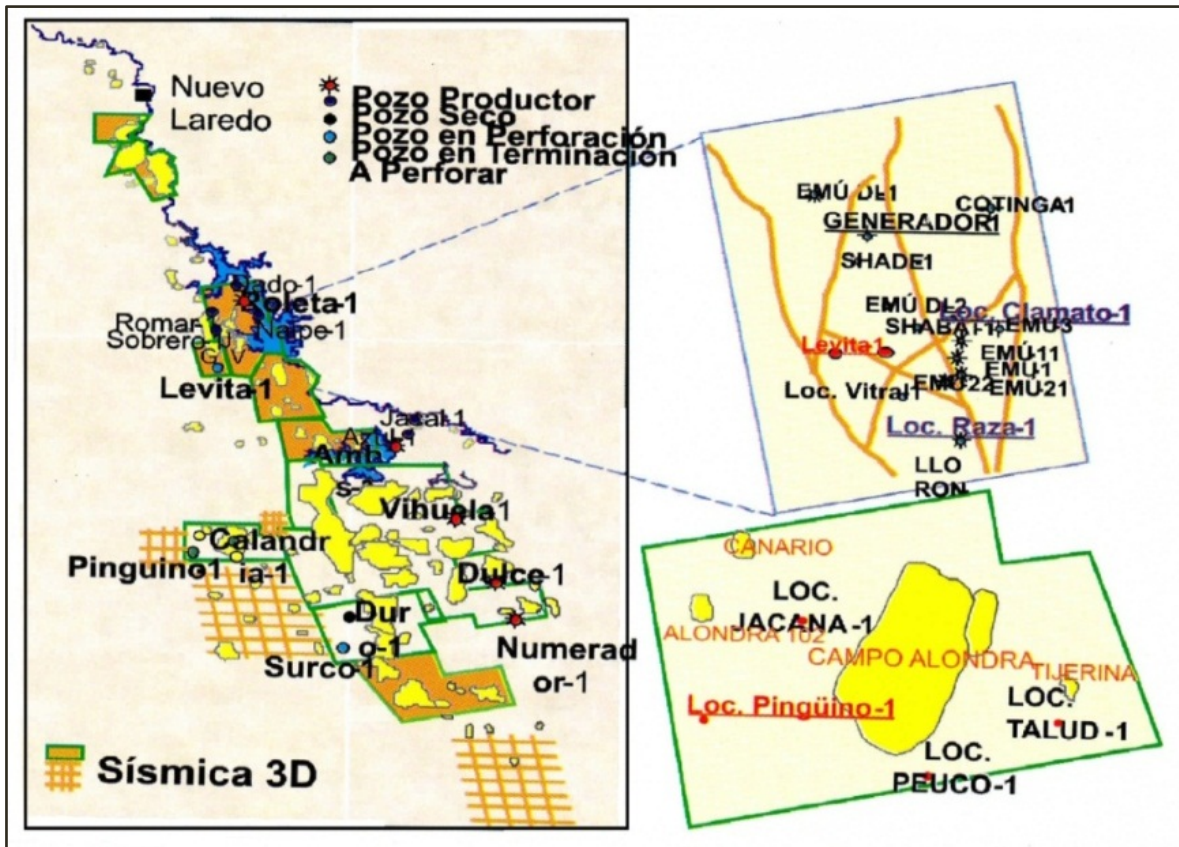


Figura 3.26 Ubicación de los campos Emú y Alondra, en la Cuenca de Burgos (Tomada Uribe et al, 2004).

### 3.3.5.2. Antecedentes.

El Campo Alondra, fue descubierto en 1970 y su desarrollo se hizo entre 1985 y 2005, con 35 pozos perforados y una producción acumulada de 141 miles de millones de pies cúbicos de gas.

En el año de 1989 se perforó la localización Emú-1, la cual quedó productora con un gasto de 7.8 millones de pies cúbicos diarios.

En el año 1998 se retomó la exploración en el Play Midway con la adquisición, procesado e interpretación del cubo de 3D Emú con una extensión de 100 km<sup>2</sup>. Este cubo se interpretó aplicando el análisis de anomalías de amplitud y la interpretación del modelo sedimentario mediante descripciones de la roca almacenadora en los pozos del área. Como resultado de esta interpretación se propusieron tres localizaciones: Generador-1, Clamato-1 y Raza-1 y se interpretó un modelo geológico de abanicos submarinos de piso de cuenca, cuya distribución se encontraba fuertemente restringida a la distribución de las anomalías de amplitud.

En 1999 se perforó el pozo Generador-1, el cual encontró el mejor espesor de areniscas con una buena calidad de roca almacén y mejor posición estructural; sin embargo, el pozo resultó invadido de agua en el intervalo de interés. Este resultado detuvo la exploración del Play Midway y se consideró necesario que para explotar este tipo de trampas estratigráficas era indispensable el uso e implantación de nuevas tecnologías que fueran más allá del análisis convencional o tradicional hasta ese momento realizado en la Cuenca de Burgos. Este punto sirvió de partida para poder implantar la aplicación de la Inversión Acústica, La inversión Elástica y el AVO, tanto en áreas con sísmica 3D como en áreas con sísmica 2D.

En el año 2000 Pemex decidió trabajar con el Centro Nacional de Procesado Sismológico y la compañía CGG para elaborar la Inversión Acústica del cubo 3D de Emú y tratar de discriminar las respuestas de arenas con agua y las respuestas de arenas con gas.

Posteriormente en 2001 se trabajó también la Inversión Acústica para el cubo 3D Alondra. El proceso de Inversión Acústica permite establecer un enlace entre los parámetros del yacimiento, las impedancias acústica y la sísmica.

En el año 2001 se realizaron para el Campo Emú estudios de Inversión Sísmica Simultanea Dependiente con el Ángulo, con la compañía Jason Geosystems. Esta tecnología fue probada en 2002 con la perforación del pozo Levita-1, quedando como productor de gas en la arena Emú con un gasto inicial de 5.2 millones de pies cúbicos de gas diarios y con una producción acumulada de 1.2 miles de millones de pies cúbicos de gas al mes de octubre de 2002.

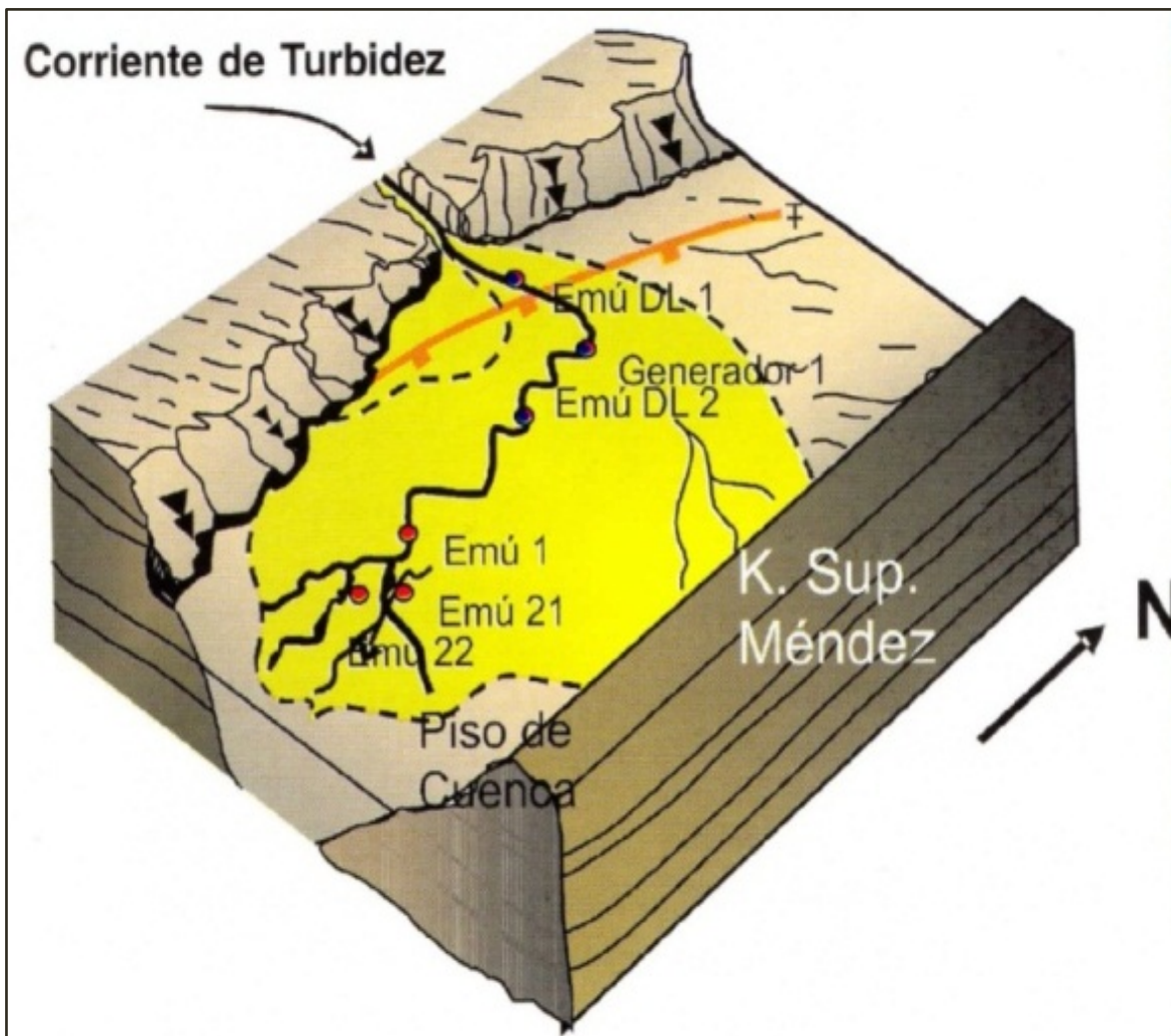
### **3.3.5.3. Características Geológicas.**

Los campos Emú y Alondra se encuentran en el Play Midway del Paleoceno que se caracteriza por ser un Play de secuencias acumuladas en aguas profundas, ya que se desarrolla en ambientes nerítico-externo a batial superior en algunas áreas en el Paleoceno Inferior. El Play está litológicamente constituido por una serie de cuerpos arenosos depositados en abanicos submarinos por corrientes turbidíticas e interestratificados con potentes secuencias hemipelágicas arcillosas, constituyendo excelentes trampas estratigráficas que han sido probadas por un buen número de pozos exploratorios.

El Play tiene una producción acumulada de 183 miles de millones de pies cúbicos de gas y una reserva 3P de 294 miles de millones de pies cúbicos de gas.

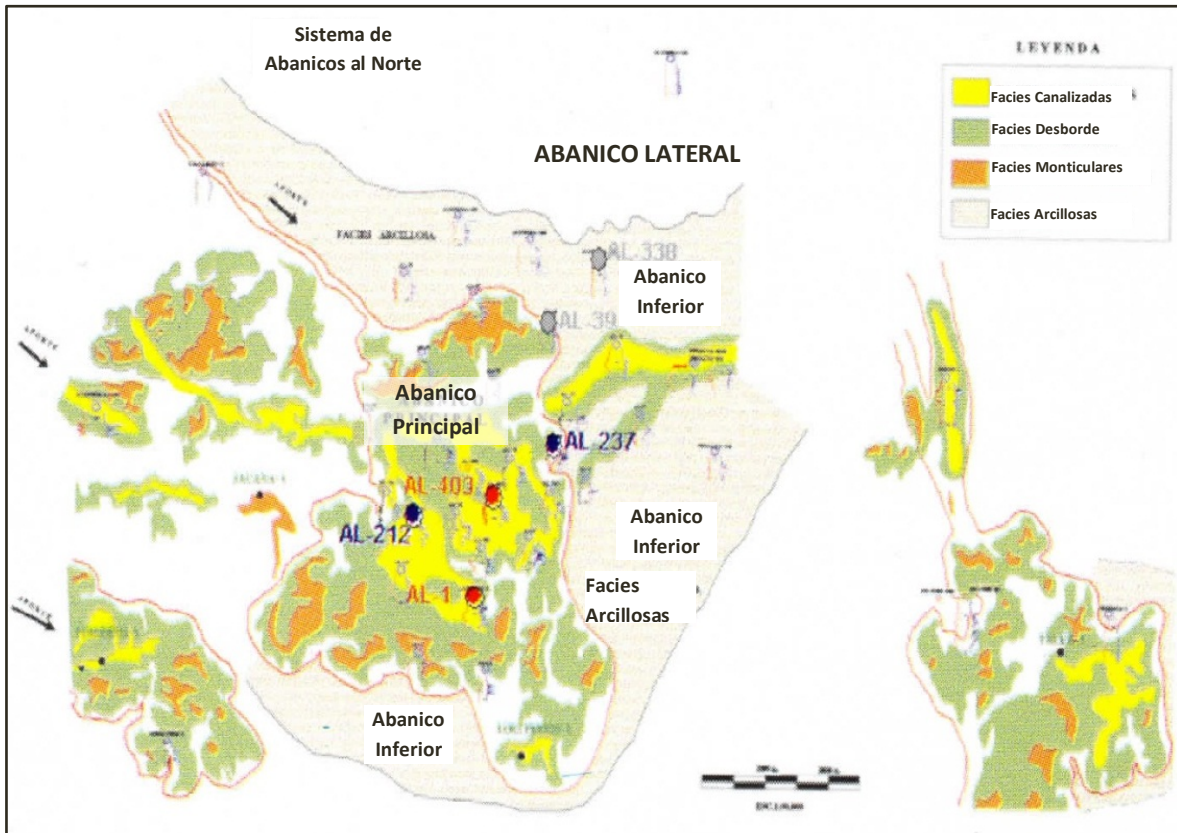
Para el área del Campo Emú, se interpretó un modelo de depósito con una secuencia turbidítica que proviene del noroeste y oeste, que cae al medio graben,

ocasionando un depósito de abanico de piso de cuenca (**Figura 3.27**), el cual esta restringido por la geometría misma del graben y con diferentes facies sedimentarias de acuerdo al modelo propuesto de abanico donde el depósito corresponde con un conjunto de areniscas masivas, ya que se identificaron por lo menos 3 cuerpos arenosos en el núcleo de Emú DL-1. Se trata de una arenisca bien clasificada, madura con tamaño de grano medio a fino (0.12 mm), con granos subredondeados a redondeados y con una zona de estructuras sedimentarias correspondientes con estratificación cruzada y ondículas en la base de cada arena. Esto corresponde con una corriente de turbidez densa. Petrográficamente, la roca ha sufrido alteraciones diagenéticas como: compactación y disolución; sin embargo, en la mayoría de los casos esto no ha afectado la calidad de la roca almacenadora.



**Figura 3.27** Modelo sedimentario propuesto para el área del Campo Emú (Tomada de Uribe et al, 2004).

La **Figura 3.28** muestra el modelo geológico del Campo Alondra señalando la dirección del aporte de la fuente de las areniscas, la cual parece haber sido de norte a noreste (N-NE) y se pueden apreciar las diferentes facies sedimentarias.



**Figura 3.28** Modelo Geológico del Campo Alondra en la Cuenca de Burgos (Tomada de Figón et al, 2004).

#### 3.3.5.4. Sistema Petrolero.

##### ◆ Roca generadora.

La principal roca generadora se caracteriza por litologías arcillo-calcáreas de color negro, sinónimo de un buen contenido orgánico que se depositaron en condiciones que van de ambientes de rampa externa a cuenca desde Burgos hacia la Cuenca del Golfo de México.

Las rocas generadoras de los campos Emú y Alondra son lutitas y limolitas arenosas. La Formación Midway, tiene un potencial generador que varía de regular hasta muy buena, asociado a una plataforma cuyo ambiente de depósito se profundiza desde nerítico medio hasta batial superior (**Figura 3.29**).

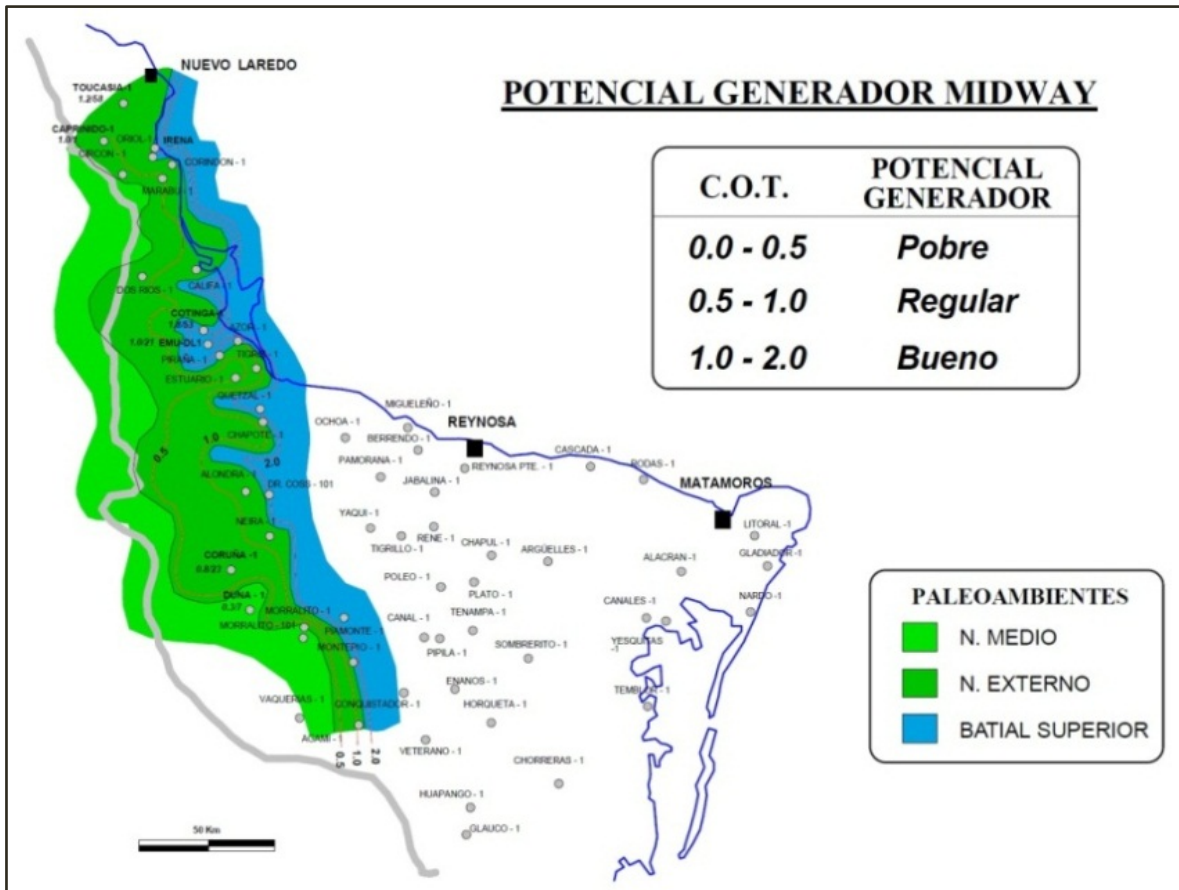


Figura 3.29. Potencial Generador Midway (Tomada de Vizcarra, 2005).

### ◆ Migración.

El proceso de Migración para el Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco generado profundamente en la secuencia mesozoica, los cuales cargaron con gas a las rocas almacenadoras mesozoicas y cenozoicas, asociados a tenues anomalías geotérmicas.

### ◆ Roca almacén.

Las rocas almacén de la Formación Midway consisten en cuerpos de areniscas turbidíticas, de color gris oscuro, de grano fino a medio; son areniscas de cuarzo ligeramente calcáreas, depositados por corrientes de turbidez provenientes de la plataforma a manera de abanicos de talud, de piso de cuenca o bien como desbordes de canales submarinos que van desde la plataforma media hasta el talud continental. Se tienen depósitos de complejos abanicos submarinos

de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas saturadas con espesores promedio de 35 m.

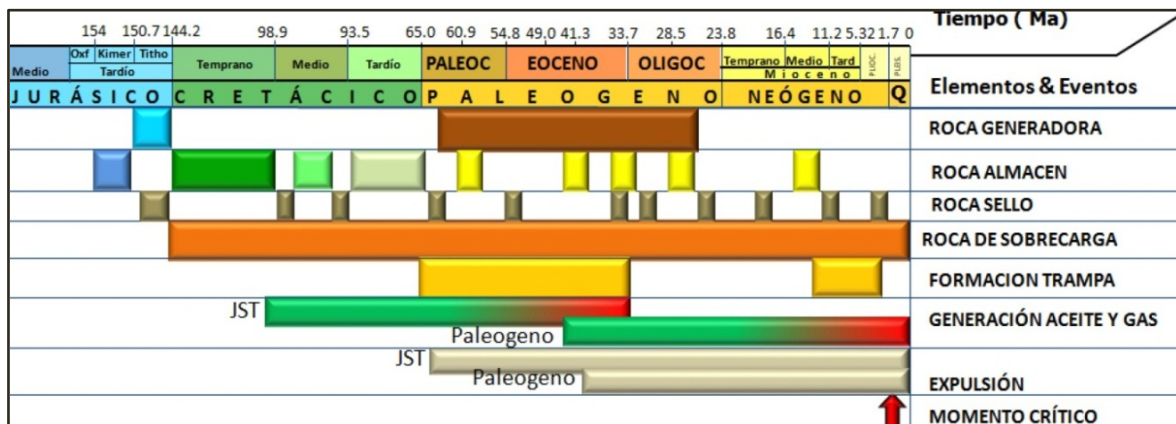
Los desarrollos arenosos en facies turbidíticas de los intervalos productores del Paleoceno Midway se localizan a profundidades de 2,500 a 2,900 metros. Estos cuerpos de areniscas fueron depositados en un ambiente de frente deltaico dominado por el oleaje. Los espesores brutos de la roca almacén fluctúan entre los 18 y 50 m, mientras que los rangos de porosidades varían entre 11 y 20 %. Los sistemas regionales de fallas de extensión ejercieron una gran influencia en el depósito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas.

◆ **Roca sello.**

El sello superior y lateral de las facies almacenadoras lo constituye las potentes secuencias (desde 20 hasta 100 metros) de lutitas de color gris oscuro a negro que envuelven a esos cuerpos detríticos arenosos, ya que los yacimientos están asociados a trampas de tipo estratigráfico.

◆ **Sincronía.**

Basados en las simulaciones de los modelos 1D, 2D y 3D se define la tabla de eventos del sistema petrolero (**Figura 3.30**) para visualizar, como debieron de ocurrir de manera sincrónica en tiempo geológico la relación de los elementos y procesos esenciales del sistema petrolero, para que los hidrocarburos generados se entrapen y se preserven en la trampa se incluye la edad geológica para cada uno de ellos así como la posible preservación del sistema y el momento crítico del mismo.



**Figura 3.30.** Secuencia de los eventos del Sistema Petrolero en la Cuenca de Burgos (Tomada de PEMEX, 2010).



### 3.3.5.5. Características de los Yacimientos.

En el área de los campos Emú y Alondra se tiene producción en el Paleoceno Midway. Los yacimientos están constituidos por areniscas gris claro y gris oscuro de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, consolidados en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

Algunas de las principales características de estos yacimientos son:

- ◆ Tipo de trampa: Estratigráfica.
- ◆ Rango de profundidad: 1,500 - 3,500 m.
- ◆ Rango de espesor neto: 2 - 16 m.
- ◆ Rango de Porosidad: 7 - 25 %.
- ◆ Rango de saturación de agua: 25 - 65 %.
- ◆ Rango de permeabilidad: 0.01 - 14.2 milidarcies.
- ◆ Rango de presión de yacimiento: 1,940 - 9,100 psi.
- ◆ Rango de gastos iniciales: 0.25 - 15 millones de pies cúbicos de gas diarios.

### 3.3.5.6. Reservas.

En la **Tabla 3.7** se muestran las cifras de las Reservas de Hidrocarburos para los Campos Emú y Alondra aprobadas por el Pleno de la CNH, al 1 de enero de 2012.

Campo	Categoría	Reserva Remanente de Petróleo Crudo Equivalente (mmbpce)	Reserva Remanente Gas Seco Equivalente a Líquido (mmbpce)	Reserva Remanente Gas Natural (mmmpc)	Reserva Remanente Gas Seco (mmmpc)
Alondra	Probada	2.6	2.6	14.7	13.4
	Probable	0	0	0	0
	Posible	1.6	1.6	9	8.2
Emú	Probada	0.6	0.6	3.3	3.3
	Probable	0.2	0.2	1.1	1.1
	Posible	0.7	0.7	3.8	3.8

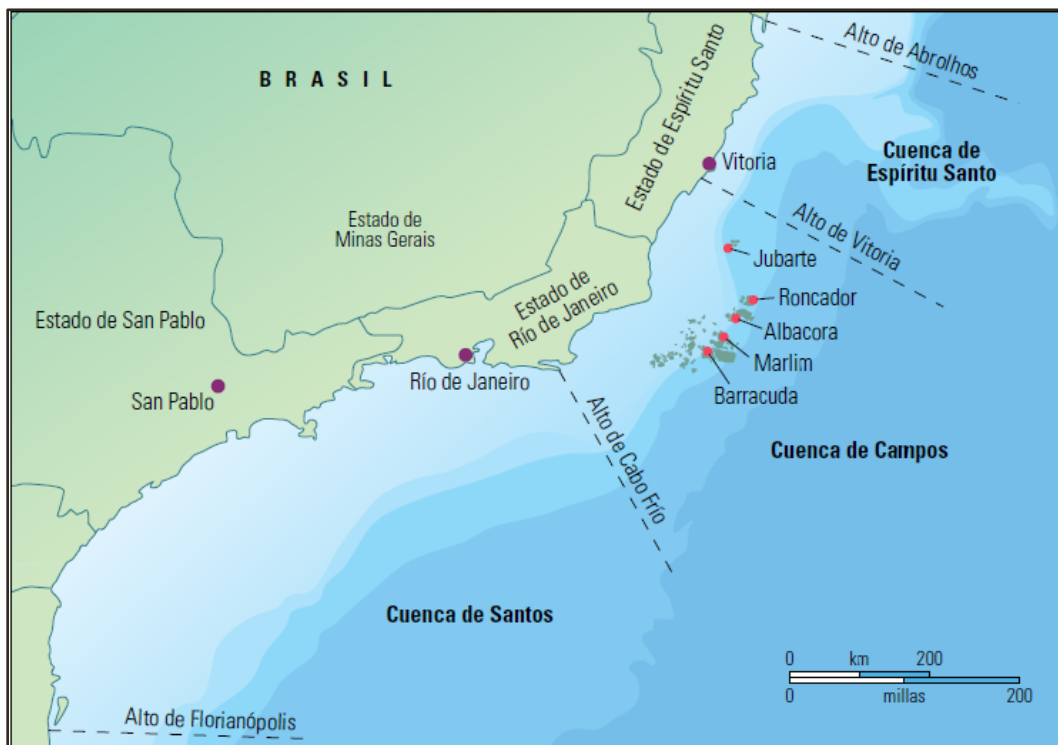
**Tabla 3.9** Reservas de Hidrocarburos de los Campos Emú y Alondra (SENER, 2012).

## Capítulo 4. Ejemplos del Mundo.

Los sistemas turbidíticos representan las mayores reservas de petróleo en muchas de las cuencas sedimentarias del mundo (80 cuencas aproximadamente). Los sistemas turbidíticos producen el 22% del petróleo en el Mar del Norte, más del 83% en la Cuenca de Campos en el margen continental de Brasil y el 90% de la producción de la Cuenca de los Ángeles. Por lo cual, es de gran importancia comprender como se forman estos sistemas y sus características para la exploración y explotación petrolera.

### 4.1. Brasil - Cuenca de Campos.

La Cuenca de Campos es la cuenca petrolera costa afuera más productiva de Brasil, se localiza al sureste de Río de Janeiro, entre las coordenadas 21° 30' S y 23° 45' S y 38° 45' W y 42° 00' W; se limita al norte por el Alto de Victoria, al sur por el Alto de Cabo Frío y en el oeste por los límites de los Estados de Río de Janeiro y de Espírito Santo (**Figura 4.1**). La porción marina de la cuenca tiene profundidades de más de 3,400 m de profundidad (aguas profundas), tiene una superficie aproximadamente de 100,000 km<sup>2</sup> y su porción continental es de aproximadamente 500 km<sup>2</sup> (Chevron, 2006).



**Figura 4.1** Ubicación geológica de la Cuenca de Campos y sus yacimientos productores en turbiditas (Tomada de Beasley, 2010).

#### 4.1.2. Antecedentes de la Cuenca de Campos.

Para el año 1971, Petrobras inició la exploración petrolera en la Cuenca de Campos, frente a la costa sureste de Brasil; después de la perforación de una serie de pozos que resultaron secos, en el año 1974 se efectuó el primer descubrimiento en ésta cuenca mediante la ejecución de perforaciones en tirantes de agua de 120 metros. El noveno pozo exploratorio marino de Petrobras encontró una zona productiva en los carbonatos de edad Albiano del Campo Garoupa; éste hallazgo abrió el camino para la exploración intensiva de la Cuenca de Campos. Si bien los objetivos de exploración iniciales eran los carbonatos de edad Albiano, limitados principalmente a la Plataforma externa, se realizaron descubrimientos más grandes en los yacimientos de areniscas cenozoicas, en tirantes de agua de más de 500 metros.

En 1975 se efectuó un descubrimiento importante en un tirante de agua de 166 metros, corresponde con el Campo Namorado con 250 millones de barriles, el cual fue el primero de una serie de yacimientos en turbiditas que se perforó en la Cuenca de Campos.

Mediante la expansión de la experiencia operativa en el área, Petrobras logró definir con más precisión los modelos sedimentológicos y estratigráficos del margen continental. A mediados de la década de 1980 se definieron como objetivo a los yacimientos en turbiditas de aguas marinas profundas, correspondientes a un ambiente de abanicos submarinos. Posteriormente se descubrieron cuatro campos turbidíticos gigantes y super-gigantes en aguas cada vez más profundas:

- ◆ 1984: El Campo Albacora, fue perforado en un tirante de agua de 293 m.
- ◆ 1985: El Campo Marlim, fue perforado en un tirante de agua de 853 m.
- ◆ 1989: El Campo Barracuda, fue perforado en un tirante de agua de 980 m.
- ◆ 1996: El Campo Roncador, fue perforado en un tirante de agua de 1,853 m.

**El Campo Albacora**, es un campo turbidítico gigante localizado en aguas profundas, en un rango de 230 a 1,900 metros de tirante de agua, tiene un volumen estimado de 4.4 billones de barriles y se extiende sobre un área de 235 km<sup>2</sup>. El campo fue descubierto en septiembre de 1984 con el pozo exploratorio 1-RJS 297 perforado a 293 metros de profundidad de agua. Este campo representa el 15% de volumen de aceite original *in situ* de la Cuenca de Campos y se estima un volumen de aceite recuperable de 1,000 millones de barriles. Las formaciones productoras son areniscas del Cretácico, Mioceno, Eoceno y Oligoceno. Conforme se incrementa el tirante de agua, la densidad del aceite varía, en aguas someras la densidad es de 20 a 36 °API, para aguas profundas es de 20 a 26 °API.

**El Campo Albacora Leste**, con un área de 141 km<sup>2</sup> y un volumen estimado en sitio de 3,800 millones de barriles, el Campo Albacora Leste es el cuarto más grande de la Cuenca de Campos, descubierto en 1986. Productor de aceite pesado y con terminaciones en arenas no consolidadas en yacimientos de formaciones turbidíticas complejas. Las reservas totales certificadas en Albacora-Leste son de 534 millones de barriles de petróleo y 32.6 millones de barriles equivalentes de gas, de los que 409 millones son reservas probadas.

En 1998 el pozo 4-RJSs 477 fue perforado y se le hizo una prueba extendida de pozo, fue terminado con grava, requirió de bombeo electro sumergible para bombear el crudo hacia la plataforma vecina. Debido a la complejidad geológica y saturación de fluidos en el yacimiento, siete pozos pilotos fueron perforados durante la fase de planeación antes del año 2002. Este programa piloto permitió perforar 16 pozos horizontales con extensiones laterales de 650 metros y 14 pozos horizontales inyectoros con extensiones laterales de 650 a 800 metros.

Debido a la mala consolidación de la formación y el gran porcentaje de finos presentes en el yacimiento, aceite pesado, bajas gradientes de fractura, la baja temperatura de fondo y los requerimientos para el mantenimiento de presión, la Cuenca de Campos, es una de las áreas en donde la terminación del pozo es un reto enorme.

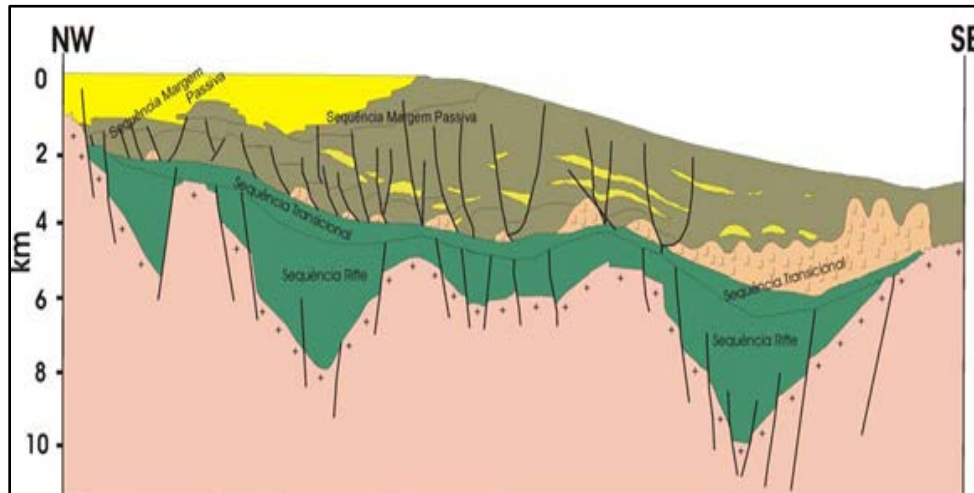
Para el año 2007, en la Cuenca de Campos se habían perforado más de 1,100 pozos con el descubrimiento de más de 50 campos, que estaban produciendo 1.5 millones de barriles por día, lo que representa el 74% de la producción mundial de crudo de Petrobras.

En 2010 Petrobras supero la producción de 2 millones de barriles por día, esto implicó mejorar la infraestructura de transporte, procedimientos operacionales y protección ambiental. Los principales campos que componen la Cuenca de Campos son: Albacora, Barracuda, Caratinga, Bijupira-Salema, Marlim, Marimba y Roncador (CNH, 2011).

#### **4.1.3. Marco Geológico de la Cuenca de Campos.**

El origen de la Cuenca de Campos es similar a las otras cuencas sedimentarias costa afuera en la margen continental de Brasil, que tienen su evolución estratigráfica y estructural controladas por los eventos de la tectónica de placas, asociado a un rift y posteriormente al movimiento de las placas Sudamericana y Africana, traducido en tres etapas principales: pre-rift, rift y post-rift (proto-oceánica y marinos). Tales eventos han ocasionado el relleno de la cuenca sedimentaria generando la estratigrafía característica de la Cuenca de Campos (Chevron, 2006).

Las etapas de rift proto-oceánica y marina se asocian respectivamente a la tectónica que causó extensión y que originó depresiones donde ocurrieron los procesos de sedimentación muy importantes (**Figura 4.2**).



**Figura 4.2** Sección geológica de la Cuenca de Campos mostrando una cuenca sin rift con su respectivo relleno sedimentario (Tomado de Chevron, 2006).

La tectónica que afectó la corteza en la fase de rift (Cretácico Inferior), se asocia al cambio que ocurrió en la estratigrafía, la cual también se modificó posteriormente por la reactivación tectónica (Cretácico Superior) la que fue responsable de establecer dos sistemas de fallas y la depresión que formó la cuenca, formándose áreas preferentes de captación de turbiditas (Albiano al Reciente); características que permitieron la maduración térmica de la materia orgánica, que posteriormente originaron la migración y acumulación de grandes volúmenes de hidrocarburos (Chevron, 2006).

Estos eventos contribuyeron a la formación de sistemas de valles de rift con estructuras orientadas preferencialmente en dirección NE-SW y otras con tendencia N-S, a lo largo del margen continental del este de Brasil. En el sistema de valles de rift se formaron los grabens y medios-grabens, que están limitados por fallas normales sintéticas y antitéticas con desplazamientos de hasta cientos de metros. En el margen continental se encuentran importantes estructuras, tales como pliegues y fallas (Chevron, 2006).

La Cuenca de Campos, en su parte central presenta un sistema de fallas con dirección E-W que la separa en dos regiones tectónicamente semejantes, este sistema de fallas se produjo cuando la fase de rift separó la corteza continental (Cretácico Inferior), debido a los movimientos entre las partes norte y sur de la cuenca; un hecho que originó un conjunto de fallas normales cuyos desplazamientos se produjeron por esfuerzos que causaron extensión en dirección E-W.

Las zonas de fallas normales originaron depresiones intra-rifts estructuralmente complejas, donde se acumularon turbiditas y se presentó la migración de los hidrocarburos en la Cuenca de Campos (Chevron, 2006).

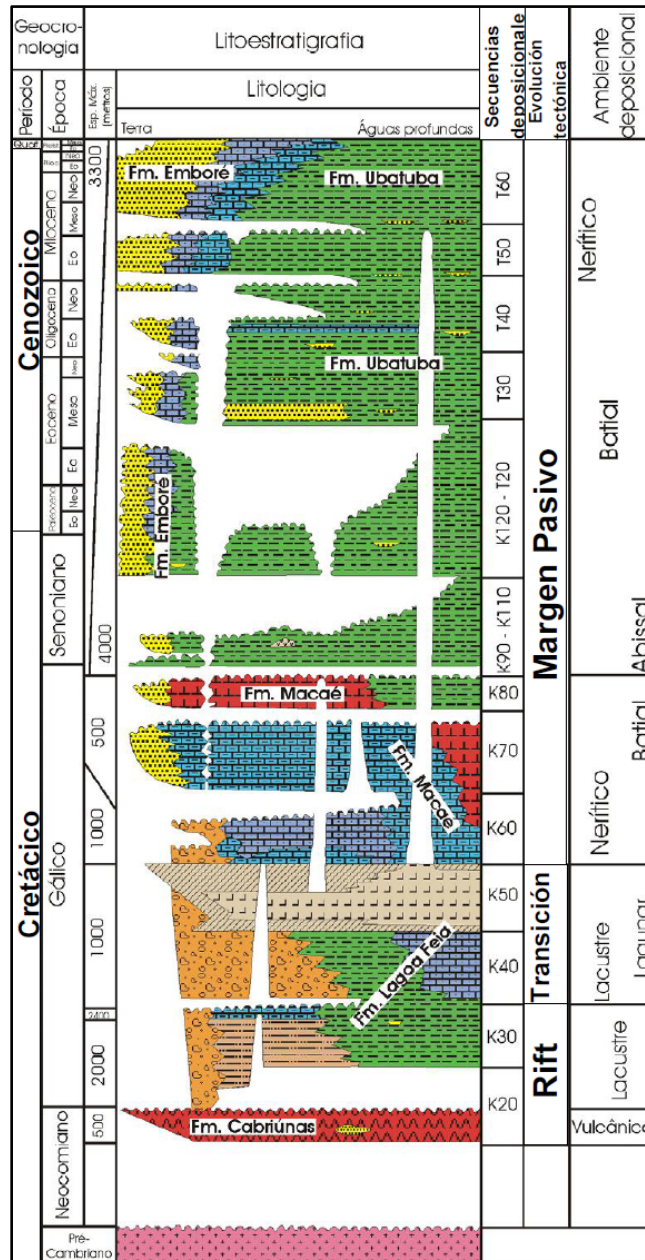
Otra consecuencia de la tectónica de la fase rift fue la conformación de bloques altos y bajos de la cuenca, que se relacionan con los procesos sedimentarios y geoquímicos que permitieron que se formaran yacimientos de hidrocarburos en la parte noreste. Las condiciones del marco estructural de esta fase rift fueron importantes para permitir que se acumularan gruesos espesores de evaporitas que se depositaron durante la tectónica extensiva, además de las capas sedimentarias de las unidades estratigráficas más jóvenes (Chevron, 2006). En la fase rift la evolución estructural de la cuenca se relaciona con la tectónica extensiva acumulándose gruesas capas de sal y con su posterior movimiento que fue responsable de iniciar el proceso halocinético, principalmente en el noroeste.

El marco estratigráfico de la Cuenca de Campos se compone de rocas de basamento cristalino, que fueron cubiertas por rocas ígneas y sedimentarias. Las secuencias de la fase rift de la cuenca incluyen los basaltos de la Formación Cabiúnas y la porción inferior de la Formación Laguna Fea (**Figura 4.3**), su sedimentación está constituida por conglomerados, coquinas y pelitas fluvio-lacustre. Las secuencias de los márgenes pasivos de la zona proto-oceánica y marina, cubren la Formación Macaé (Albiano) y el Grupo Campos (Turoniano-Coniaciano).

La secuencia sedimentaria de mayor interés petrolero fue definida como Formación por Schaller (1973), posteriormente fue redefinida por Rangel (1994) como Grupo Campos (Chevron, 2006). La edad de este Grupo se encuentra entre el Turoniano y el Maastrichtiano, estando compuesta por terrígenos y carbonatos. El Grupo Campos se subdivide en las formaciones de Ubatuba, Carapebus y Emborê.

La Formación Carapebus de edad Turoniana, esta constituida por areniscas que varían de grano fino a grueso, inclusive con algunas capas de conglomerados, intercaladas con estratos de pelíticas de la Formación Ubatuba. El proceso de depositación de esta secuencia corresponde con corrientes de turbidez en el ambiente sedimentario de talud continental.

La Formación Ubatuba es una secuencia pelítica depositada hasta el Holoceno, relacionada a un paleoambiente de baja energía. Se compone de lutitas, margas y calizas con un espesor de más de 1,000 metros de pelitas; presenta intercalación de areniscas turbidíticas. Los ambientes deposicionales marinos del Grupo Campos son abisal, batial y nerítico (**Figura 4.3**).



**Figura 4.3** Columna Estratigráfica de la Cuenca de Campos (Tomada y modificada de Chevron, 2006).

Rici y Becker (1991) estudiaron la sección Cenozoica de la Cuenca de Campos, empleando sismo-estratigrafía. Definieron cuatro grandes unidades o secuencias, denominadas Unidad I, II, III y IV, con edades comprendidas entre el Paleoceno y Mioceno Superior (Chevron, 2006).

La Unidad I, de edad Paleoceno-Eoceno, litológicamente se compone de depósitos costeros, que en la parte intermedia cambia a depósitos marinos someros que también progadan a una secuencia distal compuesto de sedimentos batiales arcillosos con areniscas de abanicos submarinos (turbiditas).

La Unidad II, de edad Eoceno Superior-Oligoceno, esta compuesta por sedimentos areno-arcillosos progradantes con un patrón en clinofomas. Los paleoambientes de esta unidad son deltaicos que progradan a plataforma y talud continental.

La Unidad III, de edad Mioceno Inferior, es una secuencia terrígena progradante siendo frecuente la presencia de cañones submarinos en diversos niveles; son turbiditas cuyas facies varían desde la parte proximal a distal, donde los sedimentos asociados a la plataforma, progradan a la plataforma continental, el talud y cuenca, en donde se acumularon turbiditas. En esta unidad se acumuló en la cuenca con contribución de sedimentos terrígenos continentales.

La Unidad IV, de edad Mioceno Superior, es agradacional que evoluciona a progradacional con patrones sigmoidales que se formaron más allá de la plataforma, el espesor más significativo es de 2,000 metros que se encuentra en la región del talud más allá del borde de la plataforma, los sedimentos finos se encuentran alejados de la zona de pendiente. Los sistemas de abanicos submarinos progradantes, están asociados a los sedimentos pelíticos, en la parte central de la cuenca se observan cañones submarinos.

En la Cuenca de Campos, los depósitos de turbiditas son de gran importancia, representando grandes reservas de petróleo y gas. Los primeros descubrimientos de campos gigantes de petróleo en secuencias de edad entre el Oligoceno-Mioceno en la cuenca datan de 1980. Inicialmente estos depósitos eran considerados como abanicos submarinos con turbiditas comunes y homogéneos. Sin embargo, datos e información recientes indican que estos depósitos turbidíticos son más complejos y heterogéneos.

Las turbiditas de la Cuenca de Campos fueron depositadas en fosas (valles) en la meseta de Sao Paulo. La plataforma continental se compone de valles que se comunican a la cabecera de cañones submarinos en el talud continental (Chevron, 2006).

En Brasil los depósitos de turbiditas más prolíficos se localizan en las aguas profundas de la Cuenca de Campos (400 - 2,500 m), en la sección del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior. Estas turbiditas forman parte de una sucesión regresiva del Eoceno Medio al Reciente que generalmente tiene un patrón progradacional por todo el margen continental de Brasil (Chevron, 2006).

Los estudios recientes sobre los depósitos de turbiditas en la Cuenca de Campos fueron efectuados por Morais (2004), quien describe la presencia de lóbulos en los sistemas turbidíticos (Chevron, 2006).



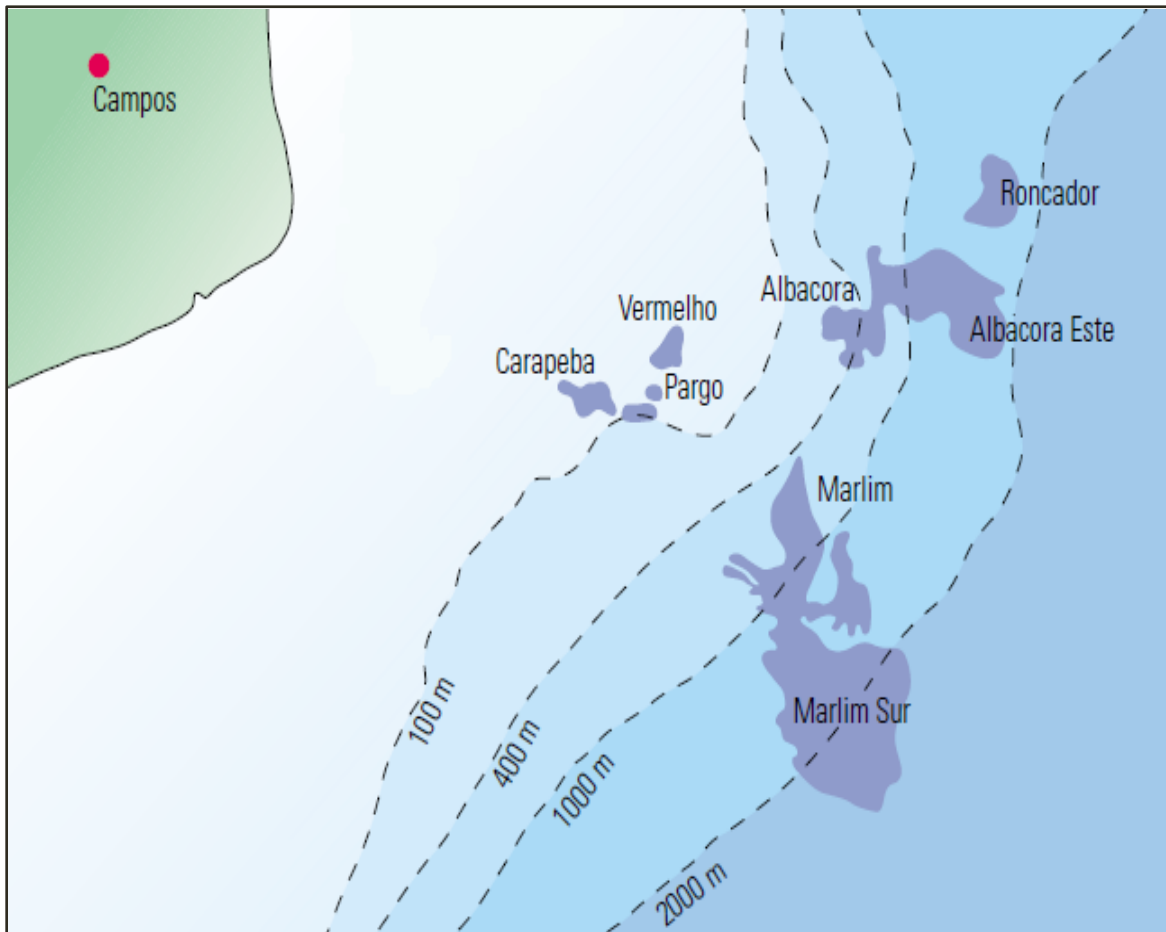
Los sistemas turbidíticos del Mioceno Superior, localizados en las porciones más externas de la cuenca, tienen un fuerte control estratigráfico, una geometría compleja y un conjunto de cambios de facies muy discretos.

En los yacimientos de la secuencia turbidítica de la Cuenca de Campos, el aceite existente tiene una densidad media de 25 °API. Los aceites extremadamente biodegradados tienen una calidad mínima de 10 °API. El contenido de azufre varía entre 0.22% y 1.73%, con un promedio de aproximadamente 0.5% (Chevron, 2006).

#### 4.1.4. Campo Roncador.

##### 4.1.4.1. Localización.

El Campo Roncador está ubicado en el área Norte de la Cuenca de Campos en Brasil, a 125 km de la costa de Río de Janeiro (**Figura 4.4**), cubriendo un área aproximada de 132 km<sup>2</sup>, se ubica en aguas profundas, bajo un tirante de agua que varía entre 1,500 y 2,000 metros de profundidad.



**Figura 4.4** Ubicación del Campo Roncador de la Cuenca de Campos en Brasil (Tomada de Cuvillier, 2000).

#### **4.1.4.2. Antecedentes.**

El Campo Roncador fue descubierto en octubre de 1996 con la perforación del pozo RJS-436, perforado en un tirante de agua de 1,853 metros. La producción del campo empezó el 23 de enero de 1999, cuando el barco flotante de producción de posicionamiento dinámico (DP FPSO) Seillean se enlazó con el pozo 1-RJS-436A por un sistema pionero de terminación submarina, el cual logró en aquella época, un récord mundial con un tirante de agua de 1,853 metros. En marzo de 2001, se transfirió ese sistema piloto al pozo 9-RO-20-RJS, ubicado en el Módulo 3 del Campo Roncador, donde permaneció hasta mayo de 2002, produciendo cerca de 15,000 barriles por día.

Brasil tiene el avanzado sistema de métodos y herramientas en aguas profundas, que se han venido utilizando principalmente en los campos de Marlim y Roncador, ambos campos situados en la Cuenca de Campos, cuyas areniscas turbidíticas productoras carecen de empuje hidráulico y de ahí que requieran continúa inyección de agua para mantener la presión de las formaciones.

La formación productora del Campo Roncador es de areniscas no consolidadas y presenta valores de permeabilidad alto, con aceite de 31 °API. Este campo requiere del control de arena y el mantenimiento de la presión con inyección de agua. El método de control de arena que utilizan es el Frac-Pack, definido como una combinación de fracturamiento de la formación seguido por un empaque anular, este sistema ha dado buenos resultados en Brasil.

#### **4.1.4.3. Características generales del Campo Roncador.**

Representa a nivel mundial uno de los descubrimientos de hidrocarburos más importantes de la década de 1990, con reservas estimadas de 4 billones de barriles de petróleo crudo equivalente en areniscas acumuladas en una secuencia turbidítica. Contiene grandes volúmenes de hidrocarburos (9.2 billones de barriles inmediatos y una reserva de 2.6 billones de barriles estimados) en cuerpos arenosos en turbiditas del Cretácico Superior (Maastrichtiano).

El pozo exploratorio encontró el yacimiento en un horizonte de 153 metros de espesor del Maastrichtiano, dividido en cinco zonas principales separadas por intercalaciones de lutitas; la zona más alta del yacimiento muestra una anomalía en la amplitud sísmica que puede ser detectada en las secciones sísmicas. Las otras cuatro zonas no muestran contraste de impedancia acústica con las lutitas intercaladas, por lo tanto no presentan anomalías en la amplitud. Su geometría externa se define en el noreste por bloques hundidos y en el sureste se tienen acuñaamientos. Los yacimientos del campo se presentan separados por un conjunto de fallas.

Debido a la extensión del área del Campo Roncador y al gran volumen existente de hidrocarburos, Petrobras planeó el desarrollo de la producción del campo en 4 módulos (**Figura 4.5**). El aceite de cada módulo posee distintas densidades; la densidad del aceite del Módulo 1A varía entre los 28 y 31 °API, la densidad del aceite del Módulo 2 es de 18 °API, la densidad del aceite del Módulo 3 es de 22 °API y la densidad del aceite del Módulo 4 es de 18 °API.

El crudo producido se almacena en el barco flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO-Brasil); el crudo se envía periódicamente hasta un buque petrolero. El gas se transporta por un gasoducto hasta el continente, por medio de las Plataformas de Namorado 1 o Garoupa. Se prevé que para el año 2014 el Campo Roncador alcanzará su máxima producción, donde se deberán superar los 480,000 barriles diarios de producción.



**Figura 4.5** División en 4 Módulos del Campo Roncador en aguas profundas y sus plataformas semisumergibles FPSO-Brasil (Tomada de CNH, 2011).

El Campo Roncador en la Cuenca de Campos, tiene reservas de más de 3,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una calidad del aceite que varía de entre los 31 y 18 °API.

## 4.2. Perú - Cuenca Talara.

La Cuenca Talara se localiza en el noroeste de Perú (**Figura 4.6**), paralela a los Andes, cubriendo una extensa depresión alargada de rumbo NE-SW paralela al frente Andino, comprende parte del continente y de la Plataforma Andina; su límite noroccidental está dado en parte por el Banco Perú, siendo esta la barrera marginal de la cuenca. El borde oriental de la parte norte de la Cuenca Talara (Región Máncora) está delimitado por la montaña de los Amotapes; al sur limita con la Falla “La Casita” y Alto de “Silla de Paita” que separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Trujillo y Sechura. El Alto de Zorritos se encuentra al norte de la cuenca, este límite está asociado con la zona de Falla “Tronco Mocho” (Chipana, 2006).



**Figura 4.6** Ubicación geográfica de la Cuenca Talara en Perú (Tomada de Rojas Linares, 2010).

La Cuenca Talara es la principal cuenca petrolera costa afuera en la región noroeste de Perú, donde se han desarrollado varios campos petroleros, siendo el principal de ellos el de Brea y Pariñas, seguido en importancia por los campos de Lobitos y el Alto, habiéndose generado más del 90% del petróleo del noroeste peruano.

En la región, la Cuenca Talara es la mejor conocida geológicamente, dado que se tiene un desarrollo avanzado de sus yacimientos petroleros que han acumulado una producción de 1,600 millones de barriles de crudo y gas asociado. La producción de hidrocarburos en la Cuenca Talara se ubica en los depocentros axiales submarinos, en el talud continental superior.

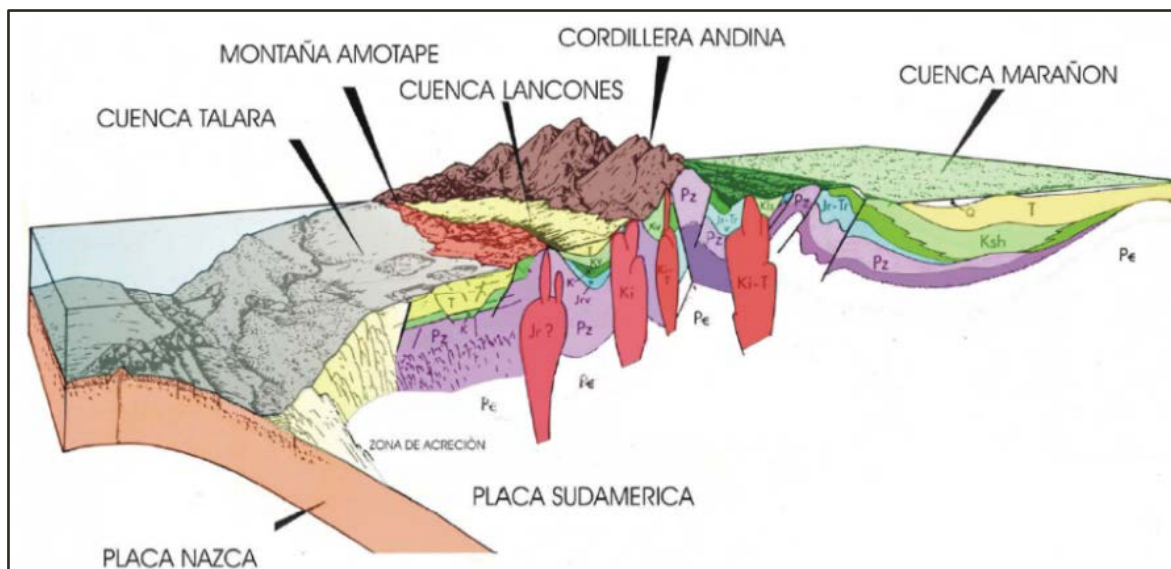
#### **4.2.1. Antecedentes de la Cuenca Talara.**

Los primeros trabajos fueron realizados con base en la geología de campo y determinaciones de macrofauna (Bosworth 1922, Iddings Olsson 1928 y Petersen 1936). Para las localidades de Brea y Pariñas, Travis (1936), presentó en su trabajo: “The Brea Pariñas Oil Field Northwestern Perú”, columnas estratigráficas elaboradas en los años 1928 por Idding y Olsson y en 1940 por Wiedey y Frizzell. En 1954 Quiroga y Petersen elaboraron el “Mapa Geológico Generalizado del noroeste del Perú”, donde incluyen una columna estratigráfica generalizada. Posteriormente con el desarrollo de los campos petrolíferos, los métodos que fueron empleados para la geología del subsuelo y las determinaciones micropaleontológicas que se efectuaron, permitieron aumentar ampliamente los conocimientos, siendo resumidos por Stainforth (1954, 1955). Desde entonces la estratigrafía establecida ha variado poco, sin embargo se pueden citar trabajos como el de Grover (1973) con el nombre de “Modelos Deposicionales en el Eoceno del noroeste Peruano” que incluye una columna estratigráfica del Eoceno y sus ambientes deposicionales. Euribe (1973) elaboró una columna estratigráfica por áreas para el noroeste del Perú, incluyendo además fósiles marcadores y zonas Palinológicas. Zúñiga y Cruzado (1979) elaboraron un estudio Bioestratigráfico del noroeste, Serrane (1987) publicó un “Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara”, Gonzales y Carrión (1988) complementaron la columna estratigráfica de Euribe incluyendo los espesores promedio para las formaciones que se encuentran sobre el basamento, considerando la información de los pozos perforados costa fuera (Quispe, 2010).

#### **4.2.2. Marco Geológico de la Cuenca Talara.**

La geología de la Cuenca Talara es compleja, considerando la sucesión de eventos tectónicos en donde el fallamiento normal es el que condicionó la geometría de la cuenca, además de las variaciones estratigráficas; las fallas longitudinales son paralelas a los pilares tectónicos de Zorritos y los Amotapes. Existen algunas fallas laterales (de rumbo), fallas de crecimiento (lítricas) que originaron estructuras “rollover”. Las estructuras mayores son “horts” y “graben”, dentro de estas estructuras es común el fallamiento con fracturas en “echelón”.

La Cuenca Talara corresponde al tipo de Cuenca “Fore Arc”, que se desarrolla entre el borde oriental del Talud Continental, representado por el Alto estructural del Banco Perú y por el Flanco del Arco Magmático Andino (**Figura 4.7**).



**Figura 4.7** Ubicación de la Cuenca Talara en la margen continental (Tomada de Chipana, 2006).

Los sedimentos carbonatados que constituyen la Cuenca Talara comenzaron a depositarse en el Albiano (Formación Muerto), pasando a sedimentos provenientes de un margen activo desde el Cretácico Superior hasta el Oligoceno; son secuencias que descansan sobre el basamento, constituido por un complejo metamórfico de rocas prepaleozoicas y paleozoicas. Las rocas del Cenozoico consisten de sedimentos clásticos cuyas edades varían entre el Paleoceno y el Eoceno (Chipana, 2006).

El Eoceno Medio y Superior, están representados por sedimentos turbidíticos, neríticos y fluvio-litorales que se agrupan en el Grupo Talara y en la Formación Verdún, cubriendo un espesor aproximado de 1,420 metros.

La estratigrafía de la Cuenca Talara comprende varios ciclos deposicionales, con periodos de transgresión y regresión en el Cretácico y principalmente en el Cenozoico. Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por periodos de no depositación o erosión intensa y son identificados por discordancias en la columna estratigráfica (**Figura 4.8**).

La Cuenca Talara fue rellenada por secuencias turbidíticas inestables denominado actualmente el Grupo Copa Sombrero. Este Grupo se compone de

una secuencia turbidítica del Cretácico, dentro de una faja plegada con una tendencia NE–SW, alcanzando aproximadamente 3,900 metros de espesor.

La Formación Encuentros de 1,400 metros de espesor, comprende 5 secuencias, mayormente turbidíticas, una de ellas corresponde a un gran canal turbidítico del miembro Jabonillos, dentro del ciclo depositacional del Turoniano. La discordancia se marca en la base de la Formación Tablones, como una base conglomerática transgresiva del Campaniano.

La Formación San Cristobal aflora principalmente al sur de la Cuenca Talara, está constituida de areniscas y limonitas con pequeños niveles conglomeráticos, aumentando su granulometría hacia el norte; su ambiente de depositación es básicamente un delta progradante, variando de frente deltaico a episodios fluviales con un espesor aproximado de 600 metros.

ERA	SISTEMA	SERIE	UNIDAD	ESPESOR	LITOLOGIA	AMBIENTE DEPOSITACIONAL	
			LITOESTRATI.				
CENOZOICO	NEOGENO	PLEIST.					
		MIOCENO	HEATH	3000		MARINO	
	OLIGOCENO		MANCORA	1000		MARINO SOMERO	
			PLATERITOS	140		FLUVIAL	
			MIRADOR	1050		DELTAICO	
	PALEOGENO	EOCENO		CHIRA-VERDUN	1450		DISTALES TURBIDITAS PROXIMALES
				TALARA	2000		TURBIDITICO DELTAICO
				ECHINO	100		MARINO SOMERO
				OSTREA	4500		FLUVIAL DELTAICO
				MOGOLLON	1600		FLUVIAL
				SAN CRISTOBAL	600		FLUVIAL DELTAICO
				TRIGAL	200		FLUVIAL DELTAICO
	PALEOZOICO			AMOTAPE			FLUVIAL

**Figura 4.8** Columna estratigráfica de la Cuenca Talara (Modificada de Rojas Linares, 2010).

La Formación Muerto está caracterizada por su litología de ambiente de plataforma profunda a moderada y es considerada como la principal roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca Talara, tiene un espesor aproximado de 1,000 metros y esta dividida en 2 unidades que representan la secuencia transicional de ambiente anóxico de facies carbonosas dentro de la fase inicial de la sedimentación turbidítica que caracterizó el Cretácico Superior en esta área.

El Grupo Talara está representado por las formaciones: Lutitas Talara, Arenisca Talara y Pozo. Los sedimentos que componen al Grupo Talara, pertenecen a un ciclo transgresivo y son de facies marinas, con cambios rápidos debido al paleo-relieve y a movimientos verticales. Gonzales (1976), denominó a este ciclo sedimentario como ciclo Talara y describió turbiditas originadas por corrientes de turbidez. Entre las estructuras sedimentarias notables, se tienen depósitos de canal presentes en lutitas marrones y areniscas verdes (Chipana, 2006).

La Formación Lutitas Talara, de edad Eoceno Medio, corresponde a depósitos marinos, aflora en forma discontinua al Norte y Oeste, mostrando secuencias de areniscas y lutitas en una matriz arcillosa de color marrón. Esta formación contiene abundantes microfósiles de foraminíferos típicos, marcadores del Eoceno Medio (Chipana, 2006).

La Formación Arenisca Talara representa depósitos de turbiditas, está constituida por una secuencia de areniscas de color blanco grisácea con intercalaciones delgadas de limolitas marrones.

La Formación Pozo aflora al este y sur en forma discontinua, constituida por lutitas de color gris verdoso con capas delgadas de areniscas finas que corresponde con depósitos marinos (Chipana, 2006).

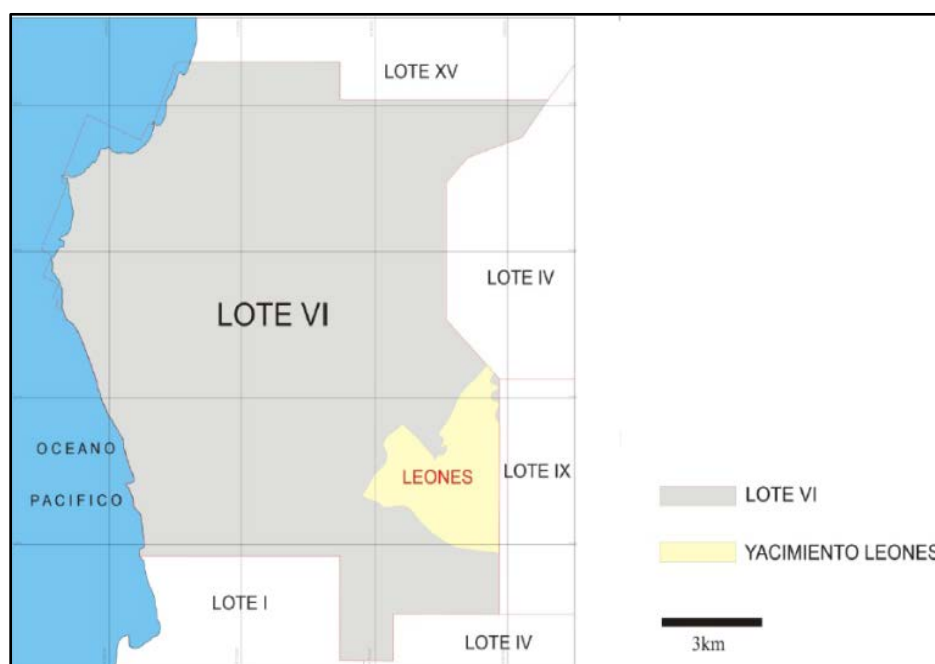
La Formación Chira-Verdun, de edad Eoceno Superior, es un complejo de canales turbidíticos a mega turbidíticos con un espesor aproximado de 1,450 metros en el depocentro de la cuenca. La Formación Chira (arcillosa) se compone de facies turbidíticas mas finas y dístales de lutitas marrones y verdosas. La Formación Verdun (clástica) corresponde con la parte basal y media del sistema mega turbidítico. Este sistema tendría en sus facies el relleno de grandes canales turbidíticos que erosionan el talud pre-existente y también el apilamiento de secuencias conglomeráticas muy gruesas con facies debríticas conocidas como la Formación Verdun.



### 4.2.3. Yacimiento Leones.

#### 4.2.3.1. Localización.

El Yacimiento Leones se encuentra ubicado en el extremo sureste del Lote VI, en el distrito de Pariñas, en la Cuenca Talara, Departamento de Piura en la costa noroeste del Perú. La zona abarca una extensión aproximada de 12.8 km<sup>2</sup> con una elevación promedio de 120 msnm. Se ubica en la parte central sur de la Cuenca Talara y sus límites geográficos son: hacia el norte con el yacimiento Jabonillal y el Yacimiento Carrizal, hacia el sur con el Yacimiento Bodega y Miscelánea Talara, hacia el este con el Lote IX de Unipetro y hacia el oeste con el Yacimiento Río Bravo (**Figura 4.9**). Actualmente el yacimiento es operado por la compañía Sapet Development Perú Inc., con coordenadas UTM al Norte: 9'496,651 m 9'501,940 m y al Este: 475,470 m 479,750 m.



**Figura 4.9.** Ubicación del Yacimiento Leones de la Cuenca Talara - Lote VI (Tomada de Quispe, 2010).

#### 4.2.3.2. Antecedentes.

El Yacimiento Leones a lo largo de su historia ha sido administrado por tres diferentes compañías, la primera fue la empresa IPC (International Petroleum Company) que inició sus actividades de exploración en el yacimiento por los años 20 del siglo pasado, en los años 50 inició su producción; en el año 1968, el yacimiento pasó al poder del Estado Peruano administrado por PETROPERU; posteriormente en los años 90 en una nueva etapa de privatización el yacimiento

pasó a ser administrada por Sapet Development, convirtiéndose en la actual operadora.

Las operaciones en el yacimiento se iniciaron en noviembre de 1924 con el pozo 1639 y 1639-A, los cuales no obtuvieron resultados favorables y fueron abandonados, posteriormente en el año 1955 con el pozo exploratorio 4625 se obtuvieron resultados alentadores que dieron inicio a una intensa campaña de perforación, desarrollando de esta manera el Yacimiento Leones; estos pozos pertenecen a la época de la IPC, cuando pasó al Estado Peruano; el pozo exploratorio que inició una nueva campaña de perforación fue el pozo 6015, ubicado en la parte sur del Yacimiento Leones.

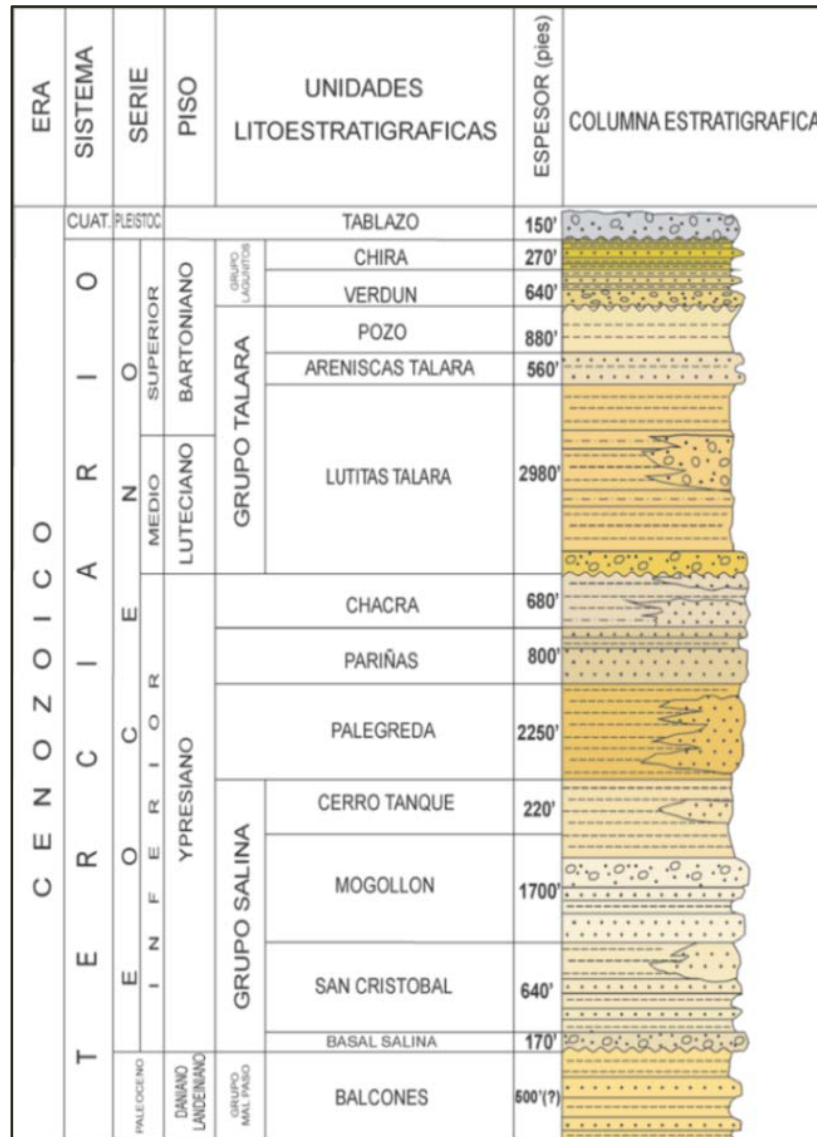
En el año 1996, la actual compañía operadora del Yacimiento Leones, Sapet Development, inició una nueva campaña de perforación con 5 pozos hacia el oeste del yacimiento y desde esa fecha solo se han realizado intervenciones en los pozos existentes para acelerar la producción.

#### **4.2.3.3. Características geológicas del Yacimiento Leones.**

La secuencia estratigráfica del Yacimiento Leones es diferente a la columna general de la Cuenca Talara por diversas causas, tales como erosión, no depositación o por efecto de las fallas. A continuación se muestra la columna estratigráfica general del área (**Figura 4.10**).

La secuencia estratigráfica está conformada por formaciones que van desde el Paleoceno hasta el Reciente, con espesores promedio de 1,670 a 1,830 metros. Las formaciones que se encontraron en el área son: Chira, Verdún, Pozo, Areniscas Talara, Lutitas Talara, Chacra, Pariñas, Palegredda, Cerro Tanque, Mogollón, San Cristóbal, Basal Salina y Balcones. Las formaciones consideradas como almacenadoras para éste yacimiento son las formaciones Pariñas, Mogollón, Basal Salina, Verdún, los miembros Terebrátula y Hélico de la Formación Talara y la Formación Mesa.

La Formación Mogollón consiste de areniscas masivas, de grano medio a grueso hasta conglomerático, compacta a ligeramente compacta, calcárea con granos subredondeados a redondeados; en las secuencias de areniscas se encuentran intercalaciones de lutitas. Las areniscas están compuestas principalmente de cuarzo lechoso a semihialino, minerales oscuros y micas, en la parte intermedia de ésta Formación se encuentran lutitas de buen espesor que permite la división de la Formación en tres miembros: Mogollón Superior (Arenoso), Mogollón Medio (Lutitas), y Mogollón Inferior (Arenoso). La Formación Mogollón es del tipo relleno longitudinal axial de la parte Norte de la cuenca Talara de NE a SW, desde Máncora hasta Portachuelo.

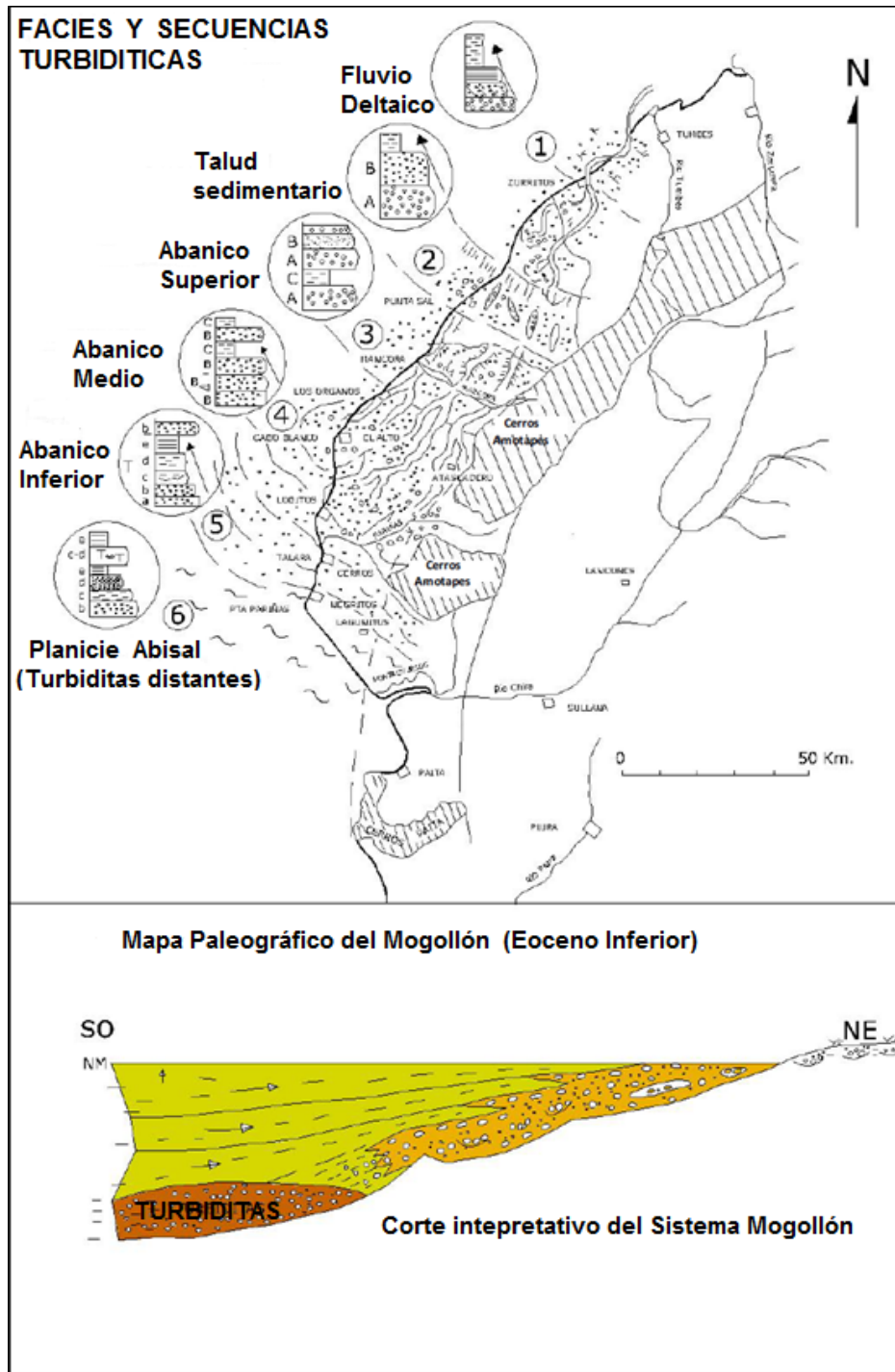


**Figura 4.10** Columna estratigráfica del Yacimiento Leones en la Cuenca Talara (Tomada de Quispe, 2010).

Núñez Del Prado (1988) clasifica las unidades estratigráficas de la Cuenca Talara en dos mega secuencias que fueron separadas por una discontinuidad y que corresponden a la influencia de movimientos compresivos del Eoceno Medio (Quispe, 2010). El sistema de depósito de la Formación Mogollón corresponde a un sistema fluvio deltaico que prograda del NE hacia el SE, alimentando un sistema de abanicos submarinos con lóbulos turbidíticos (**Figura 4.11**).

La fuente de aporte de sedimentos son las rocas de edad cretácicas situadas al norte, desde donde se tienen abanicos conglomeráticos que se desarrollaron hacia el sur a través de canales bastante anchos (1-2 km); el corte interpretativo representa la relaciones estratigráficas entre las facies transgresivas del Mogollón Superior que son discordantes por medio de un onlap transgresivo

sobre las facies progradantes del Mogollón Inferior, ésta discordancia fue producida por un incremento del nivel del mar. Núñez del Prado (1988) considera que la estructura no tuvo mayor influencia en la sedimentación, ya que la cuenca fue afectada por un fallamiento normal no muy acentuado de la misma edad de ésta formación (Eoceno Medio), (Quispe, 2010).



**Figura 4.11** Mapa Paleogeográfico de la Formación Mogollón (Tomada de Quispe, 2010).

**Mogollón interior del abanico submarino.**- este medio corresponde a la primera subdivisión del abanico submarino, a lo largo de los cuales los conglomerados del Mogollón serán gradualmente remplazados por las arenas de la Formación Manta y finalmente por la Formación Salina no diferenciada. La acumulación de sedimentos del Mogollón Interior del abanico submarino, está caracterizado por una asociación de los procesos del flujo de escombros arenosos y de flujo de detritos, siendo el último el que dio origen a depósitos de canales turbidíticos.

**La Formación Manta “Entrelazado” del Abanico Medio Submarino.**- en este medio la depositación ocurrió en canales que cambiaron de curso rápidamente y que divergieron hasta interferir el uno con el otro; el proceso principal es el flujo de una mezcla de sedimento y agua que dejó una serie de estructuras sedimentarias.

**Abanico submarino inferior de la Formación Salina no diferenciado.**- representa la subdivisión más baja dentro del abanico submarino de depositación y está caracterizado por procesos de depositación de turbiditas de alta concentración.

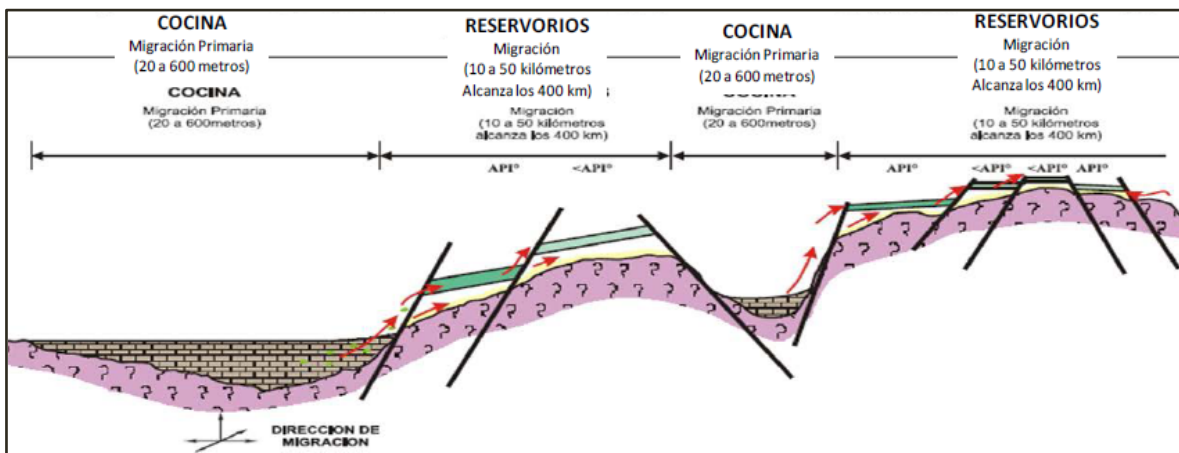
**Transición del abanico submarino a depósitos de fondo de la cuenca en tiempos de la Formación Salina no diferenciado.**- en esta última zona, en el abanico submarino inferior se depositaron areniscas y lutitas en el fondo de la cuenca. Se compone de turbiditas distales compuestas de delgadas capas de arena muy fina que grada hacia arriba a limolitas arenosas separadas por esporádicos intervalos de lutitas, depositados por corrientes turbidíticas. Las capas delgadas de arenisca muy fina y de limolitas representan las partes distales de las turbiditas.

#### **4.2.3.4. Sistema Petrolero.**

El origen de los hidrocarburos de la Cuenca Talara, en particular de las rocas almacenadoras del Cenozoico de donde proviene el mayor volumen de producción de hidrocarburos, está relacionado con las presencia de formaciones lutíticas que son las generadoras, ya que por su alto contenido de materia orgánica son buenas rocas generadoras y mediante una favorable acción termoquímica, dieron las condiciones adecuadas para la generación de hidrocarburos, que posteriormente migraron lateralmente bajo la acción hidrodinámica hacia altos estructurales que en ese tiempo estaban conformados por pliegues de bajo relieve. Este tipo de estructuras fueron las que captaron en principio la migración de los hidrocarburos que fue interrumpida por el fuerte fallamiento en bloques que modificó casi por completo las estructuras originales,

dando como resultado que los hidrocarburos fueran entrampados y preservados en numerosos bloques fallados.

Las áreas propicias para la generación de hidrocarburos son las denominadas “cocinas” que se encuentran en los bajos estructurales relevantes en la Cuenca Talara (**Figura 4.12**), estas se encuentran localizadas en las áreas de Siches, Malacas y Lagunitos, donde se estima que se han acumulado la mayor cantidad de sedimentos con alto contenido orgánico de edad Cretácica y Cenozoica. Se considera entonces a la zona de Lagunitos como la cocina de mayor aporte, luego Siches y posteriormente Malacas; esto significaría la posibilidad de distintos microtiempos geológicos de generación-migración dentro del Eoceno Superior.



**Figura 4.12** Perfil esquemático de la generación y migración de hidrocarburos en la Cuenca Talara (Tomada de Quispe, 2010).

#### ◆ Roca Generadora.

En el Yacimiento Leones, las secuencias de lutitas del Cenozoico y las secuencias de lutitas carbonatadas del Cretácico, han permitido la generación de hidrocarburos. Los análisis geoquímicos realizados en estas secuencias sedimentarias, confirman el buen potencial generador. Los hidrocarburos acumulados en los diferentes depósitos de la cuenca tienen su origen en las rocas Cretácicas de las Formaciones (Redondo, Muerto, Monte Grande, Petacas), rocas del Paleoceno (Formación Balcones) y rocas del Eoceno (Formación San Cristóbal–Miembro Negritos).

#### ◆ Roca Almacén.

Las rocas almacén en el Lote VI son las formaciones Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Verdún, Mesa, miembro Túnel de la Formación San Cristóbal, miembros Hélico y Terebrátula del Grupo Talara y ciertos intervalos de areniscas

de la Formación Palegreda. La principal roca almacenadora para el área del Yacimiento Leones es la Formación Mogollón, debido a la gran distribución de ésta Formación en el área, así como también a sus propiedades petrofísicas.

#### ◆ **Roca Sello.**

Las intercalaciones de lutitas y areniscas originadas por los procesos turbidíticos, fluviales y marinos son las principales rocas sello; las lutitas marinas segregaron y sellaron las capas de areniscas en aguas profundas y someras. Las interestratificaciones de lutitas marinas son las principales rocas sello, considerando que algunas unidades están compuestas de areniscas múltiples separadas por lutitas. Los sellos laterales son fallas normales principalmente y la depositación lateral o erosional truncan la mayoría de las areniscas marinas dentro de las lutitas (Quispe, 2010).

En el Yacimiento Leones, las formaciones que suprayacen (Formación Cerro Tanque) e infrayacen (Formación San Cristóbal) a la Formación Mogollón, presentan escasa permeabilidad y corresponden en general a secuencias de lutitas arcillosas, comportándose como roca sello, así mismo existen delgadas intercalaciones de lutitas dentro de la Formación Mogollón que también funcionan como rocas sello.

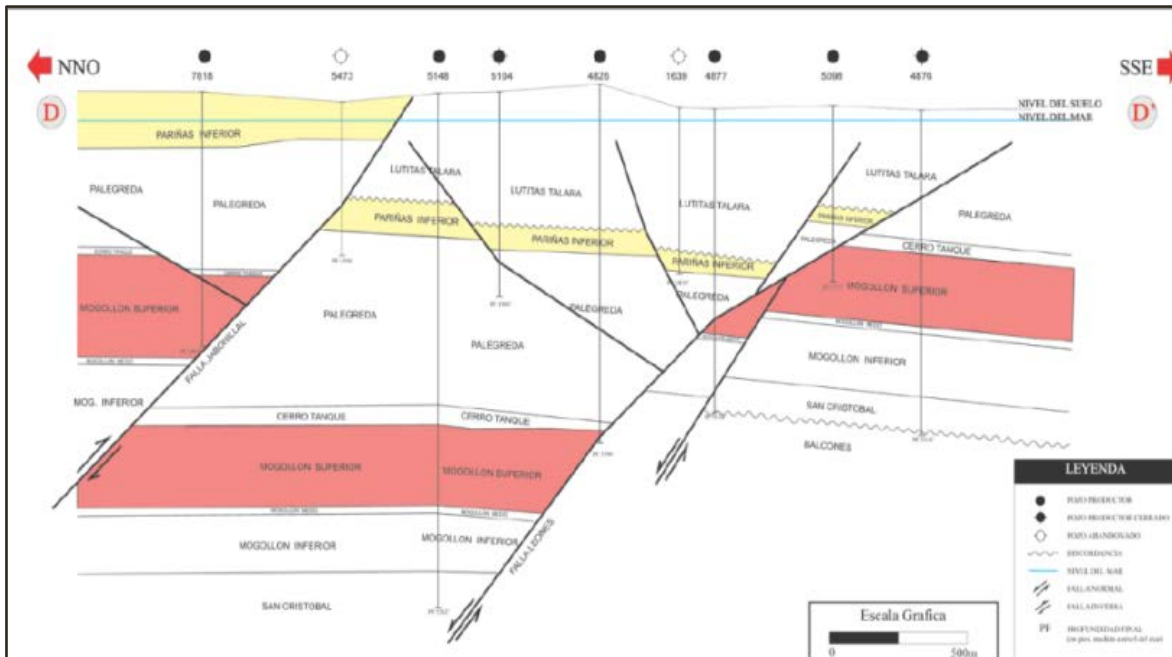
#### ◆ **Migración.**

Las rutas de migración preferenciales han sido las fallas normales, lístricas, transcurrentes y rotacionales, regionales Pre-Cretácicas reactivadas en el Cenozoico, como ocurrió en la zona de Lagunitos, Siches, Norte Paita, y Muerto-Pananga, que han conectado las cocinas con las rocas almacenadoras.

#### **4.2.3.5. Características de los yacimientos.**

Estructuralmente el Yacimiento Leones está afectado por eventos tectónicos que originaron fallas normales y eventos tectónicos compresionales que originaron fallas inversas (**Figura 4.13**), las fallas inversas son responsables de que en el Yacimiento Jabonillal se presenten repeticiones en las formaciones al norte del Yacimiento Leones (Quispe, 2010).

La calidad de los hidrocarburos del Yacimiento Leones es en promedio de 38° API. La Formación Mogollón es una de las formaciones más productivas, de la que se han extraído grandes cantidades de hidrocarburos en la Cuenca Talara. Algunas de las características petrofísicas del yacimiento son una porosidad de 10%, una saturación de agua de 40% y una permeabilidad de 1 milidarcy (Quispe, 2010).



**Figura 4.13** Sección estructural mostrando las principales fallas que afectan al Yacimiento Leones (Tomada de Quispe, 2010).

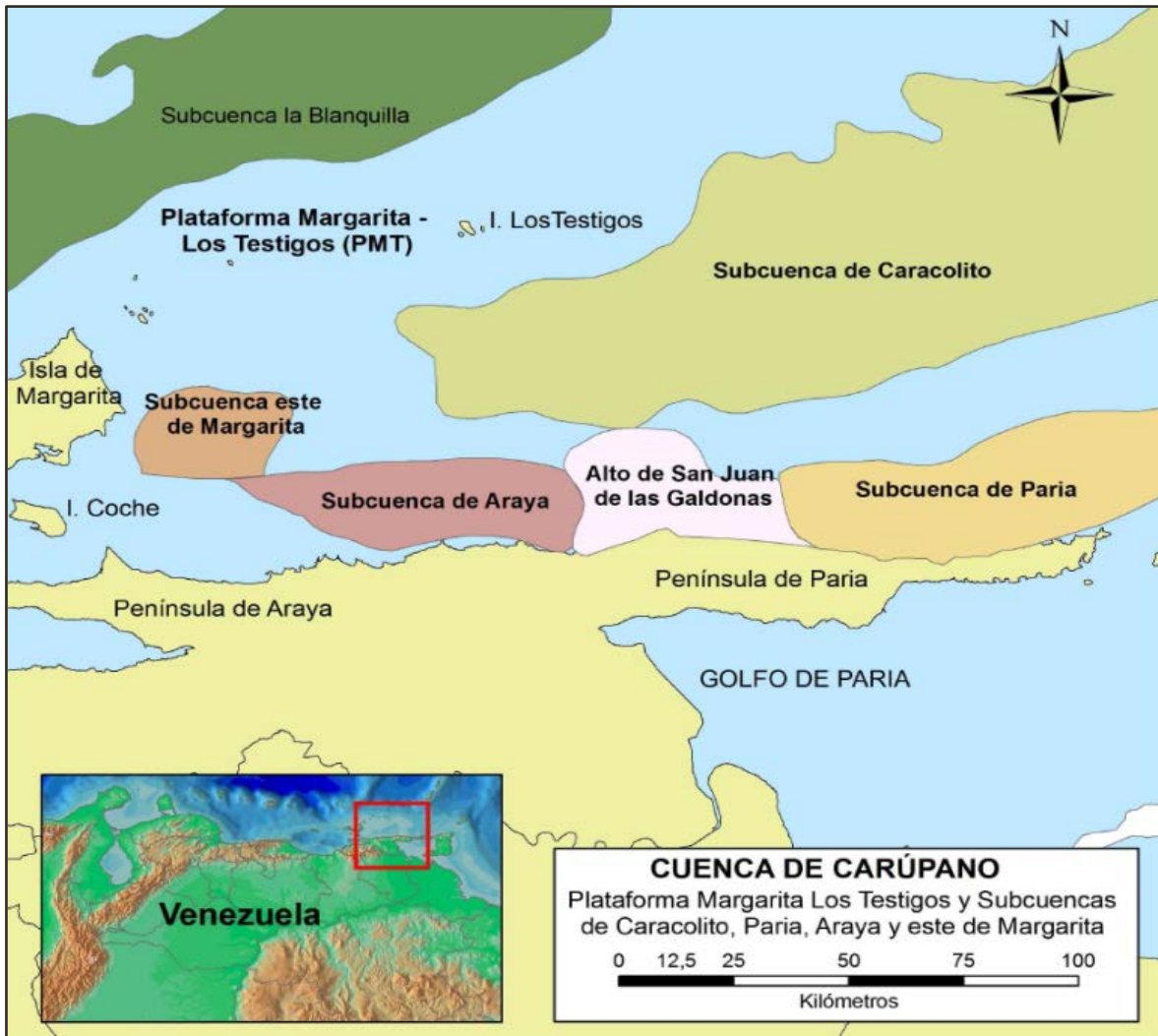
El cálculo de reservas reportado y calculado por el método volumétrico, considera un volumen de petróleo original *in situ* de 97.4 millones de barriles, como reserva desarrollada un volumen de 6 millones de barriles, y un volumen por desarrollar de 4.2 millones de barriles (Quispe, 2010).

Actualmente la producción de petróleo por pozo es en promedio de 150 barriles por día y la producción acumulada asciende a 8.5 millones de barriles; el yacimiento cuenta con 90 pozos, de los cuales 9 de ellos son pozos abandonados durante la perforación, 35 son pozos abandonados temporalmente y 46 pozos se encuentran en producción (Quispe, 2010).

### 4.3. Venezuela - Cuenca de Carúpano.

La Cuenca de Carúpano, es una cuenta petrolera costa afuera que se localiza al noreste de Venezuela, al norte de la península de Paria; su extensión es de aproximadamente 30,000 km<sup>2</sup> con una orientación NE-SW (**Figura 4.14**). Está delimitada por la Plataforma Margarita-Los Testigos al Norte, la península de Araya-Paria y Cordillera Norte de Trinidad al sur, la isla de Tobago al este y alto de Margarita-Coche-Araya al oeste (Arriaga, 2009).





**Figura 4.14** Ubicación geográfica de la Cuenca de Carúpano en Venezuela (Tomada de Reinoza, 2009).

#### 4.3.1. Historia de la Cuenca de Carúpano.

Entre 1975 y 1982 se realizó la campaña exploratoria petrolera más importante en la Plataforma Continental Venezolana. En la parte nor-oriental, región de Cariaco, se adquirieron aproximadamente unos 20,000 km de líneas sísmicas, complementadas con levantamientos magnetométricos y gravimétricos; con este esfuerzo se cubrió la Ensenada de Barcelona, Tuy Cariaco, Cubagua y parte de La Blanquilla (Reinoza, 2009).

En la Plataforma de Venezuela Oriental fueron descubiertos los campos: Patao y otros gigantescos campos de gas costa afuera, al Norte de la Península de Paria entre 1979 y 1982. En 1980 se descubrió el Campo Morro de petróleo pesado y en 1981 se descubrió el Campo Río Caribe de gas y condensado.

En el año 2007, la producción Nacional de Venezuela fue de 1,144 millones de barriles, resultando una producción acumulada de aproximadamente 61,544 millones de barriles de petróleo en Venezuela para el periodo 1914-2007. Esta producción se concentró en la Cuenca de Maracaibo-Falcón, la Cuenca de Barinas y Apure, la Cuenca Este y finalmente la Cuenca de Carúpano, que fue incorporada en 2006 (**Tabla 4.1**).

Los niveles de reservas probadas de petróleo crudo de Venezuela para finales de 2007 se reportaron en 99.377 millones de barriles, las reservas probadas de gas natural son de 29.469 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La Cuenca de Carúpano presenta niveles de reserva de petróleo crudo de 75 millones de barriles y gas natural de 2.543 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

	Probados(1)	Probados desarrollados	Producción 2007 (MBPD)	Relación reservas probadas / producción (años)
<b>Petróleo (2)</b>	<b>MMBls hasta el 31/12/2007</b>			
Maracaibo-Falcón	20574	5776	1130	50
Barinas Apure	1835	306	82	61
Oriente	76893	9455	1923	110
Carúpano	75	-----	-----	-----
<b>Petróleo total</b>	<b>99377</b>	<b>15537</b>	<b>3135</b>	<b>87</b>
Extra Pesado	58173	4355	706	226
<b>Gas Natural en Bpe (3)</b>				
Maracaibo-Falcón	5973	4181	184	89
Barinas Apure	77	46	10	53
Oriente (4)	20876	13903	505	113
Carúpano	2543	-----	-----	-----
<b>Total de gas natural en Bpe</b>	<b>29469</b>	<b>18130</b>	<b>669</b>	<b>117</b>
<b>Total de hidrocarburos en Bpe</b>	<b>128846</b>	<b>33667</b>	<b>3834</b>	<b>93</b>

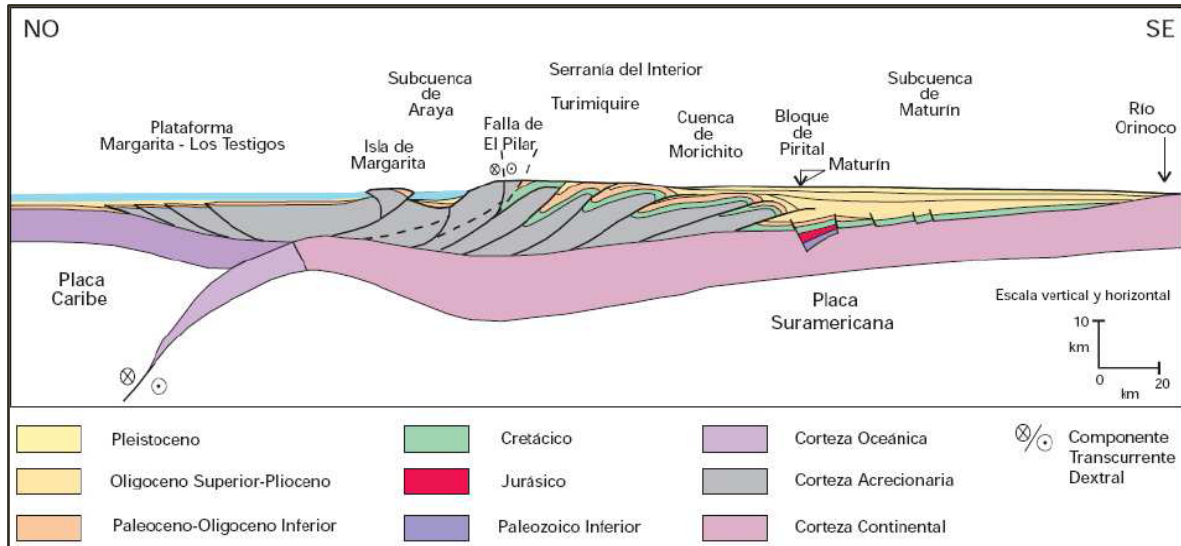
**Tabla 4.1** Reservas y producción de Venezuela (Tomado de Reinoza, 2009).

#### 4.3.2. Marco Geológico de la Cuenca de Carúpano.

Los elementos estructurales mayores han sido cartografiados a nivel de la base del basamento ígneo-metamórfico Mesozoico. Los más importantes del área están representados por la deformación de las secuencias de la Plataforma Margarita - Los Testigos, península de Araya - Paria, cordillera Norte de Trinidad, altos de Margarita- Coche- Araya, Patao y San Juan de las Galdonas, las subcuencas Caracolito, Paria, Araya y Este de Margarita; que están deslizadas por fallas prominentes de dirección Este - Oeste (Reinoza, 2009).

La Plataforma Margarita- Los Testigos- Tobago (MTT), representa una de las estructuras más extensas y uniformes del margen continental nororiental en la parte Norte de América del Sur (**Figura 4.15**), se extiende en territorio venezolano

por unos 250 km sobre la Isla de Margarita y al Este por unos 100 km hasta la Isla de Tobago, su anchura es variable de 80 a 100 km; cubre una superficie cercana a los 30,000 km<sup>2</sup>, de los cuales, unos 20,000 km<sup>2</sup> corresponden a Venezuela. En esta plataforma se encuentran numerosas islas como las de Margarita, Coche, Los Frailes, Los Testigos y Tobago, y dos provincias geomorfológicas, el banco de Cumberland y el valle submarino de Carúpano (Reinoza, 2009).



**Figura 4.15** Corte geológico desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco (Tomado de Reinoza, 2009).

El talud continental se interrumpe hacia el oeste por la prominencia de Aves y hacia el este por el banco de Granada. Cerca de la costa e islas, se observa un cambio de pendiente a unos 20 metros de profundidad (Reinoza, 2009).

A partir del Eoceno se produce un cambio tectónico en la cuenca, las dimensiones de esta fueron restringidas, con un relleno sedimentario de gran espesor que cubre las superficies erosionadas del Cretácico Superior, controlado principalmente por importantes fallamientos, las secuencias sedimentarias son de carácter turbidítico relacionados con la actividad tectónica (Arriaga, 2009).

El ambiente de depositación para esta unidad (Eoceno Medio) es marino abierto, de aguas profundas, pelágico, originado por corriente de turbidez. El eje de la sedimentación tiene sentido NE-SW. Las turbiditas también indican profundidades batiales con áreas de suministro ubicadas al noroeste.

Durante el Eoceno Superior - Oligoceno, la fuente principal de sedimentos se ubica al noroeste, originando un relleno sedimentario de tipo acrecional vertical solapante (onlap fill) y acrecional vertical (uplap fill) en condiciones de aguas marinas profundas, es decir, turbiditas (Arriaga, 2009).

La Formación Caracolito: Es de edad Oligoceno, durante la sedimentación de esta unidad prevalecieron condiciones de aguas profundas (batial), con evidencias muy marcadas por la presencia de corrientes de turbidez, que fueron las responsables por las características sedimentarias de este intervalo. La correlación más probable del Oligoceno encontrada en la Cuenca de Carúpano, es con la secuencia de la misma edad, identificada en los pozos costa afuera en la parte norte de la Cuenca de Cariaco y cuencas al norte de la plataforma La Tortuga – Margarita (Reinoza, 2009).

Plioceno: Este periodo está caracterizado por el máximo desarrollo de la cuenca. En el Plioceno Temprano prevalecen depósitos de aguas profundas, donde el relleno se distribuye principalmente en la región sur-oriental y lo constituye un complejo de abanicos submarinos profundos de carácter turbidítico (Arriaga, 2009).

El eje de la cuenca se orienta en dos direcciones, E-O y NE-SW, las fuentes principales de sedimentos se ubican al noroeste y suroeste. Durante el Plioceno Tardío la sedimentación de las secuencias ocurre en aguas someras tropicales tranquilas, en una plataforma de poca inclinación. El relleno se distribuye principalmente en la región sur-oriental y esta constituido por un complejo interdigitado de abanicos marinos profundos.

Desde el Mioceno Medio hasta el Plioceno Tardío, se acumulan grandes espesores de sedimentos, posteriormente en el Plioceno Medio-Tardío, ocurre una progradación, formando una secuencia pro-deltaica en toda el área. Desde al Pleistoceno al Reciente, las condiciones de sedimentación se hacen más someras con la ampliación de la plataforma, desarrollándose arrecifes coralinos y bancos carbonáticos asociados, los cuales amplían la distribución de la sedimentación hasta constituir la plataforma que observamos hoy en día (Arriaga, 2009).

La Formación Tres Puntas: Es de edad Mioceno Inferior-Medio, se acumuló en un ambiente de sedimentación de profundidad nerítico inferior a medio, en un prodelta que cambio de facies a plataforma y después a un abanico submarino profundo; por lo que la parte inferior es de ambiente batial, entre 500 y 1,000 m de profundidad. En esta última parte de la formación hay evidencias de turbiditas como lo demuestran la presencia de areniscas con foraminíferos de ambiente más someros, dentro de las profundidades batiales (**Figura 4.16**).

Del Mioceno Medio en adelante, la inundación marina del Alto de Patao y la inversión estructural que afecta a las secuencias más antiguas resulta en una disminución de los espesores de sedimentos depositados posteriormente en la subcuenca de Caracolito. A su vez, una acelerada subsidencia en la subcuenca de

Paria resulta en la depositación de una secuencia gruesa de sedimentos provenientes de la margen sur de la cuenca. Estas unidades inicialmente solapan el franco del sur del Alto de Patao y al cubrirlo en algunos sectores, solapan distalmente el Anticlinal de Caracolito.

Las facies sísmicas proximales incluyen reflexiones de discontinuas a caóticas, con alta amplitud, intercaladas con zonas sin reflectotes. Las facies distales son de alta continuidad y baja amplitud. El análisis sísmo-estratigráfico de este intervalo sugiere una cuenca con depósitos arcillosos de aguas profundas, con aporte turbidítico principalmente del sur. Se interpreta que el Alto o Anticlinal de Caracolito se mantiene sumergido bajo aguas profundas durante este periodo.

La Formación Cubagua: Es de edad Mioceno Superior-Plioceno Superior, se compone de sedimentos de aguas profundas, con una litología consistente de lutitas grises con glauconita y nódulos de pirita acompañadas de limolitas grises (Reinoza, 2009), adicionalmente se presentan algunos intervalos arenosos con clásticos más finos, transportados por corrientes de turbidez (**Figura 4.16**).

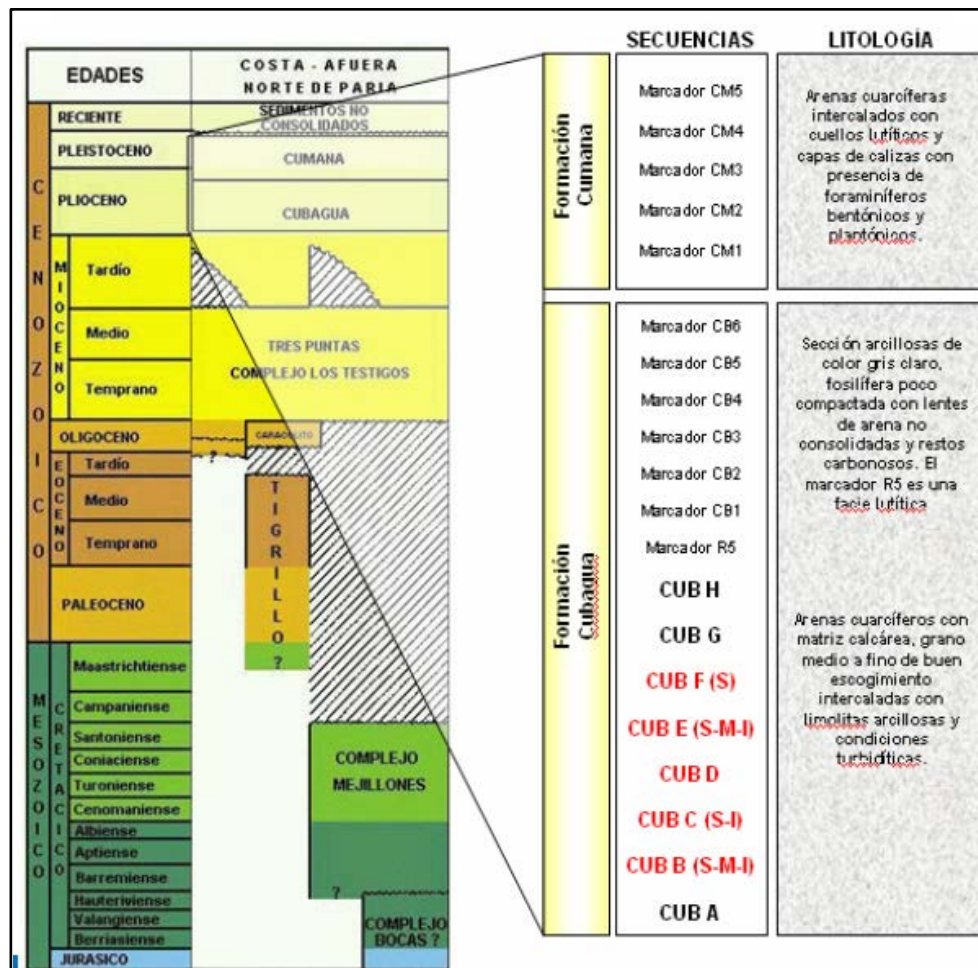


Figura 4.16. Columna estratigráfica de la Cuenca Carúpano (Tomada de Salcedo, 2011).

Durante el Plioceno Temprano prevalecían aguas profundas, con un relleno asociado a un proceso de acreción vertical “uplap” constituido por un complejo de abanicos submarinos interdigitados, de carácter turbidítico.

Los depósitos del Plioceno Inferior perforados sobre el Alto de Patao contienen areniscas intercaladas con arcillas de ambiente marino. Las areniscas generalmente contienen evidencia de depositación en aguas marinas someras, incluyendo ambientes deltáico-distributarios. Las areniscas se presentan en paquetes aislados, los que se encuentran al oeste del cambio de pendiente; estas secuencias han sido descritas como de origen turbidítico.

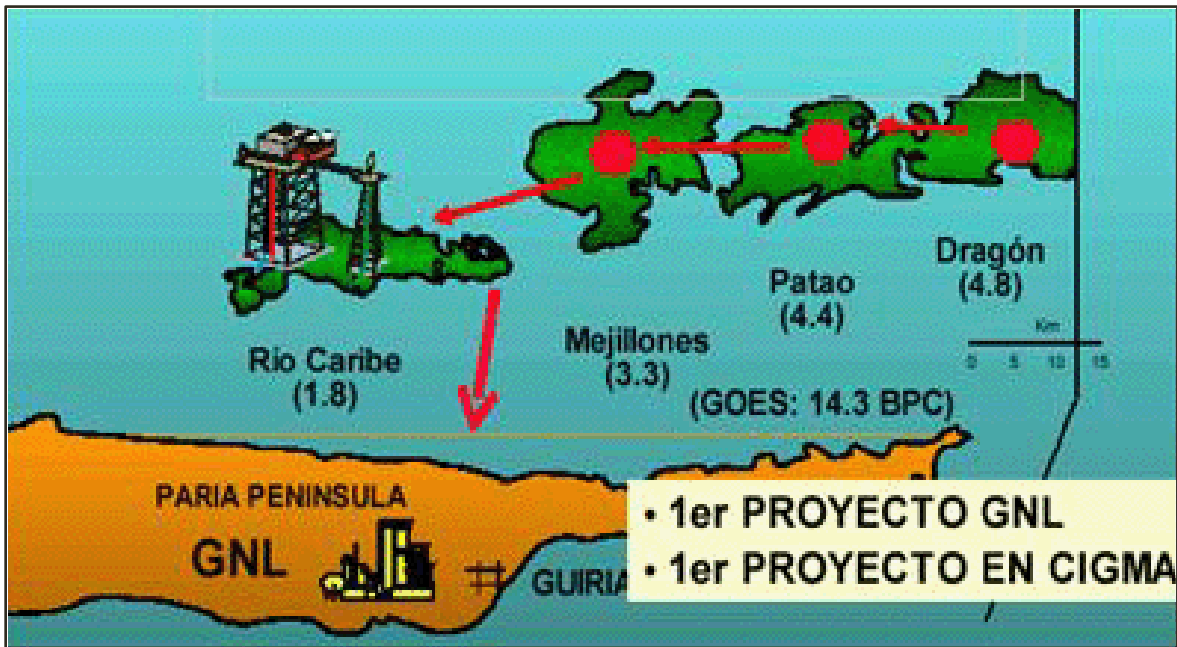
La parte superior del Plioceno Inferior contiene evidencia de una transgresión marina en la cuenca. Una facies sísmica de reflexiones paralelas, continuas y de baja amplitud cubre en su totalidad el área del Alto de Patao. El cambio de pendiente en el talud previamente desarrollado en la parte oeste de la plataforma presenta solapamiento de la facies paralela, que en los pozos está caracterizada por arcillas marinas de depositación batial a nerítica.

Dentro de esta intervalo, la facie sísmica progradacional y de alta amplitud se desplaza a la parte sur de la cuenca, donde está mejor desarrollada en el suroeste como una secuencia depositada hacia el norte. Al alejarse del talud se reduce el espesor de la secuencia y de las reflexiones, tienen baja amplitud y más continuidad. Las areniscas penetradas en los pozos Río Caribe 1 y 2 han sido interpretadas como turbidíticas en este intervalo.

### **4.3.3. Campo Dragón – Mejillones – Patao – Río Caribe.**

#### **4.3.3.1. Localización.**

Petróleos de Venezuela S.A., desarrolló el Proyecto Mariscal Sucre para la explotación de sus recursos gasíferos ubicados costa afuera en la Cuenca de Carúpano. Este proyecto consiste de la explotación de cuatro campos de gas natural, los campos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón, están ubicados 40 km al norte de la Península de Paria (**Figura 4.17**), al noroeste de Venezuela, cerca de la frontera con Trinidad. La extensión geográfica total de los 4 campos es de aproximadamente 2,084 km<sup>2</sup>; el Campo Río Caribe tiene una extensión geográfica de 206 km<sup>2</sup>, el Campo Mejillones 278 km<sup>2</sup>, el Campo Patao 242 km<sup>2</sup> y el Campo Dragón 180 km<sup>2</sup>. Estos cuatro campos tienen una producción de hasta 1,200 millones de pies cúbicos de gas diarios. El Campo Patao representa el campo más grande descubierto en aguas venezolanas (Reinoza, 2009).



**Figura 4.17.** Ubicación geológica de los Campos Dragón, Mejillones, Patao y Río Caribe en la Cuenca de Carúpano en Venezuela (Tomada de <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2006/kr-sucre.htm>).

#### 4.3.3.2. Características de los Yacimientos.

Los yacimientos están ubicados a profundidades que varían entre 2,110 y 2,360 metros bajo el nivel del mar y presiones iniciales entre 3,920 y 4,160 [psi]. Las profundidades de agua varían entre 90 y 160 metros de suroeste a noreste aproximadamente. Los campos Patao y Dragón son de gas seco, con un contenido de metano cercano al 99%.

Las características geoquímicas de los hidrocarburos presentes en la Cuenca de Carúpano, basadas en la composición molecular e isotópica de algunas muestras de gases, sugieren la presencia de al menos dos sistemas petroleros, biogénico y termogénico. Su interpretación de la información de la cuenca indica que los fluidos acumulados en las areniscas de aguas profundas de edad Miocena Tardía y Pliocena (gas y condensado) pueden ser correlacionados con rocas generadoras potenciales (lutitas) del Eoceno Tardío, Oligoceno o Mioceno Temprano (Reinoza, 2009).

#### 4.3.3.3. Sistema petrolero.

##### ◆ Roca generadora.

Las rocas generadoras de la Cuenca de Carúpano son lutitas y limolitas (lodolitas) prodeltaicos, contemporáneos con la Formación Lower Cruse del

Mioceno Inferior, similar a la Cuenca Columbus de Trinidad, inmediatamente al sur de esta cuenca. Las rocas generadoras potenciales pudieron haber alcanzado la madurez para generar los fluidos en las partes más profundas de la cuenca, al lado de los altos estructurales donde los fluidos son acumulados y forman yacimientos (Reinoza, 2009).

#### ◆ **Roca almacén.**

Las rocas almacenadoras son principalmente areniscas deltaicas del Plioceno Inferior, sin embargo, areniscas turbidíticas profundas originadas por el Río Orinoco ancestral también pueden estar presentes y constituir rocas almacenadoras. Aun cuando Talukdar (1983), mencionó la ausencia muy característica de una contribución detrítica del Escudo de Guayana a través del delta del Río Orinoco en el Neógeno, se interpreta que en los yacimientos del Campo Patao están presentes areniscas turbidíticas (Reinoza, 2009).

#### ◆ **Roca sello.**

Las rocas sello son principalmente lutitas y limolitas (mudstone) intraformacionales de la sección deltaica del Plioceno (Reinoza, 2009).

#### ◆ **Trampas.**

El intervalo basal del Plioceno es el principal productor de gas en la cuenca, donde las trampas son principalmente estructurales, con fallas normales formadas por transtensión; asociadas con fallamiento transcurrente a través de una zona de falla de 150 km al sur de la Placa Caribe. Las trampas formadas en segmentos transpresionales de la zona de falla también están presentes (Reinoza, 2009).

#### ◆ **Migración.**

Las secuencias arcillosas alcanzaron la madurez en el Plioceno, seguida de la depositación de varios kilómetros de sedimentos en el Mioceno y Plioceno Inferior. La migración de los hidrocarburos desde las lutitas y limolitas de la Formación “Cruse Inferior” fue principalmente vertical a través de fallas asociadas con zonas de fallas transcurrentes; el tiempo del fallamiento fue Plioceno y Pleistoceno.

#### **4.3.3.4. Antecedentes Históricos.**

En la campaña exploratoria entre marzo de 1979 y septiembre de 1982 fueron perforados un total de 13 pozos, entre exploratorios y delimitadores: Río Caribe (2), Mejillones (2), Mejillones Sur (1), Patao (5) y Dragón (3). Las reservas oficiales del Proyecto Mariscal Sucre se cuantificaron en 14.73 miles de millones



de pies cúbicos de gas, distribuidas de la siguiente manera: El Campo Dragón con 3.43 miles de millones de pies cúbicos de gas, el Campo Patao con 4.08 miles de millones de pies cúbicos de gas, el Campo Mejillones con 4.95 miles de millones de pies cúbicos de gas y el Campo Río Caribe con 2.27 miles de millones de pies cúbicos de gas.

En 2006, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo aprobó la incorporación de reservas probadas de gas natural en los yacimientos de esos 4 campos petroleros de 10,963 billones de pies cúbicos de gas, se han descubierto 25 Trillones de pies cúbicos de gas en la Cuenca de Carúpano (Reinoza, 2009).

El esquema de explotación propuesto, según el compromiso del plan de negocios, contempla la explotación de los cuatro campos gasíferos; en una primera fase la explotación de los campos Dragón y Patao con una producción estimada de 600 millones de pies cúbicos de gas, y en su segunda fase la explotación de los campos Mejillones y Río Caribe que tendrán una producción adicional de 600 millones de pies cúbicos de gas diarios, para el año 2014.

Para la ejecución de dicho esquema de explotación costa afuera, se requiere el desarrollo de las nuevas tecnologías que permitan cumplir con la producción estimada de 1,200 millones de pies cúbicos de gas diarios provenientes de los cuatro campos gasíferos.

Debido a que el Proyecto Mariscal Sucre representa la explotación costa afuera de un área totalmente nueva para Venezuela, a partir de los diversos estudios realizados en los últimos años se han visualizado y conceptualizado gran cantidad de alternativas a nivel de exploración y explotación de yacimientos, esquema de pozos, concepto de desarrollo submarino y superficial, análisis económico, impacto de incertidumbres y la optimización de decisiones.

El Proyecto Mariscal Sucre en su segunda fase, que comprende la explotación de los campos Mejillones y Río Caribe, requerirá de una adecuada selección y diseño del sistema de recolección submarino que cumpla con el objetivo de maximizar el uso de la energía del yacimiento, la recuperación de los hidrocarburos, cumplimiento de las normas nacionales de pruebas de pozos y que genere mayor flexibilidad operacional para la corrida de herramientas de limpieza o de inspección. La importancia de un diseño apropiado se refleja en la maximización de la producción y la reducción de los costos de operación.

## **Capítulo 5. Tecnologías y Métodos de Explotación.**

Aplicar la tecnología adecuada es muy importante en el desarrollo y explotación óptima de los yacimientos petroleros, donde se deben diferenciar las aplicables a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y a yacimientos turbidíticos, de alta complejidad geológica y de baja permeabilidad. Así mismo, las tecnologías relevantes al desarrollo y explotación óptima de los yacimientos de gas no asociado, son las correspondientes a yacimientos de areniscas compactas, de muy baja permeabilidad y a yacimientos turbidíticos, en los que la distribución horizontal y vertical de los cuerpos de arena es errática. Las operaciones costa afuera requieren a su vez de tecnologías especializadas de perforación y producción.

En los años recientes se ha impulsado fuertemente el desarrollo de tecnologías para mejorar la conexión del yacimiento con la superficie, tanto para aumentar la recuperación primaria de aceite, como para obtener mejores eficiencias de barrido en la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada. Los desarrollos tecnológicos en perforación y terminación de pozos permiten actualmente la construcción de pozos multilaterales que hacen económicamente viable la explotación de campos con características y condiciones operativas difíciles (PEMEX, 2009).

Algunos de los principales retos tecnológicos son: La producción rentable de yacimientos altamente heterogéneos de baja permeabilidad, como es el caso de los yacimientos turbidíticos de la Cuenca de Chicontepec, la extracción del aceite contenido en los bloques de matriz de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la producción de yacimientos costa afuera de aceite extra pesado, y la producción de hidrocarburos en aguas profundas (PEP, 2009).

La perforación de pozos resulta cada vez más costosa y se ve en situaciones más comprometidas con el ambiente. Por eso es indispensable utilizar algunas técnicas especiales, que nos permitan alcanzar los objetivos de los programas de perforación en la búsqueda de hidrocarburos, con el mínimo de tiempo, máxima seguridad y al menor costo.

### **5.1. Perforación de pozos no convencionales.**

Un pozo no convencional es aquel que permite mejorar la explotación, teniendo como objetivo maximizar la recuperación de petróleo, mediante su longitud y área de contacto con el yacimiento. El desarrollo de sus trayectorias

permite mejorar la explotación primaria, secundaria o mejorada del yacimiento. Estos pozos aumentan su grado de complejidad, ya sea por el tipo de trayectoria, geometría o herramientas de construcción a utilizar para su ejecución y/o terminación (González, 2011). Pueden ser del tipo:

- ◆ Direccionales
- ◆ Horizontales
- ◆ Multilaterales
- ◆ Alcance Extendido

El objetivo de los pozos no convencionales es mejorar la recuperación de petróleo mediante el aumento del área de contacto entre el pozo y el yacimiento.

### **5.1.1. Beneficios de los pozos no convencionales.**

Los pozos no convencionales son más eficientes que los pozos verticales para drenar hidrocarburo en un volumen dado y pueden ser una opción atractiva para hacer más eficiente la extracción de aceite y gas, en este caso en la Cuenca de Chicontepec. Entre sus beneficios se encuentran:

- ◆ Mayor volumen de drene.
- ◆ Mayor número de fracturas interceptadas en su trayectoria en el caso de fracturamiento natural.
- ◆ Menor inversión requerida para drenar un volumen conocido.
- ◆ Reducción de tiempo de perforación.
- ◆ Opción de convertir pozos horizontales en pozos multilaterales.
- ◆ Evita la saturación de gas en la vecindad del pozo.
- ◆ Mitiga el riesgo de no encontrar comunicación con las arenas de interés.
- ◆ Incrementa el factor de recuperación por unidad de volumen.
- ◆ Mejoran escenarios de producción.
- ◆ Convierten a áreas rentables las que actualmente no lo son.

## **5.2. Perforación de pozos direccionales.**

Un pozo direccional consiste en dirigir la trayectoria de un pozo hacia un objetivo determinado, el cual por lo regular no puede ser unido al origen mediante una línea vertical; para lograr intersectar el objetivo, el pozo direccional se construye con diversos ensambles de fondo, los cuales se vuelven más complicados dependiendo de la trayectoria (González, 2011).

### **5.2.1. Ventajas de pozos direccionales.**

- ◆ Desarrollo a bajo costo de yacimientos bajo cuerpos de agua.
- ◆ Perforación de muchos pozos desde una localización o plataforma.
- ◆ Poder llegar a un yacimiento que desde un pozo vertical sería imposible, en lugares poco accesibles y bajo ciudades o áreas protegidas.
- ◆ Mayor área de contacto con la zona de interés, obteniendo una mayor productividad del pozo.
- ◆ Altos gastos de producción, de 3 a 6 veces más que de un pozo vertical en la misma área.
- ◆ Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos.
- ◆ Reduce los problemas de producción de arena, aumentando la recuperación, ya que se tienen menores caídas de presión.
- ◆ Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- ◆ Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento, dependiendo del espaciamiento.
- ◆ Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación mejorada.

### **5.2.2. Aplicación de pozos direccionales.**

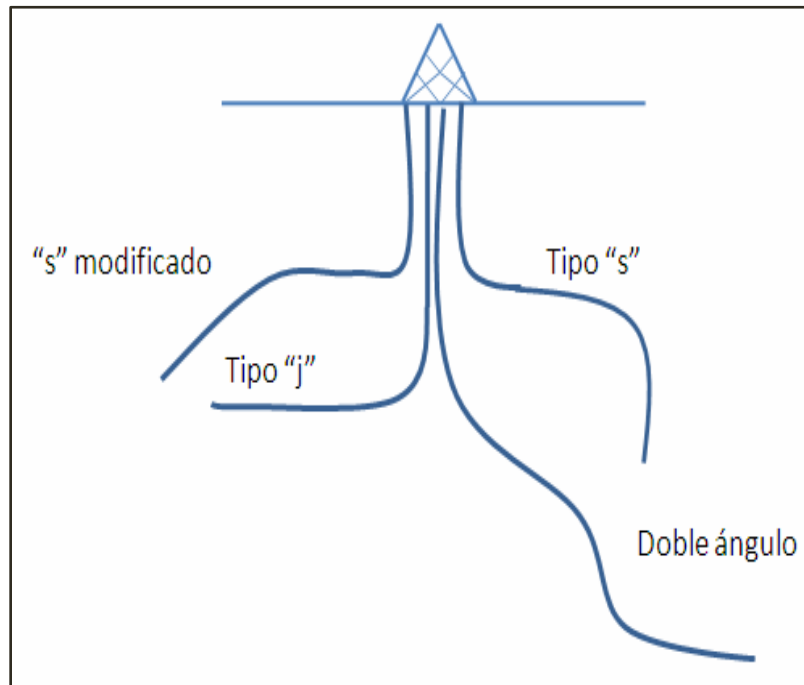
Los principales problemas que se pueden evitar con la perforación de pozos direccionales son:

- ◆ Múltiples viajes, entrando y sacando tubería.
- ◆ Prevención y/o remediación de pegaduras de tubería por problema de presión diferencial.
- ◆ Torque excesivo.
- ◆ Limpieza del agujero y asentamiento de recortes de perforación en el fondo del pozo.
- ◆ Control del peso de la barrena para obtener y mantener control direccional.
- ◆ Problema de cementación de la tubería de revestimiento o liner.

### **5.2.2. Complejidad de pozos direccionales.**

Las trayectorias usadas para alcanzar un objetivo determinado pueden ser divididas en simples tramos de recta y secciones circulares, las cuales ayudan a cambiar la inclinación o azimut de forma suave, juntar estos componentes brindan una forma simple de intersectar el objetivo. Para intersectar cierto objetivo, pueden existir un conjunto de soluciones que se denominan “familia de soluciones”, las cuales cumplen con las condiciones generales para resolver un problema, en este caso para unir el yacimiento con superficie y con ello se mide la complejidad en el desarrollo de la trayectoria direccional a aplicar, dando solución para la recuperación del petróleo (González, 2011). Las trayectorias más usadas en la

industria petrolera son: Tipo J, tipo S, tipo S modificado y doble ángulo (**Figura 5.1**).



**Figura 5.1** Trayectorias más comunes en los pozos direccionales (Tomada de González, 2011).

### 5.3. Perforación de pozos horizontales.

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa se perfora en forma horizontal. La mayoría de los pozos horizontales han sido enfocados al mejoramiento de la producción, a partir de yacimientos naturalmente fracturados y a la reducción de agua y gas (**Figura 5.2**).

Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad, la perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales.

La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y a yacimientos naturalmente fracturados, donde se comunica a las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento.

Los pozos horizontales permiten incrementar el área de contacto del yacimiento y aumentan la productividad por arriba de la que puede proporcionar

un pozo vertical. Los pozos horizontales también pueden reducir la tendencia a la conificación en yacimientos con cuerpos de agua o casquete de gas, ya que generan una baja presión diferencial alrededor del pozo perforado.



**Figura 5.2** Diagrama de un Pozo horizontal (Tomada de CNH, 2011).

### **5.3.1. Ventajas de un pozo horizontal.**

- ◆ Existe mayor área de flujo del yacimiento al pozo.
- ◆ Flujo controlado.
- ◆ Disminuye la caída de presión en el yacimiento.
- ◆ Controla efectos de conificación de agua.
- ◆ Explora yacimientos fracturados y zonas aisladas.
- ◆ Reduce el riesgo y costo de perforación de zonas problemáticas.
- ◆ Atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas, reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- ◆ Por lo general, justifica los costos de perforación con grandes gastos de producción.
- ◆ Se mejora el manejo del yacimiento.
- ◆ Se produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical no es rentable.
- ◆ Se pueden inyectar fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica).
- ◆ Se puede lograr una mayor recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

### 5.3.2. Desventajas de un pozo horizontal.

- ◆ La planeación de pozos no convencionales, demanda el conocimiento del área a desarrollar, para seleccionar el área adecuada donde se diseñara el pozo.
- ◆ La producción del pozo debe cubrir los altos costos de construcción del mismo.
- ◆ La aplicación de tecnología horizontal dependerá de la factibilidad técnica.
- ◆ Ajuste de trayectorias y ajuste del programa de terminación puede significar que el proyecto no sea rentable, debido a los altos costos operativos.
- ◆ Inestabilidad del agujero, la cual puede provocar cierres o fracturas del agujero.
- ◆ Estratos o capas de recortes en la parte baja del pozo debido a la ineficiente limpieza del agujero.
- ◆ Enjarres depositados en formaciones permeables.
- ◆ Pegaduras de tuberías de perforación y revestimiento.
- ◆ Dificultades al realizar toma de registros geofísicos.
- ◆ Trabajos pobres de cementación.
- ◆ El costo es alrededor de 1.4 a 3 veces más que un pozo vertical.
- ◆ Los costos se incrementen debido a los riesgos operacionales por los equipos y herramientas utilizados.

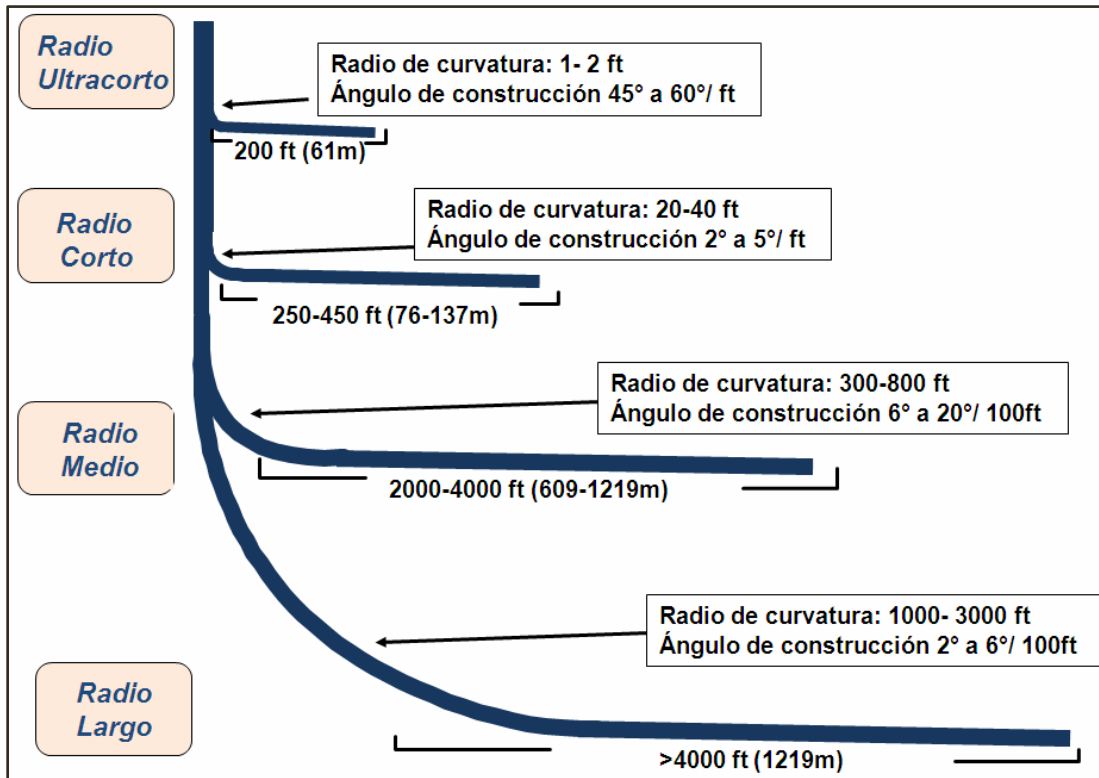
### 5.3.3. Complejidad de pozos horizontales.

El grado de complejidad de un pozo horizontal, al producir petróleo requiere de condiciones que permitan la aplicación de esta tecnología y definir que tan complejo es a su vez la construcción del pozo con las consideraciones siguientes:

- ◆ Conectividad al yacimiento a lo largo de la sección horizontal.
- ◆ Selección del tipo de terminación, para que exista la posibilidad de instalación de un sistema artificial, cuando la energía del yacimiento se agote.
- ◆ El grado de complejidad también lo podemos clasificar acorde a la construcción del pozo considerando el radio de curvatura y su geometría.

#### 5.3.3.1. Clasificación de pozos horizontales por su radio de curvatura.

Los pozos horizontales se pueden clasificar por su radio de curvatura de la siguiente forma; radio ultra corto, radio corto, radio medio y radio largo, como se muestra en la (**Figura 5.3**).



**Figura 5.3** Clasificación de los pozos horizontales por su radio de curvatura (Tomada de González, 2011).

Para diseñar un programa de perforación horizontal es necesario conocer la columna geológica probable, esto es edades, contactos y descripción litológica. Esta información es básica para decidir los tipos de barrenas que se utilizaran, también el tipo y características del fluido de control y hacer correlaciones con pozos vecinos para identificar y prevenir problemas operativos. La decisión de perforar un pozo horizontal de tipo corto, medio o largo depende de muchos factores como los siguientes:

- ◆ A pesar de que la longitud del radio de curvatura se puede extender de una manera espectacular durante la perforación de estos pozos y obtener records de perforación en las secciones horizontales, si existe la discontinuidad geológica dentro del yacimiento considerándose este como heterogéneo, este factor es determinante en la longitud a perforar.
- ◆ Los pozos de radio corto están usualmente asociados a múltiples tipos de terminación semejantes a la terminación de pozos verticales, usualmente éste tipos de pozos se emplean en yacimientos de bajas presiones. Estos pozos también son utilizados para recuperación secundaria estimulados con espumas.
- ◆ Los pozos de radio largo se utilizan en yacimientos con propiedades petrofísicas buenas en intervalos extensos.



- ◆ El costo es otro factor que considerar, eso depende de la estrategia de explotación del yacimiento.

### **5.3.5. Técnicas de terminación en un pozo horizontal.**

Los pozos horizontales se terminan con frecuencia sin tuberías de revestimiento frente a las zonas de interés. Se ha recurrido frecuentemente al empaque de grava para intervalos largos procurando estabilizar los pozos y reducir el efecto del flujo anular.

La definición adecuada del tipo de terminación más confiable dependerá del tipo de yacimiento, esto permitirá disminuir los problemas que se puedan presentar relacionados con la producción de arena, tales como la erosión, el manejo y la eliminación de la arena en la superficie.

El riesgo de la conificación prematura de agua y/o gas tiende a incrementar los costos en los pozos horizontales, esto debido a la distribución heterogénea de la caída de presión a lo largo del pozo. Aunque para realizar el diseño de la terminación, se dividen los pozos horizontales en cuatro categorías, basadas en su radio de curvatura, desde la sección vertical a la sección horizontal.

Para el caso de pozos horizontales, existen diferentes maneras de terminar este tipo de pozo: agujero descubierto, liner ranurado, liner ranurado con empaques externos y liner ranurado con empacamiento externo y controladores de flujo. La selección del tipo de terminación tiene una influencia directa en el desempeño del pozo.

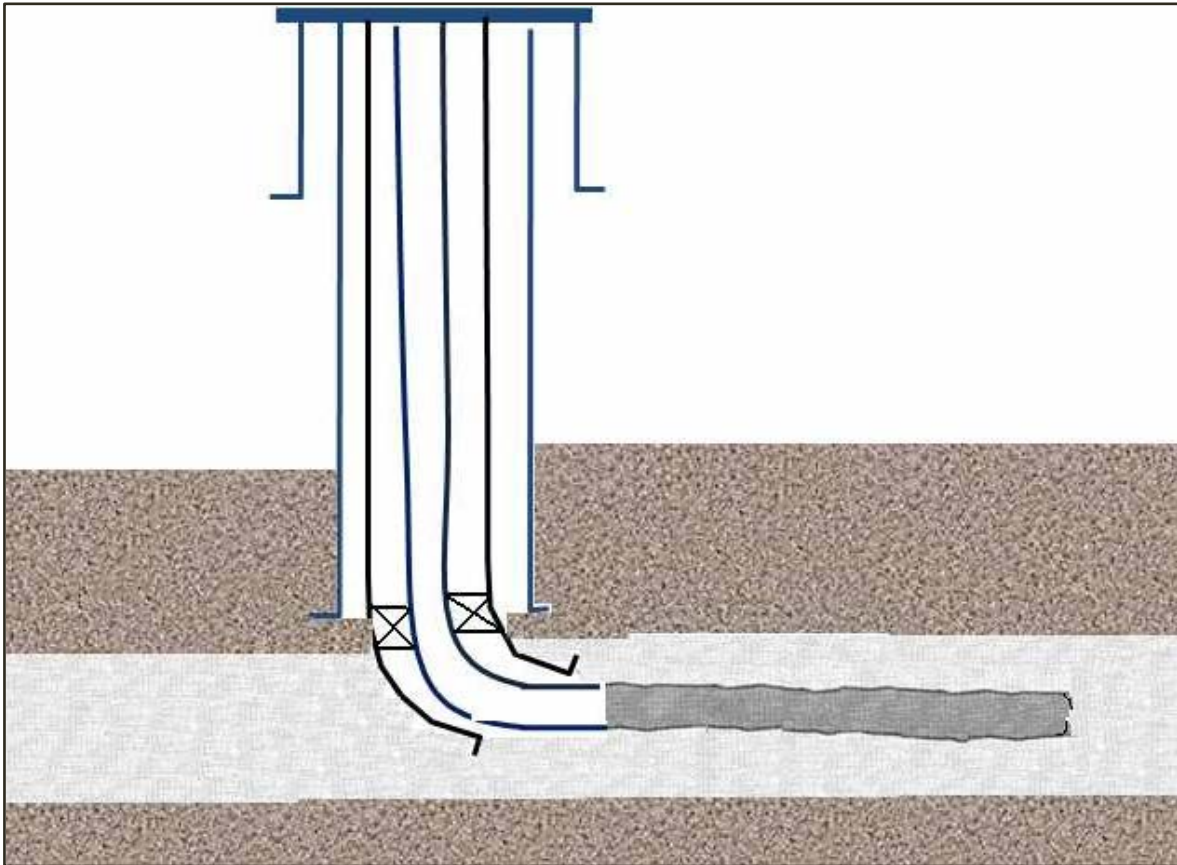
El tipo de terminación dependerá de las características del yacimiento, siempre buscando recuperar el mayor volumen de petróleo, prolongar la vida productiva del pozo y retardar el avance del contacto agua-aceite y/o gas aceite. Lo anterior hace necesario un análisis exhaustivo del yacimiento para seleccionar la terminación más adecuada de acuerdo a las características del mismo.

#### **5.3.5.1. Ventajas de la terminación de un pozo horizontal.**

- ◆ Reduce las caídas de presión del yacimiento al pozo.
- ◆ Incrementa gastos de producción al aumentar el área de drene.
- ◆ Establece un patrón de flujo homogéneo a lo largo de la sección horizontal.
- ◆ Disminuye el efecto de flujo anular a lo largo de la sección horizontal.
- ◆ Se tiene un mejor control de contacto agua-aceite y/o gas-aceite.
- ◆ Prolonga la vida productiva del yacimiento.

#### **5.3.5.2. Terminación en agujero descubierto.**

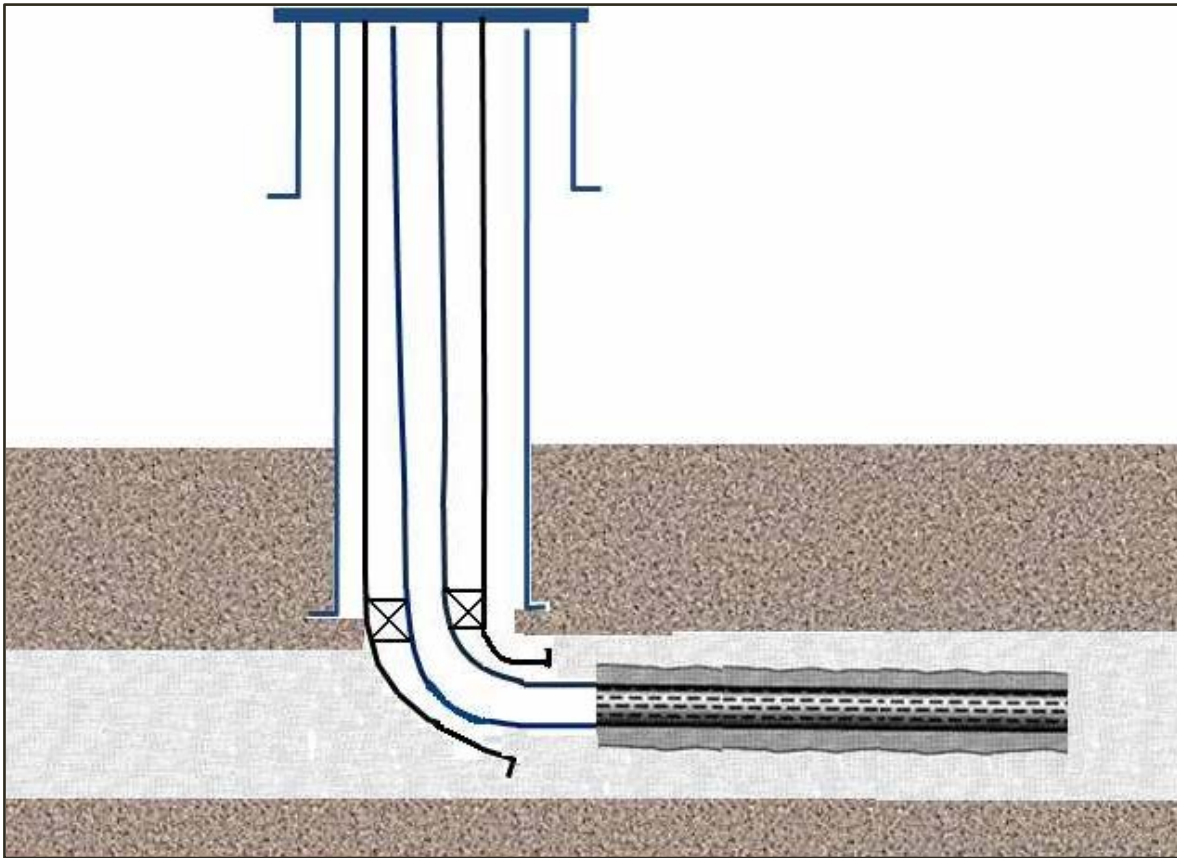
La terminación en agujero descubierto, es de bajo costo puesto que el contacto con el yacimiento es directo. En el caso de una formación productora con baja permeabilidad, esta propiedad del yacimiento influiría como causa de una pobre estimulación a lo largo de su sección horizontal, históricamente esta terminación fue la primera en utilizarse (**Figura 5.4**).



**Figura 5.4** Terminación en agujero descubierto  
(Tomada de González, 2011).

### 5.3.5.3. Terminación con liners ranurados.

Esta técnica de terminación con liners ranurados, tiene como principal objetivo evitar que la formación se colapse con el apoyo de un liner ranurado, (**Figura 5.5**). Esto a su vez permite utilizar herramientas adicionales de registro mientras se perfora (LWD), para obtener información del yacimiento como datos de presión, datos de resistividad, registros tipo rayos gama, datos de porosidad, entre otros, sin que queden atrapadas. Existen tres tipos de liners, liners disparados, liners ranurados y liners pre-empacados.



**Figura 5.5.** Terminación con Liners Ranurados  
(Tomada de González, 2011).

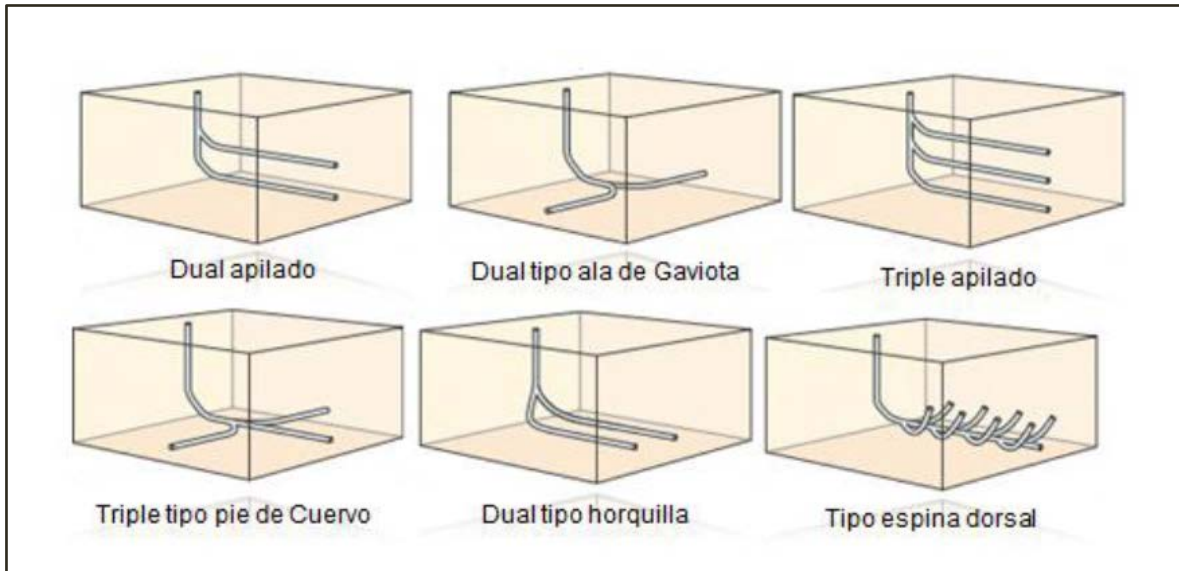
#### 5.4. Perforación de pozos multilaterales.

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en múltiples direcciones dentro de una sección ya sea horizontal, vertical o direccional (Cárdenas, 2008).

Se define un pozo multilateral (ML), como aquel que a partir de una misma boca del pozo se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productivos (**Figura 5.6**).

El objetivo de los pozos multilaterales o ramificados es aumentar la productividad del pozo y reducir los costos de explotación. Puede ser aplicable a pozos nuevos o a pozos existentes con reentradas. Los pozos horizontales y multilaterales, pueden producir de 3 a 5 veces más que los pozos verticales en la misma área y en casos especiales pueden llegar a producir hasta 20 veces más que los pozos verticales. Es ahí donde se produce el auge de esta nueva tecnología.

La perforación de los pozos multilaterales, es posible con los métodos rotatorios convencionales, pero se tiene la desventaja de que no se tiene un control total sobre la dirección y existe una reducción en la velocidad de penetración, mientras que el sistema rotativo direccional, es más estable y presenta menos riesgos de atrapamiento de la sarta de perforación debido a la rotación completa de la sarta, ofreciendo una mejor limpieza del pozo.

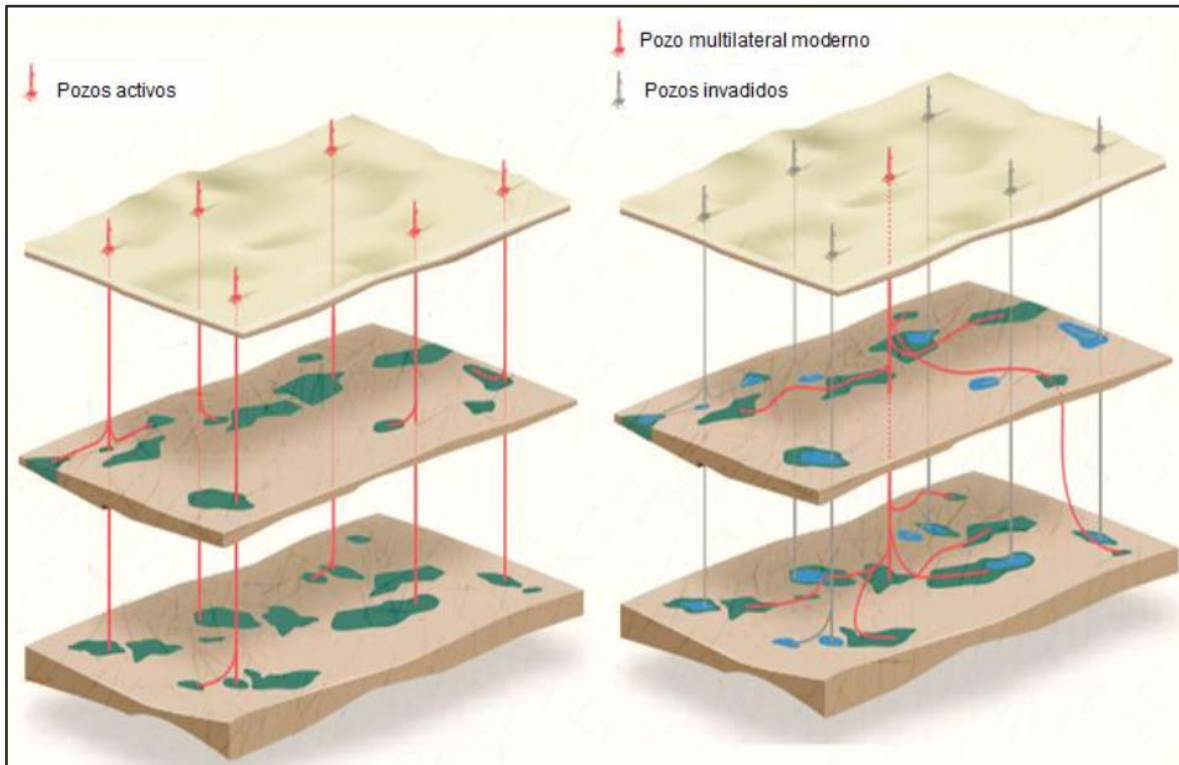


**Figura 5.6** Presenta algunas de las posibles geometrías de pozos multilaterales (Tomada de López, 2012).

#### 5.4.1. Ventajas de los pozos multilaterales.

- ◆ Son rentables para la producción de horizontes múltiples.
- ◆ En yacimientos donde hay un solo horizonte productor de gran espesor y con gran anisotropía vertical.
- ◆ En pozos marinos, costa-fuera donde el traslado de una plataforma es muy significativo en el costo total del pozo.
- ◆ En yacimientos marginales donde es imperativo reducir los costos de producción y reparación de pozo.
- ◆ Este tipo de pozos reducen considerablemente el impacto ambiental (menos locaciones, menos aparatos de bombeo, menor ruido, menor cantidad de líneas de transporte, menos caminos).
- ◆ Se reducen costos de horas de equipo, tuberías, instrumental, supervisión, mantenimiento, etc.
- ◆ Se permite el acceso a diversas capas del subsuelo que se encuentran a diferentes profundidades.

La tecnología de perforación de pozos multilaterales ofrece ventajas con respecto a otras técnicas, tales como los pozos verticales y horizontales convencionales. También permite explotar diversas formaciones o más de un yacimiento y es el medio más económico para desarrollar campos que tienen estructuras geológicas aisladas, campos satélites remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de reserva limitados (**Figura 5.7**).



**Figura 5.7** Muestra los alcances logrados con los pozos direccionales (Tomada de López, 2012).

#### 5.4.2. Complejidad de pozos multilaterales.

Generalmente para definir el grado de complejidad del pozo multilateral al producir petróleo (**Figura 5.8**), se requieren 3 condiciones ideales para la aplicación de este tipo de tecnología y definir qué tan compleja podría ser su construcción ya sea por lo siguiente:

- ◆ Conectividad del yacimiento principal con cada uno de los ramales.
- ◆ Posibilidad de reingresar a los ramales en forma selectiva.
- ◆ Sello hidráulico entre el pozo principal o madre y los ramales.

En la medida en que alguna de estas condiciones no sea indispensable, el proyecto decrece en complejidad y costo.



**Figura 5.8** Muestra la complejidad de un pozo multilateral (Tomada de CNH, 2011).

## **5.5. Perforación con tubería flexible.**

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad, las operaciones de reentrada de perforación, estimulación de yacimientos y reterminación de pozos, a menudo deben ejecutarse sin equipos de perforación rotativos o equipos de reparación de pozos convencionales. La utilización de tubería flexible permite que se lleven a cabo operaciones de remediación de pozos presurizados o “activos” sin extraer los tubulares del pozo (González, 2011). La cooperación entre los operadores y los proveedores de esta tecnología continúa aportando herramientas y técnicas que mejoran la productividad tanto en campos nuevos como en campos maduros.

Muchas compañías operadoras se están volcando a efectuar operaciones a través de la tubería de producción, u operaciones concéntricas, para resolver problemas de producción complejos y satisfacer los exigentes desafíos que plantean las operaciones de intervención o reterminación de pozos. La pronunciada declinación de los volúmenes de producción y el reemplazo insuficiente de las reservas de petróleo y gas han obligado a los operadores a reexaminar las estrategias de desarrollo de campos y los esfuerzos de manejo de yacimientos.

Los responsables del manejo de los activos de las compañías necesitan cada vez más optimizar el desempeño tanto de los pozos nuevos como de los pozos existentes para satisfacer la demanda global de petróleo. Las sargas largas de tubería de acero de diámetro relativamente pequeño, o tubería flexible, pueden movilizarse rápidamente para perforar pozos nuevos o pozos de reentrada a través de los tubulares existentes. Esta tecnología también se utiliza para realizar operaciones de terminación iniciales, operaciones de intervención y reparación de pozos con fines de remediación, u operaciones de reterminación.

En comparación con la perforación rotativa convencional, los equipos de reparación de pozos y las unidades para entubar pozos presurizados, la tubería flexible enrollada en un carrete para su transporte y el equipo de superficie necesario para su despliegue e inserción en el pozo, ofrecen numerosas ventajas.

El incremento de la eficiencia es el resultado del despliegue y recuperación continuos de la tubería en pozos presurizados o “activos” sin necesidad de controlar o matar el pozo. Además, no es necesario extraer los tubulares de producción del pozo y ejecutar operaciones de fondo de pozo volviendo a bajar los tramos individuales de una sarga de servicio convencional con conexiones roscadas.

La flexibilidad de poder trabajar con el pozo presurizado y la capacidad única de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la profundidad o de la dirección de viaje de la tubería flexible en un pozo, ofrecen ventajas claras y versatilidad operacional. En comparación con las operaciones con cable o línea de acero, la tubería flexible provee capacidades de carga relativamente grandes en pozos verticales más profundos y de alto ángulo y mayor capacidad de tracción, o sobretracción, en el fondo del pozo.

Estas capacidades facilitan las operaciones de limpieza de pozos; las operaciones de limpieza por chorro, o la extracción de fluidos de pozos con gases inertes o fluidos más livianos; los tratamientos de estimulación ácida o de estimulación por fracturamiento hidráulico; los tratamientos de consolidación o de control de la producción de arena, las operaciones de cementación, pesca o fresado y las operaciones de perforación direccional tanto como las de perforación de pozos en condiciones de bajo balance.

La instalación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos, o cables de alimentación en el interior de las sargas de tubería flexible permite la adquisición de registros de pozos en tiempo real, el monitoreo y control de fondo de pozo, la adquisición de mediciones durante la perforación y la operación de bombas eléctricas sumergibles (González, 2011).

Utilizando sistemas de fondo de pozo específicos para cada aplicación, las operaciones concéntricas con tubería flexible están ayudando a los operadores a incrementar la productividad de los pozos y los campos petroleros a lo largo de todo el ciclo de vida de los yacimientos productivos. Incluso en condiciones económicas adversas y en ambientes operativos subterráneos rigurosos, el empleo de tubería flexible facilita la ejecución de operaciones de intervención eficaces desde el punto de vista de sus costos, lo que permite optimizar la producción de hidrocarburos, incrementar la recuperación de reservas de los yacimientos y mejorar sustancialmente la rentabilidad de los campos petroleros.

La tubería flexible constituye una alternativa viable para maximizar la rentabilidad en muchas aplicaciones demandantes que deben llevarse a cabo sin equipos de perforación rotativos o equipos de reparación de pozos. Los nuevos sistemas integrados y las innovadoras combinaciones de herramientas y técnicas han sido la clave del éxito obtenido recientemente con el empleo de tubería flexible en diversas aplicaciones especiales.

## **5.6. Herramientas de medición y registro.**

### **5.6.1. Mediciones durante la Perforación (MWD).**

El MWD es una herramienta electromagnética de alta tecnología, posicionada en la sarta de fondo, que realiza mediciones de agujero, cerca de la barrena y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación, es decir, en tiempo real. Actualmente la herramienta MWD, está firmemente establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional (Correa, 2009).

La tecnología MWD (Measure While Drilling) proporciona información sobre las condiciones en las que se perfora, estas incluyen:

- ◆ Temperatura en el pozo.
- ◆ Presión (poro, anular y formación).
- ◆ Pruebas de impacto.
- ◆ Pruebas de fluidos, presión y temperatura.
- ◆ Torque y peso en la barrena (WOB).
- ◆ Volumen del flujo del lodo.
- ◆ Geonavegación.
- ◆ Perforación direccional (profundidad, inclinación, dirección, azimut, toolface).



Esta información permite que el operador pueda perforar con mayor eficiencia y poder utilizar otros servicios en el pozo como motores de lodo, sistemas de rotación navegables y dispositivos de registros durante la perforación (LWD). Cabe mencionar que diversos autores incluyen dentro de los estudios MWD a los rayos gamma, resistividad y densidad-neutrón, y caliper; esto es por que dichas mediciones son utilizadas para fines de correlación, direccionamiento y evaluación de formación para evitar rupturas o daños en el pozo o en las herramientas y seguir el intervalo de interés en pozos horizontales.

#### **5.6.1.1. La herramienta MWD.**

Consiste en tres secciones básicas:

- ◆ Fuente de energía. A base de baterías de litio o de turbinas.
- ◆ Sección de sensores. Para definir la trayectoria del pozo. Comúnmente acelerómetros (para mediciones de inclinación y azimut), magnetómetros (para medición de la dirección de referencia en un pozo) con base al norte magnético, y otros sensores: presión, rayos gamma y la resistividad son colocados en secciones separadas de la herramienta.
- ◆ Transmisores. De dos maneras: mediante ondas de presión a través de lodo o mediante señales electromagnéticas a través de la formación.

#### **5.6.1.2. Aplicaciones de la herramienta MWD.**

- ◆ Localizaciones inaccesibles.
- ◆ Pozos múltiples.
- ◆ Control de fallas.
- ◆ Domos salinos.
- ◆ Perforación multi-direccional en mares profundos.
- ◆ Pozos horizontales y multilaterales.

#### **5.6.1.3. Ventajas de la Herramienta MWD.**

- ◆ Mejora el control y determinación de la posición de la barrena.
- ◆ Reduce el tiempo de registros.
- ◆ Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
- ◆ Reduce las patas de perro.
- ◆ Reduce el número de correcciones con motores de fondo en los pozos.

#### **5.6.2. Registros durante la Perforación (LWD).**

La tecnología LWD (Logging While Drilling), proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora. Tienen la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión.

Así mismo, muchos pozos pueden ser difíciles o aún imposibles medir con instrumentos convencionales con cable, sobre todo en pozos desviados. En estas condiciones, LWD asegura que algunas mediciones en el pozo sean tomadas mientras que con los registros convencionales no es posible.

#### **5.6.2.1. Parámetros medidos por una herramienta LWD.**

- ◆ **Rayos gamma**
- ◆ **Resistividad de formación**
  - Inducción
  - Propagación electromagnética
  - Laterolog (RAB, Botón y lateral)
- ◆ **Propiedades acústicas**
  - Sónico
  - Caliper ultrasónico
- ◆ **Sísmica**
  - Drill-Bit Seismic (VSP-inverso)
  - Seismic MWD (SWD)
- ◆ **Mediciones nucleares**
  - Densidad/Porosidad
  - Neutrón/Porosidad
- ◆ **Imágenes durante la perforación**
- ◆ **Resonancia Magnética**

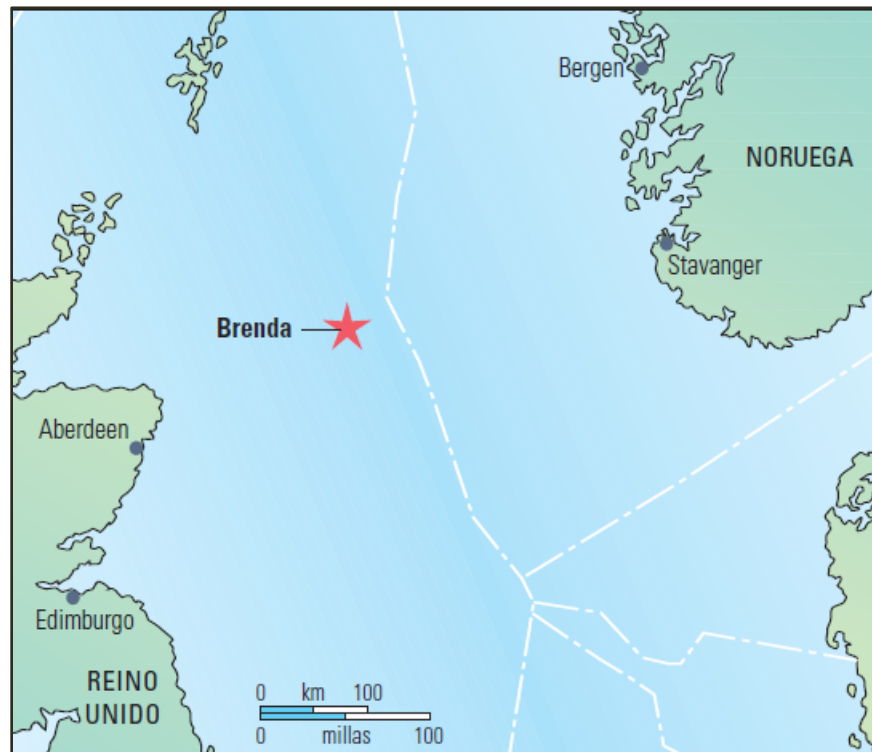
#### **5.6.3. Aplicación de la Herramienta PeriScope en el Mar del Norte.**

El Campo Brenda se ubica en el Mar del Norte y produce petróleo de un sistema de turbiditas canalizadas (**Figura 5.9**). Individualmente, sus areniscas prospectivas son con frecuencia demasiado delgadas para que se observen por métodos sísmicos, dada la resolución, lo cual complica la caracterización y el desarrollo de campos.

Los objetivos de perforación potenciales del Campo Brenda fueron identificados utilizando una técnica de pre-procesamiento sísmico de avanzada, un modelo de velocidad de alta resolución, la generación de imágenes sísmicas antes del apilamiento y el análisis de la impedancia elástica.

Una forma más precisa de evaluar las areniscas prospectivas y localizar la lutita no productiva situada inmediatamente alrededor del pozo, se utilizó la herramienta direccional de generación de imágenes profundas durante la perforación PeriScope 15 de Schlumberger.

La herramienta PeriScope 15, es un dispositivo de resistividad electromagnética, de lectura profunda, que determina la dirección y la distancia existente hasta los límites de capas mediante el despliegue de los contrastes de conductividad. Con un espaciamento transmisor-receptor de 244 cm, la herramienta posee la capacidad teórica para detectar límites de hasta 4.6 m con respecto al pozo. No obstante, la distancia resuelta real depende de la resistividad de las capas circundantes y adyacentes, y de la complejidad de la estratificación geológica.



**Figura 5.9** Localización del Campo Brenda en el Mar del Norte (Tomada de Bourgeois, 2006).

La herramienta PeriScope registró datos de los alrededores del pozo y ayudó a identificar con éxito la cima del yacimiento y la presencia de zonas de menor calidad en el mismo, lo que ayudó a refinar la perforación del pozo horizontal. Luego se realizaron ajustes en el direccionamiento del pozo para maximizar su longitud en el yacimiento de alta calidad, manteniendo al mismo tiempo la mayor separación posible con respecto a las paredes del pozo y por encima del contacto agua/aceite situado en la base del yacimiento.

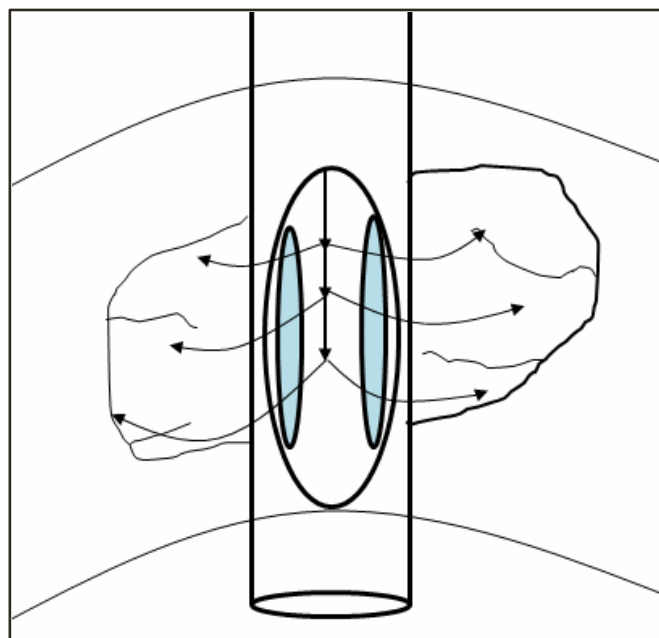
Los resultados de las gráficas polares azimutales generadas con la herramienta PeriScope muestran la posición de la barrena con respecto a los límites de las capas cercanas, lo que permite al equipo de geonavegación realizar ajustes de la trayectoria en tiempo real a fin de optimizar la colocación del pozo.

## 5.7. Fracturamiento hidráulico.

El trabajo de fracturamiento hidráulico, de un pozo consiste en la inyección de un fluido denominado fluido de fractura a presión, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma.

Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de fractura inicial, el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento (**Figura 5.10**). Dicha fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande que cualquiera de los preexistentes, estos últimos procedentes de las fracturas naturales o de la comunicación entre los poros. La fractura lograda de esta manera se adentra en la formación en una medida que depende de toda una serie de factores que se expondrán posteriormente. Este nuevo canal de flujo puede conectar las fracturas naturales así como proveer un área de drenaje adicional del yacimiento.

La primera cantidad de fluido con apuntalante que entra en la formación es el encargado de la creación de la fractura y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación. Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se debe adicionar apuntalante al fluido de fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado. El apuntalante colabora en el incremento de la conductividad, del petróleo o gas, a través de la fractura hasta el pozo.



**Figura 5.10** Propagación de la fractura en la formación productora  
(Tomada de González, 2011).

La capacidad de la fractura para conducir los fluidos hasta el pozo afecta directamente la capacidad de producción del pozo al que se le ha practicado un trabajo de fracturamiento. La conductividad, la longitud, espesor y la altura de la fractura a la que se coloca el apuntalante, son factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del apuntalante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos.

Un fracturamiento selectivo de acuerdo al tipo de yacimiento y propiedades de la roca, optimiza la recuperación de reservas y el control de producción en las áreas productoras de petróleo, tanto de gas como de aceite. Uno de los objetivos del fracturamiento hidráulico es incrementar el área de contacto entre el pozo y el yacimiento.

El fracturamiento hidráulico ha sido una de las principales herramientas que el ingeniero petrolero dispone para incrementar la productividad de los pozos, considerando los comportamientos siguientes:

- ◆ Desviar el flujo para evitar el daño en las vecindades del pozo y retornar a su productividad normal.
- ◆ Extender una ruta de conducto en la formación y así incrementar la productividad.
- ◆ Alterar el flujo de los fluidos en la formación.
- ◆ Hacer un canal de conducto a través de las vecindades del pozo con el objeto de librar la zona dañada.
- ◆ Con este último criterio, la fractura hidráulica tiene impacto positivo en la administración de yacimientos, toma de decisiones, y explotación estratégica de los mismos.

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de ese tipo, entendiéndose por baja permeabilidad aquella que hará que el pozo sea poco productivo, desde el punto de vista económico. En muchos pozos que van a ser perforados en la Cuenca de Chicontepec o con un tipo de formación geológica similar, la propuesta de perforación incluye la planificación de un trabajo de fracturamiento como parte del programa de terminación. Frecuentemente, los detalles de la perforación o terminación están condicionados por factores relacionados con el éxito de los futuros trabajos de fracturamiento.

En el caso de las formaciones heterogéneas, la predicción de los resultados de un trabajo de fracturamiento se hace más difícil que en el caso de formaciones homogéneas. El modelado de yacimientos ubicado en ese tipo de formaciones, se hace complicado. Frecuentemente, el propósito de un trabajo de fracturamiento

hidráulico en este tipo de formaciones es comunicar los estratos entre sí para que todos aporten a la producción y de esta forma se resuelve el problema de la existencia de estratos aislados (González, 2011).

Para resolver los problemas planteados, se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico para la estimulación del pozo, cuyo objetivo es incrementar la productividad del mismo a través de la creación de un sistemas de fracturas, que van desde la cara del pozo hasta cierta profundidad dentro de la formación y luego se rellena con el apuntalante; gracias a dicha fractura se aumenta la conductividad, produciéndose el efecto equivalente de un aumento de la permeabilidad del yacimiento.

## **5.8. Perforación no convencional en México.**

La perforación horizontal en México es considerada como no convencional, además de ser aplicable a yacimientos naturalmente fracturados. También se le emplea para controlar la conificación de agua y de gas.

La explotación de yacimientos por medio de pozos horizontales tiene un gran valor estratégico, propiciando una rápida recuperación de inversiones, incremento de reservas recuperables, reducción de los costos de producción y menor número de pozos o plataformas por campo.

Los yacimientos petroleros más importantes de México se encuentran en el sureste del país donde predominan las formaciones naturalmente fracturadas. La producción en muchos de estos campos está relacionada con porosidad secundaria por cavernas de disolución y por fracturas, de tal forma que es necesario determinar la orientación del sistema de fracturas para una correcta explotación del yacimiento.

La perforación horizontal ha incrementado notablemente debido a la búsqueda de nuevas formas de extraer el aceite. México se encuentra aplicando esta tecnología como método alterno de producción de los campos, por lo que se han perforado algunos pozos horizontales en los campos Agua Fría, Cuitlahuac, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital, logrando con ello mejor conocimiento tanto de los posibles problemas que se puedan presentar durante la perforación, así como el diseño de terminación más conveniente para los pozos perforados en dichas áreas.

Los costos de extracción del petróleo son cada día más altos y el riesgo durante la perforación de pozos profundos es grande, por lo que los pozos horizontales son una fuerte opción a futuro para obtener más petróleo.

El costo de un pozo horizontal es aproximadamente de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical. La producción de un pozo horizontal debe ser de 2 a 4 veces mayor que un pozo vertical para que sea rentable. Este efecto se acentúa en yacimientos naturalmente fracturados, donde la perforación horizontal mejora la producción de cinco hasta veinte veces. En esto radica la importancia de la selección de una “mejor” trayectoria para arribar al objetivo, ya que de lo contrario su ganancia será menor y en muchos casos se pueden incluso tener pérdidas económicas severas (González, 2011).

Actualmente se diseña un pozo con geometría adecuada acorde al tipo de yacimiento y que considere una menor inversión y mejore la eficiencia económica del proyectó.

En el proyecto Chicontepec, los pozos horizontales que se localizan en yacimientos turbidíticos tienen una tasa de flujo variable, que oscila en los 50 barriles por día hasta un máximo de 1,000 barriles por día, en un principio se tiene muy poca producción de agua, conforme aumenta la vida productiva del pozo, éste se va llenando de agua, lo que origina que se utilicen diversas tecnologías para contrarrestar este tipo de problemas.

Se espera que en el periodo 2009-2017 el proyecto Chicontepec registre una producción de crudo promedio de 500 MBD, y una producción promedio de gas de 546 MMPCD. Se estima que el máximo de producción de crudo (744 MBD) se alcanzará en el año 2016.

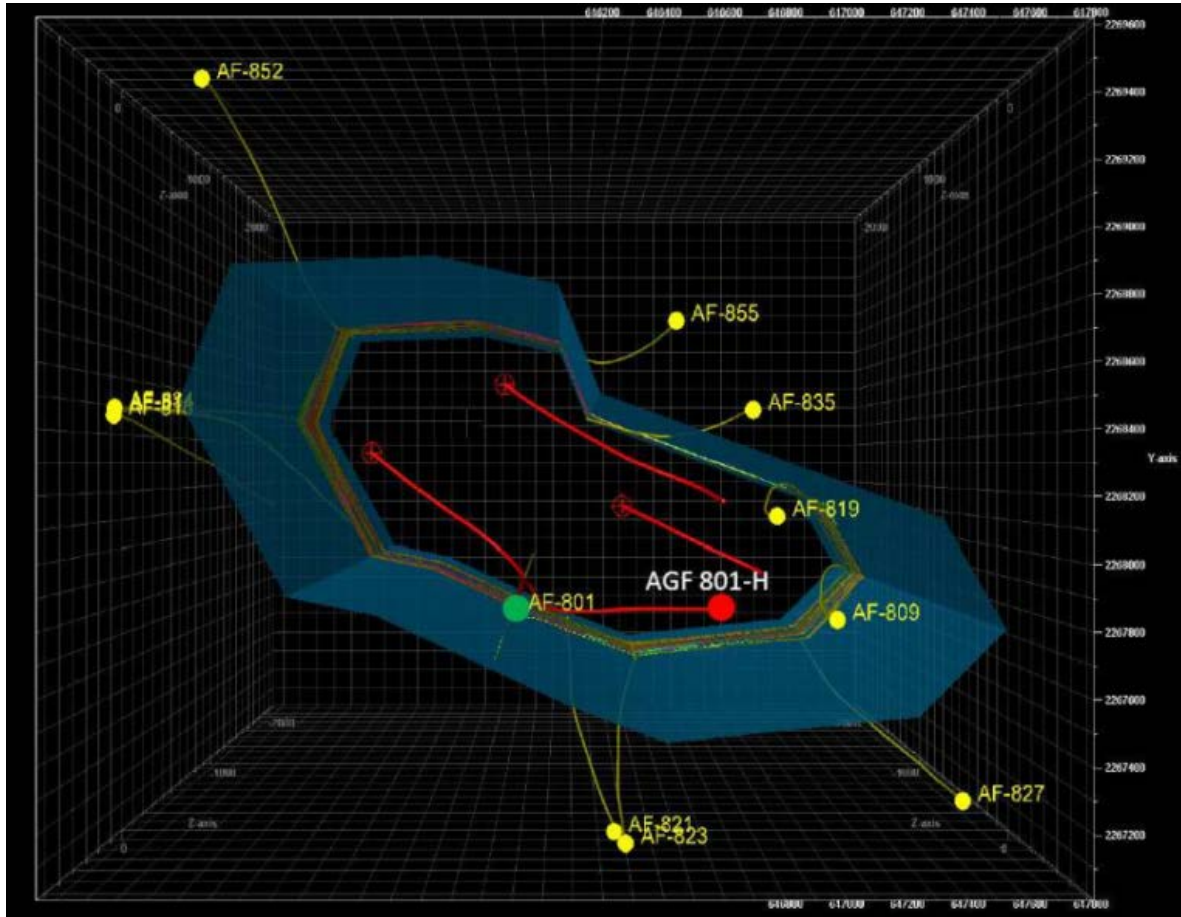
En la Cuenca de Chicontepec, debido a sus características geológicas, petrofísicas, y de los fluidos se han puesto en marcha diversos proyectos, cuya finalidad es analizar la viabilidad de integrar nuevas técnicas de explotación, con el único fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos y disminuir los costos.

### **5.8.1. Proyecto Agua Fría.**

En 1991 se perforaron los primeros pozos horizontales en México, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la Formación Chicontepec, en el campo, Agua Fría, Distrito Poza Rica, Región Norte; se perforaron los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H con longitudes horizontales de alrededor de 1,000 m, para tratar de incrementar la productividad, reducir los costos y el número de pozos de relleno (**Figura 5.11**).

Se tenía el objetivo de probar la perforación horizontal con el fin de reducir los costos de producción y mejorar la recuperación final de petróleo durante mayor tiempo, además de hacer extensiva su aplicación en otros campos de la Cuenca

de Chicontepec. El uso de esta tecnología, considerando que la Formación Chicontepec tiene diferentes cuerpos productores aislados entre sí, los cuales serían más fácilmente atravesados en su trayectoria si fuese en forma horizontal, abarcando así más de un cuerpo que contuviera aceite.



**Figura 5.11** Pozo horizontal 801-H, ubicado en el Campo Agua Fría de la Cuenca de Chicontepec (Tomada de González, 2011).

Hasta el 2005, a nivel mundial, se habían perforado alrededor de 20,000 pozos horizontales, de los cuales 22 pozos apenas se habían perforado en México en los campos de Cuitlahuac, Agua Fría, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Akal, Abkatún, Zapp, Catedral y Cerro Nanchital. Al año 2009 se perforaron alrededor de 127 pozos horizontales en México.

En términos generales, los pozos horizontales son efectivos en yacimientos de espesores pequeños, en formaciones naturalmente fracturadas, en yacimientos densos y con problemas de conificación de agua y/o gas, así como yacimientos de baja permeabilidad.



## **5.9. Bombas eléctricas sumergibles (ESP).**

En los sistemas de levantamiento artificial, particularmente en las bombas eléctricas sumergibles (ESP). Los nuevos resultados en cuestión de desempeño y resistencia están ampliando el rango de aplicaciones ESP. Y los avances en materia de diseño y manufactura están resultando en sistemas ESP más flexibles para ambientes de pozos hostiles, adaptándolos para prestar servicios a mayor profundidad, incrementando su capacidad de tratamiento del gas, y volviéndolos más resistentes a los sólidos y los elementos abrasivos.

### **5.9.1. Aplicaciones submarinas de los sistemas ESP.**

Con las mejoras logradas en materia de confiabilidad, los sistemas ESP están contribuyendo significativamente a la producción en los campos marinos. Para desarrollarlos, esos yacimientos deben conectarse a la infraestructura existente. Los sistemas ESP están desempeñando un rol importante en lo que respecta a la recuperación de estas reservas no desarrolladas.

### **5.9.2. Caso Práctico de un sistema ESP en el Mar del Norte.**

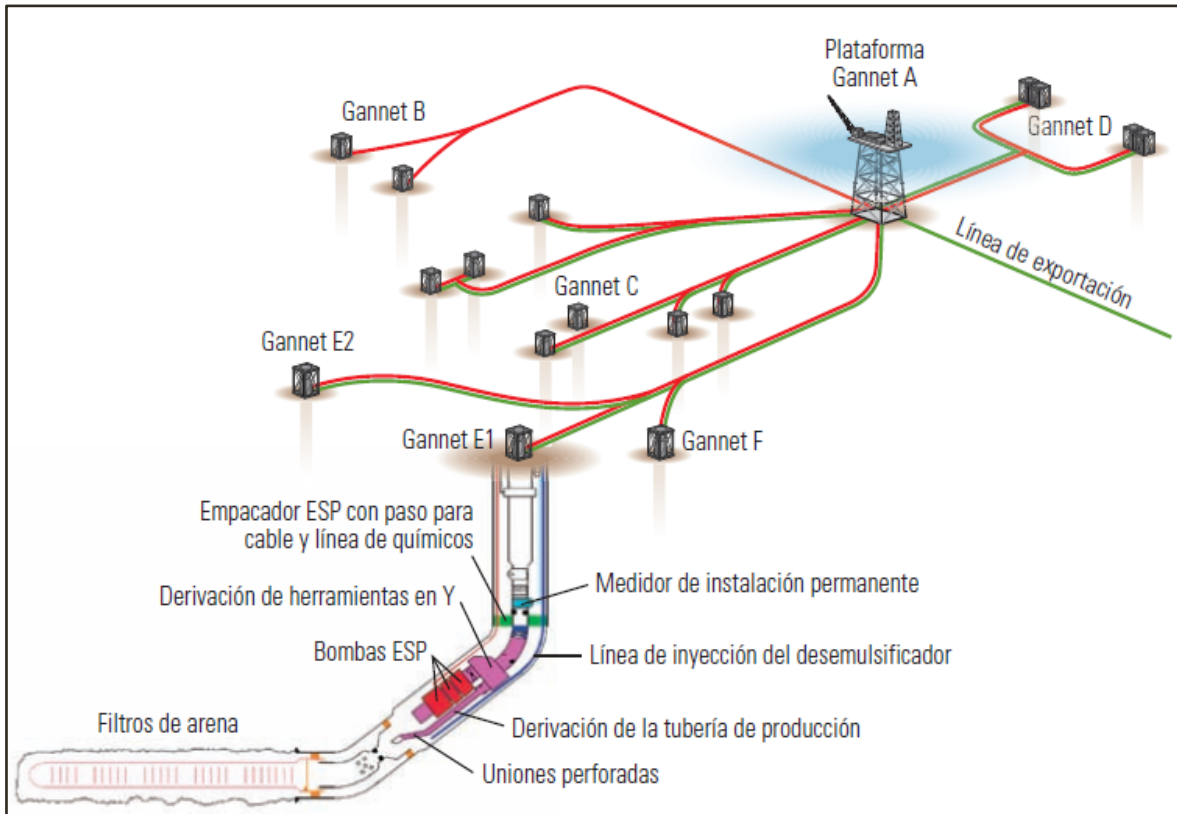
Luego de descubrir el Campo Gannet en el sector británico del Mar del Norte en 1973, Shell Expro, conectó varios yacimientos satélites a la instalación de ese campo, que se encuentra ubicado a 180 km al este de Aberdeen, en un tirante de agua de 95 m. Los satélites submarinos explotan los yacimientos Gannet B, C, D, E, F y G, que producen de las turbiditas de edad Cenozoica, situadas en profundidades que oscilan entre 1,768 y 2,728 m. Estos satélites están conectados a la plataforma de producción Gannet A, descubierto en el año 1982.

El Campo Gannet E, utiliza sistemas ESP para enviar la producción de petróleo y gas a la plataforma Gannet A. Este campo se encuentra ubicado a 14 km de distancia de la plataforma Gannet A (**Figura 5.12**). El Campo Gannet E produce un crudo pesado de 20°API.

Las reservas iniciales se estimaron en 132 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con un factor de recuperación del 43%. Las características de transporte y tratamiento del crudo pesado combinadas con la baja presión del yacimiento, hicieron necesario el método de levantamiento artificial por gas para poner en marcha el pozo y enviar los fluidos producidos nuevamente a la plataforma Gannet A.

Se prefirieron los sistemas ESP en lugar de otros métodos de levantamiento artificial porque podían producir con mayores volúmenes y manejar los fluidos en

forma más eficaz que otros sistemas. Los sistemas ESP de este campo promedian una vida útil de 2.3 años.



**Figura 5.12** Sistema ESP operando en dos pozos del Campo Gannet E (Tomada de Bremner, 2007).

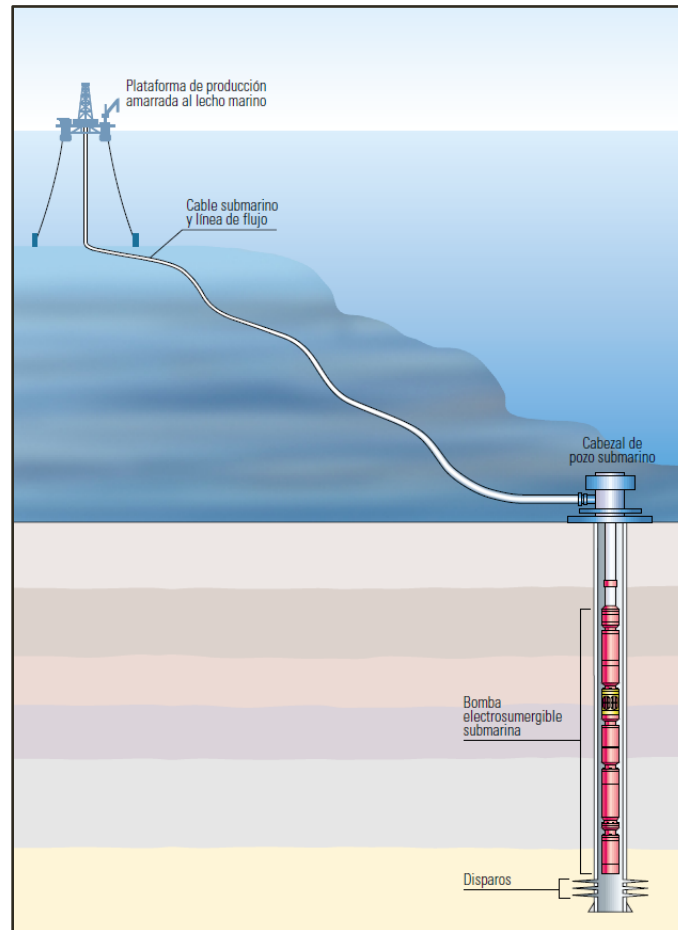
### 5.9.3. Caso Práctico de un sistema ESP en Brasil.

En las zonas marinas de Brasil, como en otras zonas petroleras, el diseño de los desarrollos de yacimientos situados bajo aguas profundas se ha visto limitado por las presiones de los yacimientos, ya que de ellas dependía la distancia aceptable entre el pozo y la plataforma, sin una pérdida crítica del flujo. La disminución de la presión se puede compensar por medio de la inyección de agua, mientras que la contrapresión se puede reducir con el levantamiento artificial por gas. Sin embargo, la eficiencia de este sistema disminuye en los pozos con largas conexiones horizontales, típicas de las terminaciones submarinas.

Para mantener la producción de crudo en estos pozos submarinos de aguas profundas es preciso encontrar nuevas soluciones para incrementar los gastos de producción, simplificar el diseño de las instalaciones de producción, disminuir el número de plataformas de producción y reducir las inversiones y los costos operativos. Varias soluciones se encuentran en proceso de investigación, entre las

que se incluyen el mejoramiento de las condiciones de fondo, las bombas multifásicas submarinas y la separación submarina de fondo.

En junio de 1998, se instaló una bomba electrosumergible en el pozo RJS-477, que forma parte del yacimiento Albacora Leste y se encuentra a una profundidad de 1,107 m bajo el nivel del mar, como resultado de la instalación de la bomba, el pozo comenzó a producir hacia la Plataforma P-25 del Campo Albacora (**Figura 5.12**).



**Figura 5.12** Bomba electrosumergible submarina instalada en el Campo Albacora Leste de la Cuenca de Campos en Brasil (Tomada de Cuvillier, 2000).

**Campo Albacora Leste:** Con un área de 141 km<sup>2</sup> y un volumen estimado *in situ* de 3,800 millones de barriles, el Campo Albacora Leste es el cuarto campo turbidítico más grande en aguas profundas de la Cuenca de Campos en Brasil, descubierto en 1986. Productor de aceite pesado y con terminaciones en arenas no consolidadas en yacimientos de formaciones turbidíticas complejas. Las reservas totales certificadas en Albacora-Leste son de 534 millones de barriles de petróleo y 32.6 millones de barriles equivalentes de gas, de los que 409 millones son reservas probadas.

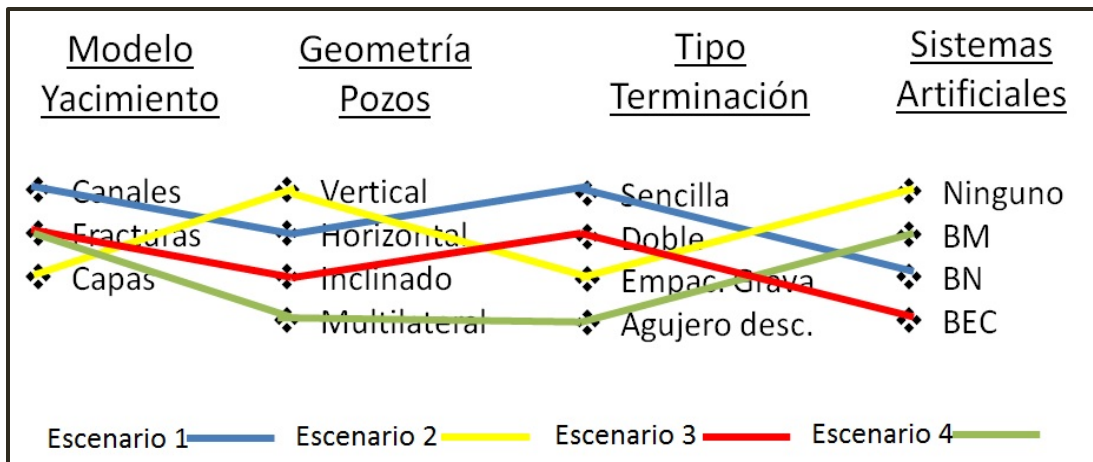
Para instalar las bombas electrosumergibles en aguas profundas, se desarrolló especialmente un nuevo equipamiento que permite la transmisión de energía hasta la profundidad extrema del agua y a grandes distancias.

El sistema de energía ha sido desarrollado para un rango de 24 km de distancia, lo que permite, que los pozos de la Cuenca de Campos, que se encuentran a unos 1,150 m de profundidad bajo el nivel del mar produzcan hacia instalaciones de alta capacidad, fijas en aguas menos profundas.

### 5.10. Proceso de selección.

Una vez que se han determinado las características del yacimiento y se conocen los tipos de tecnologías que pueden aplicarse para su desarrollo, se deben generar múltiples escenarios con diversas opciones, de tal forma que después de una rigurosa evaluación se pueda elegir el mejor escenario de explotación con el fin de maximizar la recuperación y disminuir a su vez el riesgo o incertidumbre.

Un escenario es la combinación de opciones que marcan un único curso de acción. En la **Figura 5.13** se observa que existen múltiples escenarios para un mismo yacimiento dependiendo de la geometría del pozo, el tipo de terminación y el sistema artificial que implique el mayor beneficio; cada uno de esos posibles escenarios debe ser evaluado para poder seleccionar el más adecuado.



**Figura 5.10** Esquema de posibles escenarios para la explotación de un yacimiento (Tomado de Neri, 2011).

Una de las herramientas que sirve de apoyo para la selección del escenario más conveniente, es el análisis de las curvas de declinación, en las cuáles se puede observar el comportamiento de la producción en un determinado periodo de tiempo. Finalmente se elige aquel escenario que proporcione la mayor producción, el mayor valor económico y el menor riesgo de operación.

## CONCLUSIONES

- ◆ A lo largo del tiempo diferentes autores han dado un significado diferente al termino “turbidita”, por lo que ha sido necesario llegar a una convergencia que permita a los geocientíficos trabajar y comprender a este tipo de secuencias sedimentarias.
- ◆ Gran parte de la producción mundial de hidrocarburos proviene de yacimientos en secuencias turbidíticas.
- ◆ Un mejor conocimiento de la geometría y facies del subsuelo trae como consecuencia un mejor entendimiento de las propiedades petrofísicas, lo que asegura una mayor tasa de éxito en la recuperación de hidrocarburos.
- ◆ En proyectos de explotación es necesaria la continua y permanente actualización de los modelos geológicos que permitan realizar la caracterización estática y dinámica del yacimiento.
- ◆ Es de vital importancia tener identificadas, caracterizadas e interpretadas las facies turbidíticas y sus ambientes sedimentarios de tal forma que contribuyan al conocimiento sobre los mecanismos de transporte y depósito, para conocer la distribución espacial y vertical de las secuencias potencialmente almacenadoras.
- ◆ Para obtener información más confiable es necesario estudiar núcleos y muestras de recortes para contribuir a la elaboración de modelos tridimensionales que permitan visualizar la complejidad de estas secuencias.
- ◆ Se debe diseñar el esquema de explotación más conveniente para este tipo de yacimientos, dependiendo de sus principales características.
- ◆ La elevada heterogeneidad de los yacimientos turbidíticos representa un gran reto para lograr una explotación económicamente rentable, por lo que es necesario adquirir un conocimiento geológico y petrofísico integral.
- ◆ La experiencia en exploración y explotación en yacimientos turbidíticos nacionales e internacionales debe ser adoptada para ser aplicada y obtener mayores beneficios.
- ◆ Los métodos y tecnologías que se encuentren funcionando con éxito en un campo pueden resultar no ser las más convenientes para otros campos, por lo que sería conveniente generar una guía que indique el tipo de tecnología que se debería aplicar para cierto yacimiento en función de sus características.

- ◆ La Cuenca de Chicontepec, concentra importantes reservas 3P, pero constituye uno de los mayores retos para la industria petrolera en México debido a su alta heterogeneidad y su baja energía de los yacimientos.
- ◆ Los yacimientos en turbiditas de las cuencas de Burgos y Veracruz ofrecen un aporte significativo a las reservas nacionales de México.
- ◆ Actualmente, los campos turbidíticos gigantes y supergigantes localizados en aguas profundas de la Cuenca de Campos en Brasil, concentran el 83 % de su producción nacional.
- ◆ En la etapa de desarrollo de un campo turbidítico, el número de pozos a perforar, el tipo de pozo y su adecuado espaciamiento, depende de la forma de los depósitos de turbiditas, de su espesor, de su variabilidad interna, de su porosidad y de su permeabilidad.
- ◆ Los desarrollos tecnológicos en perforación y terminación de pozos permiten la construcción de pozos no convencionales que hacen económicamente viable la explotación de campos con características y condiciones operativas difíciles.
- ◆ Las operaciones costa afuera de yacimientos en secuencias turbidíticas requieren de tecnologías especializadas de perforación y producción.
- ◆ Dentro de las estrategias que se tienen para la explotación de yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad, se cuenta con la operación de sistemas artificiales de producción como el Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático, previo análisis de factibilidad, en función de las características del yacimiento, de los pozos y de los fluidos a producir.

# BIBLIOGRAFÍA

- Aguayo, C.E., Sandoval, O.H, Araujo, M.J y Santillán, P.N., 2006, Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramiento. III Simposio: La Investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Aguayo, C.J.E. y Santillán, P.N., 2011. Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Arellano, G.J. y Yussim, G.S., 2004. Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México. Simposio La Investigación en la Facultad de Ingeniería.
- Arreguín L.M.A., 2005. Estratigrafía de secuencias de sistemas turbidíticos de aguas profundas de sedimentos del Plioceno y Mioceno, Cuenca de Veracruz. AMGP. Volumen LII.
- Arriaga, C.M.E., 2009. Estudio Bioestratigráfico con Base en Nanoplancton Calcáreo de un Pozo Costa Afuera, al Norte de la Península de Paría, Cuenca de Carúpano, Venezuela, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.
- Bagnold, R.A., 1954. Experiments on a gravity free dispersion of large solid spheres in a Newtonian fluid under shear. p. 49-63.
- Bagnold, R.A., 1956. The flow of cohesionless grains in fluids. Phil. Trans. Royal Society of London, p. 235-297.
- Barrios, R.J., 2003. Stratigraphic Analysis of Reflectivity Data, Application to Gas Reservoirs in the Burgos Basin, México, Ph.D. dissertation, Faculty of the Graduate School, The University of Texas at Austin.
- Beasley, J.C., Carl, F.J., Bize, E., Boyd, A., Frydman, M., Zerilli, A., Dribus, J.R., Moreira, J.L.P. y Capeleiro, P.A.C., 2010. El Play Presalino de Brasil, Oilfield Review, Schlumberger, v. 22, p. 28-39.
- Bentley, M.J., Johnson, J.S., Hodgson, D.A., Dunai, T., Freeman, S.P.H.T. y O'Coifagh, C., 2011. Rapid deglaciation of Marguerite Bay, western Antarctic Peninsula in the Early Holocene. Quaternary Science Reviews, p: 3338-3349.
- Bitter, M.R., 1993. Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan Massif, East-Central México", in J. L. Pindell and R. F. Perkins, eds., Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: 13th Annual Gulf Coast Section of Society for Sedimentary Geology. Research Conference, p. 155-172.
- Bouma, A.H. and Hampton, M.A., 1978. High resolution seismic profiles, side scan sonar records and sampling locations from lower Cook Inlet and Kodiak Shelf. U.S.G.
- Bouma, A.H. y Nilsen, T.H., 1978. Turbidite facies and deep-sea fans with examples from Kodiak island, Alaska. Offshore Technology Conference. U.S.G.
- Bouma, A.H. y Rozman, D.J., 2000. Characteristics of Fine-Grained Outer Fan Fringe Turbidite Systems, AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68, p. 291-298.
- Bouma, A.H., 1962. Sedimentology of some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation. Elsevier, p. 168.
- Bouma, A.H., 2000. Fine-Grained, Mud-Rich Turbidite Systems: Model and Comparison with Coarse-Grained, Sand-Rich Systems, AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68, p.9-20.
- Bourgeois, D., Tribe, I., Christensen, R., Durbin, P., Kumar, S., Skinner, G. y Wharton, D., 2006. Mejoras en la Colocación de Pozos con el Modelado durante la Perforación. Oilfield Review. SLB.

- Bourgoyne. Applied Drilling Engineering. SPE print 1986, p. 351.
- Bremner, C., Harris, G., Kosmala, A., Nicholson, B., Ollre, A., Percy, M., Salmas, C.J. y Solanki, S.C., 2007. Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles. Oilfield Review. SLB.
- Briones, H.N.T. y Núñez, D.J.E., 2011. Yacimientos Petroleros en Secuencias Arenos-Arcillosas, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Bruno, S.U., 2010. Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación de la Cuenca de Burgos, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Busch, D.A. y Govela, A.S., 1978. Stratigraphy and Structure of Chicotepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, México. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, Vol. 62, p. 235-246.
- Cantú, Ch.A. 1985. Is There a Chicotepec Paleocanyon in the Paleoceno of Eastern México?. Journal of Petroleum Geology, Vol. 8. p. 423-434.
- Carter, R.M., 1975. A discussion and classification of subaqueous mass transport with particular application to grain flow, slurry flow and fluxoturbidites. Earth Science Reviews, p. 145-177.
- Chakhmakhchev, A. y Rushworth, P., 2010. Global Overview of Recent Exploration Investment in Deepwater – New Discoveries, Plays and Exploration Potential, Search and Discovery Article #40656, AAPG Convention.
- Cheatwood, C.J. y Guzman, A.E., 2002. Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicotepec Field, Mexico. SPE 74407, in SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa, Tabasco, Mexico.
- Chevron, 2006. Estudio de Impacto Ambiental – EIA, Atividade de Produção de Petróleo no Campo de Frade, Bacia de Campos. Ecologus, Engenharia Consultiva.
- Chipana, R.J.F., 2006. Evaluación Geológica de la Formación Pariñas en el Yacimiento Sección 16 Lote 1 – Cuenca Talara, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería Geológica Minas y Metalurgia, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- CNH, 2010. Dictamen del Proyecto Agua Fría – Coapechaca, Secretaría de Energía.
- CNH, 2010. Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México, Documento Técnico 1, Secretaría de Energía.
- CNH, 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Primera Revisión y Recomendaciones, Secretaría de Energía.
- CNH. 2011. La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos. Documento Técnico 2. Secretaría de Energía.
- Corona, B.M.A. 2010. Estratigrafía de Secuencias de la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Tesis de Licenciatura. FI. UNAM.
- Corrales, I., Rosell, J., Sanchez, L.M., Vera, J.A. y Villas, L., 1977. Estratigrafía. Editorial Rueda. Madrid.
- Correa, T.J.H., 2009, Fundamentos de Perforación Direccional. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- Curray, J.R. y Moore, D.G., 1971. Growth of the Bengal deep-sea fan and denudation in the Himalayas. GSA Bulletin, p. 563–572.
- Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., Mendoça, J.E., Theuveny, B. and Vise, C., 2000. Soluciones para los Problemas de la Construcción de Pozos en Aguas Profundas, Oilfield Review, Schlumberger, p. 2-19.
- Daly, R.A., 1936. Origin of submarine canyons. American Journal of Science, p. 410-420.
- Echanove, E.O., 1986. Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos (Parte 1), Consideraciones Geológico-Petroleras, Boletín AMGP, v. XXXVIII, núm. 1, p. 3-39.



- Esparza, T.N.G., Mendoza, R.J., François, M.J. y Sosa, C.A., 2004. Construcción de Pozos y Desarrollo de Campos Petroleros en México, *Oilfield Review*, Schlumberger, v. 16, p. 48-55.
- Figón, G.L., Méndez L.J., Solano M.J., Téllez A.M., Méndez H.E., Ziga R.G., Castagna, J., Burnett, M., Slatt, R. y Mitra, S., 2004. Análisis de la descomposición espectral (ESP) aplicado a la exploración del Play Midway, SW de la Cuenca de Burgos. AMGP. Volumen LI.
- Figuroa R.A.H., Birkle, P., Pruess, K., Xu, T. y Díaz L.M., 2006. Using Laboratory Flooding Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fria Reservoir, Poza Rica- Altamira Field, México. SPE 103869.
- García, A.A., 1969. Problemas de la futura exploración con pozos profundos en la Cuenca de Burgos, en Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo, p. 68-124.
- González, G.R., 1976. Bosquejo geológico de la zona noreste (resumen), en Memoria del III Simposium de Geología de Subsuelo, Zona Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Reynosa, Tamaulipas, Petróleos Mexicanos (PEMEX), p. 5-30.
- González, L.N.R., 2011. Metodología de Diseño de Pozos no Convencionales, en el Paleocanal Chicontepec, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Gutiérrez, P.H., Martínez, M.M. y Sessariego, L., 2005. Proveniencia de las areniscas del Mioceno Medio y Superior de la Cuenca de Veracruz, México. AMGP. Volumen LIII.
- Hernández, D.A.E., 2012. Geología y Estratigrafía del Paleocanal de Chicontepec. Facultad de Ingeniería. UNAM (no publicado).
- Howell D.G. y Normark W.R., 1982. Sedimentology of Submarine Fans. U.S.G., p. 410.
- Hutton, J., 1788. Theory of the earth. Royal Society of Edinburgh Transactions, p. 209-304.
- Jiménez, M.G. y Sandoval, C.D.A., 2009. Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec, Tesis de Licenciatura, UNAM.
- Johnson, D., 1938. The origin of submarine canyons. *Journal of Geomorphology*, p. 111-340.
- Joseph, P. y Lomas, S.A., 2004. Deep-Water Sedimentation in the Alpine Basin of SE France. Geological Society of London.
- Kuenen, Ph.H. y Migliorini, C.I., 1950. Turbidity currents as a cause of graded bedding. *Journal of Geology*, p. 91-127.
- Kuenen, Ph.H., 1937. Experiments in connection with Daly's hypothesis on the formation of submarine canyons. *Leidse Geol. Meded.* p. 327-335.
- Kuenen, Ph.H., 1950. Turbidity currents of high density. 18th International Geological Congress, p. 44-52.
- Kuenen, Ph.H., 1951. Properties of turbidity currents of high density. In: Hough, J.L., Turbidity currents and the transportation of coarse sediments to deep water. SEPM Special Publication 2, p. 14-33.
- Kuenen, Ph.H., 1957. Sole markings of graded greywacke beds. *Journal of Geology*, p. 231-258.
- López, A.D., 2008. Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- López, L.E., 2012. Simulación Numérica de Pozos no Convencionales. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- Lowe, D.R., 1982. Sediment gravity flows: II. depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, p. 279-297.
- Martín, A.C.B., 2010. Estratigrafía de Secuencias de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

- Martínez, C.A.R., 2005. Conceptos Sedimentológicos, Estratigráficos y Estructurales en la Geología de Yacimientos de Fluidos, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Mayol, C.M.A., 2005. Caracterización Geoquímica de los Aceites de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Maestría, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Ticomán, IPN.
- Miall, A.D., 1990. Principles of Sedimentary Basin Analysis, 2nd Edition: New York, Springer-Verlag.
- Middleton, G.V. y Hampton, M.A., 1973. Sediment gravity flows: mechanics of flow and deposition. In: Middleton, G.V., Bouma, A.H., Turbidites and Deep-water Sedimentation, SEPM, p. 1-38.
- Middleton, G.V. y Hampton, M.A., 1976. Subaqueous sediment transport and deposition by sediment gravity flows. Marine Sediment Transport and Environmental management, p.197-217.
- Middleton, G.V., 1993. Sediment deposition from turbidity currents. Annual Review Earth Planetary Sciences, p. 89-114.
- Mutti, E. y Normark, W.R., 1987. Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: problems and concepts. In: Leggett, J.R., Zuffa, G.G., Marine Clastic Sedimentology: Concepts and Case Studies, p.1-37.
- Mutti, E. y Normark, W.R., 1991. An integrated approach to the study of turbidite systems. In: Weimer, P., Link, M.H., Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems, p. 75-106.
- Mutti, E. y Ricci Lucchi, F., 1972. Turbidites of the northern Apennines: introduction to facies analysis (English translation by T.H. Nilsen, 1978). Int. Geol. Rev. 20, p. 125-166.
- Mutti, E. y Ricci Lucchi, F., 1975. Turbidite facies and facies associations. International Geology Review, Vol. 20, p. 125-166.
- Mutti, E., 1977. Distinctive thin-bedded turbidite facies and related depositional environments in the Eocene Hecho Group (southcentral Pyrenees, Spain). Sedimentology, p. 107-131.
- Mutti, E., 1979. Turbidites et cones sous-marins profonds. In: Homewood, P. (Ed.), Sedimentation Detrique (Fluviatile, Littorale et Marine). Institut de Geologie, Universite de Fribourg, p. 353-415.
- Mutti, E., 1992. Turbidite sandstones. Agip Special publication, p. 275.
- Mutti, E., Nilsen, T.H. y Ricci Lucchi, F., 1978. Outer fan depositional lobes of the Laga Formation (Upper Miocene and Lower Pliocene), east-central Italy. In: Stanley, D.J., Kelling, G., Sedimentation in Submarine Fans, Canyons, and Trenches, Hutchinson and Ross, Stroudsburg, p. 210-223.
- Nelson, C.H. y Kulm, L.D., 1973. Submarine fans and deep-sea channels. In: Middleton, G.V., Bouma, A.H., Turbidites and Deep-Water Sedimentation, SEPM Pacific section Short Course, p. 39-78.
- Neri, F.U., 2011. Apuntes de la clase Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra. Facultad de Ingeniería. UNAM.
- Nieto, S.J.O., 2010. Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Normark, W.R. y Piper, D.J.W., 1972. Sediment and growth pattern of Navy deep-sea fan, San Clemente Basin, California borderland. Journal of Geology, p. 198-223.
- Normark, W.R., 1970. Growth patterns of deep-sea fans. AAPG Bull., Vol. 54, p. 2170-2195.
- Normark, W.R., 1978. Fan valleys, channels, and depositional lobes on modern submarine fans: characters for recognition of sandy turbidite environments. AAPG Bulletin, p. 912-931.
- Normark, W.R., 1991. Turbidite elements and the obsolescence of the suprafan concept, p. 1-10.
- Ortiz, U.A. y Tolson, G., 2004. Interpretación Estructural de una Sección Sísmica en la Región Arcabuz-Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 21, p. 226-235.
- PEMEX Exploración y Producción, 1998, 2002, 2003, 2005, 2007, 2009, 2010, 2011 y 2012. Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero.

- PEP, 2009. Comentarios del Personal de Explotación Petrolera de Pemex Exploración y Producción. Situación Panorámica de la Especialidad en México. p. 1-16.
- Pettijohn, F.J., 1975. Sedimentary Rocks, 3rd Edition. Harper & Row, Publishers, p. 628
- Pettingill, H.S., 1998. Turbidite giants-lessons from the world's 40 largest turbidite discoveries. EAGE/AAPG 3rd Research Symposium on Developing and Managing Turbidite Reservoirs.
- Pettingill, H.S., Repsol Exploración SA., 1998. World-Wide Exploration and Production: A Globally Immature Play with Opportunities in Stratigraphic Traps, paper SPE 49245.
- Pettingill, H.S., Repsol YPF y Weimer, P., 2002. World-Wide Deepwater Exploration and Production: Past, Present and Future, Offshore Technology Conference in Houston, Texas U.S.A.
- Pratson, L.F., Imran, J., Parker G., Syvitski, J.P.M. y Hutton, E., 2000. Debris Flow versus Turbidity Currents: a Modeling Comparison of their Dynamics and Deposits, AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68, p.57-72.
- Quispe, A.D.R., 2010. Evaluación Geológica de la Formación Mogollón en el Yacimiento Leones, Cuenca Talara – Perú, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- Reineck, H.E. y Singh, I.B., 1980. Depositional Sedimentary Environments, 2nd Edition, p. 549.
- Reinoza, G.C.E., 2009. Geología de Cuencas Petrolíferas de Venezuela, La Cuenca de Carúpano, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.
- Ricci Lucchi, F., 1975. Depositional cycles in two turbidite formations of northern Apennines. Journal of Sedimentary Petrology, p. 3-43.
- Rodríguez, O.C., 2010. Litofacies de la Formación Chivillas en Tehuacán, Puebla. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería UNAM.
- Rojas, L.E.L., 2010. Cuencas Sedimentarias del Noroeste Peruano, Geología de Talara, Sección de Posgrado y Segunda Especialización, Facultad de Ingeniería del Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
- Salcedo, V.R.F., 2011. Determinación de los Diferenciales de Presión Críticos de Arenamiento Mediante Análisis Geomecánico a los Yacimientos del Campo Dragón, Proyecto Mariscal Sucre. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Venezuela.
- Sanders, J.E., 1965. Primary sedimentary structures formed by turbidity currents and related re-sedimentation mechanisms. In: Middleton, G.V., Primary Sedimentary Structures and their Hydrodynamic Interpretation, SEPM, p. 192-219.
- Sandoval-Cambranis, M.J., 1969. Interpretación sedimentaria del Oligoceno Inferior en la Cuenca de Burgos, en Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No.1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo, p. 68-70.
- Santillán, P.N., 2009. Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Tesis de Maestría, Posgrado en Ciencias de la Tierra, Instituto de Geología, UNAM.
- Santillán, P.N. y Aguayo, C.J.E., 2011. Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352.
- SENER, 2012. Registro de Reservas Petroleras. Secretaría de Energía. Reporte consultado electrónicamente.
- Shanmugam, G. 1998. Dimensions and geometries of the components of deep-water systems. Mobil Technology Company Special Publication.
- Shanmugam, G. y Moiola, R.J., 1988. Submarine fans: characteristics, models, classification and reservoir potential. Earth-Science Reviews, p. 383-428.
- Shanmugam, G., 1996. High-density turbidity currents: are they sandy debris flows? Journal of Sedimentary Research.

- Shanmugam, G., 2000. 50 Years of the Turbidite Paradigm (1950s – 1990s): Deep-Water Processes and Facies Models – a Critical Perspective, *Marine and Petroleum Geology* 17, p. 285-342.
- Shanmugam, G., 2006. The tsunamite problem. *Journal of Sedimentary Research*.
- Shanmugam, G., 2010. Deep-Water Process and Facies Models: Implications for Sandstone Petroleum Reservoirs, *Handbook of Petroleum Exploration and Production*, v. 5.
- Slatt, R.M., 2000. Why Outcrop Characterization of Turbidite Systems, *AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68*, p.181-186.
- Slatt, R.M., 2003. Deepwater Turbidite Deposits and their Economic Significance, *Business Briefing: Exploration & Production, Deepwater Production*, p. 69-71.
- Solís, F.A., Rivera, C.S., Chacón, M.I., Quintero, G.O. y Urbina, P.E. 2010. Integración Multidisciplinaria para la Evaluación del Plan de Exploración del Campo Cauchy: Caracterización Estática y Dinámica, Predicciones y Análisis de Incertidumbre. *Revista de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. Vol. L No. 12*. p. 45-50.
- Stelling, C.E., Bouma, A.H. y Stone, C.G., 2000. Fine-Grained Turbidite Systems: Overview, *AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68*, p.1-8.
- Stow, D.A.V. y Mayall, M., 2000. Deep-water sedimentary systems: new models for the 21st century. *Marine and Petroleum Geology*, p. 125-135.
- Stow, D.A.V. y Shanmugam, G., 1980. Sequence of structures in fine-grained turbidites: comparison of recent deep-sea and ancient flysch sediments. *Sedimentary Geology*, p. 23–42.
- Strakhov, N.M., 1960. *Foundations of Lithogenetic Theory*. Nauka Press, p. 631.
- Tyler, N., Gachuz, M.H., Rivera, J., Manuel, J., Rodriguez, D., Rivas, G.S., Tyler, R. y Nuñez V.V.H. 2004. Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México. *SPE 92077*.
- Uribe, C.R.M., Mercado, H.V., Méndez, L.J. y Guerra, R.A. 2004. Modelado Geológico e Inversión Elástica en el Play Midway, Cuenca de Burgos. *Boletín de la Asociación de Geólogos Petroleros, A.C. Volumen LI. No.2*. p. 32-37.
- Uribe, C.R.M., Víctor, H.V., Méndez, L.J. y Guerra, R.A., 2004. Modelado geológico e inversión elástica en el Play Miday, Cuenca de Burgos. *AMGP. Volumen LI*.
- Vail, P.R., Audemard, F., Bowman, S.A., Eisner, P.N. y Perez-Cruz, C., 1991. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology - an overview. *Cycles and Events in Stratigraphy*, Springer-Verlag, p. 618-659.
- Van Wagoner, J.C., Posamentier, H.W., Mitchum, R.M., Vail, P.R., Sarg, J.F., Loutit, T.S. y Hardenbol, J., 1988. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *An Integrated Approach*, *SEPM Special Publication No. 42*, p. 39-45.
- Varilla, A.S., 2008. *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Veracruz*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Vázquez, M.A., 2008. *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Villamar V.M., Apuntes de la clase "Caracterización de yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007
- Vizcarra, M.H.H. 2005. Análisis Secuencial del Paleoceno-Eoceno y su Potencial Económico-Petrolero, al Norte del Campo Velero, en la Cuenca de Burgos, NE de México. Tesis de Licenciatura. FI. UNAM.
- Vrolijk, P.J., 1980. Experimental Study of Sand Transport and Deposition in a High-velocity surge, Massachusetts Institute of Technology, Master of Science in Geology.
- Walker, R.G., 1965. The origin and significance of the internal sedimentary structures of turbidites, p. 1-32.

- Walker, R.G., 1967. Turbidite sedimentary structures and their relationship to proximal and distal environments, p. 25-43.
- Walker, R.G., 1978. Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. AAPG Bulletin, p. 932–966.
- Walker, R.G. y Mutti, E., 1973. Turbidite facies and facies associations. In: Middleton, G.V., Bouma, A.H., Turbidites and Deep-water Sedimentation, SEPM Pacific section Short Course, p. 119–157.
- WEC. 2010. Mexico Well Evaluation Conference. Libro en Español. Schlumberger
- Weimer, P., 2000. Interpreting Turbidite Systems with 2-D and 3-D seismic data: An Overview, AAPG Memoir 72/ SEPM Special Publication 68, p.89-92.
- Yzaguirre, S.L.A., 1969. Geología Regional de la Cuenca de Burgos, en Memoria del Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: México, D.F., Instituto Mexicano del Petróleo.
- Zaldívar, G.A.J., 2008. Relación entre Ambientes Sedimentarios y Propiedades Petrofísicas de Rocas Clásticas Acumuladoras de Hidrocarburos, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

## Referencias Electrónicas

- <http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/>
- <http://es.scribd.com/doc/23533852/Marino>
- <http://homepage.ufp.pt/biblioteca/WEBTurdiDepSystems/Index.htm>
- <http://www.aipmac.org.mx/revista/2010/diciembre10/>
- <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2006/kr-sucre.htm>
- <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/2006/kr-sucre.htm>
- <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05c.htm>