



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

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

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

**PRESENTA:
ANGEL VÁZQUEZ MORIN**

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



MEXICO DF.

JULIO 2008

AGRADECIMIENTOS:

**A MIS PADRES, FIDEL VÁZQUEZ CRUZ
Y JUANA MORÍN PRESA POR DARME LA VIDA Y SER MI
MAS GRANDE APOYO DURANTE TODA MI EXISTENCIA**

**A MARIA ELENA CUAUTLI HERNANDEZ, MOTOR DE
ESTE PROYECTO, POR PERMITRME COMPARTIR CON
ELLA EL MAS GRANDE DE TODOS LOS PROYECTOS, LA
VIDA.**

**A MI HERMANA NICO Y POR SU APOYO
INCONDICIONAL**

**Y A TODOS MIS HERMANOS POR SU COMPAÑÍA Y SU
GUSTO POR LA VIDA.**

INDICE

RESUMEN

vi

1. GENERALIDADES

	Página
1.1 UBICACIÓN	1
1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN	3
1.3 OROGRAFÍA	3
1.4 HIDROGRAFÍA	4
1.5 CLIMAS	4
1.5.1 Temperatura	5
1.5.2 Precipitación pluvial	5
1.6 CARACTERÍSTICAS POR MUNICIPIO	5
1.6.1 Papantla	5
1.6.2 Coatzintla	6
1.6.3 Tihuatlán	7
1.6.4 Castillo de Teayo	8
1.6.5 Ixhuatlán de Madero	9
1.6.6 Tepetzintla	11
1.6.7 Chicontepec	12
1.6.8 Temapache	13
1.6.9 Poza Rica de Hidalgo	14
1.7 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC	15
1.7.1 Tipos de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec	19
1.7.2 Nombre y ubicación de los principales campos.	20
1.7.3 Importancia económica de la Cuenca de Chicontepec	21

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	24
2.2 ESTRATIGRAFÍA	27
2.2.1 BASAMENTO	28
2.2.2 MESOZOICO	28
2.2.2.1 Triásico	28
2.2.2.1.1 Formación Huizachal	28
2.2.2.2 Jurásico	29
2.2.2.2.1 Formación Huayacocotla	29
2.2.2.2.2 Formación Cahuwasas	29
2.2.2.2.3 Formación Tenexcate	29

	Página
2.2.2.2.4	Formación Huehuatepec 30
2.2.2.2.5	Formación Tepéxic 30
2.2.2.2.6	Formación Santiago 30
2.2.2.2.7	Formación San Pedro 31
2.2.2.2.8	Formación San Andrés 31
2.2.2.2.9	Formación Tamán 32
2.2.2.2.10	Formación Pimienta 32
2.2.2.3	Cretácico 32
2.2.2.3.1	Formación Tamaulipas Inferior 32
2.2.2.3.2	Formación Otates 32
2.2.2.3.3	Formación El Abra 33
2.2.2.3.4	Formación Tamabra 34
2.2.2.3.5	Formación Tamaulipas Superior 34
2.2.2.3.6	Formación Agua Nueva 34
2.2.2.3.7	Formación San Felipe 35
2.2.2.3.8	Formación Méndez 35
2.2.3	CENOZOICO 36
2.2.3.1	Formación Velasco 36
2.2.3.1.1	Velasco Basal 36
2.2.3.1.2	Velasco Inferior: 36
2.2.3.2	Grupo Chicontepec 36
2.2.3.2.1	Formación Chicontepec Inferior 36
2.2.3.2.2	Formación Chicontepec Medio. 37
2.2.3.2.3	Formación Chicontepec Superior (Chicontepec Canal). 37
2.2.3.3	Formación Aragón 37
2.2.3.4	Formación Guayabal 38
2.2.3.5	Formación Chapopote 38
2.2.3.6	Formación Tantoyuca 38
2.2.3.7	Formación Horcones 39
2.2.3.8	Formación Palma Real Inferior 39
2.2.3.9	Formación Palma Real Superior 39
2.2.3.10	Formación Concepción-Encanto 40
2.2.3.11	Formación Alazán 40
2.2.3.12	Formación Mesón 40
2.2.3.13	Formación Coatzintla 41
2.2.3.14	Formación Escolín 41
2.2.3.15	Formación Tuxpan 41
2.3	MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL 42
2.4	ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC 45
2.5	MODELO DE SEDIMENTACIÓN 46
2.6	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL 48

		Página
3. SISTEMA PETROLERO		
3.1	DEFINICIÓN Y PARTES DEL SISTEMA PETROLERO	50
	3.1.1 Los sistemas puros	51
	3.1.2 Los sistemas híbridos:	51
	3.1.3 Los sistemas conocidos:	52
	3.1.4 Los sistemas hipotéticos	52
	3.1.5 Los sistemas especulativos	52
3.2	SIMBOLOGÍA	52
3.3	SUBSISTEMAS	54
	3.3.1 Generador	54
	3.3.2 Almacenador	55
	3.3.3 Sello	56
	3.3.4 Migración	56
	3.3.5 Entrampamiento	57
3.4	PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA	57
	3.4.1 Rocas generadoras	57
	3.4.2 Rocas almacenadoras	59
	3.4.3 Rocas sello	59
	3.4.4 Generación- Migración	60
	3.4.5 Trampas	61
3.5	SISTEMA CHICONTEPEC	61
	3.5.1 Rocas generadoras	61
	3.5.1.1 Formación Santiago	61
	3.5.1.2 Formación Tamán	62
	3.5.1.3 Formación pimienta	62
	3.5.2 Migración	63
	3.5.3 Rocas almacenadoras	63
	3.5.4 Roca sello	63
	3.5.5 Trampas	63
	3.5.5.1 Trampas estructurales	63
	3.5.5.2 Trampas por variación de la permeabilidad.	64
	3.5.5.2.1 Trampas estratigráficas primarias	64
	3.5.5.2.2 Trampas estratigráficas secundarias	64
	3.5.5.3 Trampas combinadas	64
	3.5.5.4 Trampas típicas en la Cuenca de Chicontepec	64
3.6	PLAYS PRODUCTORES	66
	3.6.1 Play	66
	3.6.2 Generalidades del Play Chicontepec.	67
	3.6.3 Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior	68
	3.6.4 Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío)	68
	3.6.5 Play Tantoyuca (Eoceno Tardío)	68
	3.6.6 Rocas generadoras de los plays de la Cuenca de Chicontepec.	68

	Página
4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	
4.1 PROYECTO AGUA FRÍA-COAPECHACA-TAJÍN	70
4.2 ANTECEDENTES	70
4.3 PERFORACIÓN DIRECCIONAL CONTROLADA	76
4.3.1 Razones para perforar direccionalmente	76
4.4 CONCEPTOS BÁSICOS	77
4.4.1 Profundidad desarrollada	77
4.4.2 Profundidad Vertical Verdadera	78
4.4.3 Patrones desviación	78
4.4.4 Tipos de Trayectorias.	80
4.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL	81
4.6 APLICACIONES	83
4.6.1 Yacimientos delgados	83
4.6.2 Yacimientos naturalmente fracturados	83
4.6.3 Formaciones con problemas de conificación de agua y gas	83
4.6.4 Yacimientos de aceite pesado	84
4.6.5 Recuperación mejorada	84
4.7 HERRAMIENTAS	85
4.7.1 Toma Sencilla (Single Shot).	85
4.7.2 Tomas Múltiples Electrónico (EMS).	85
4.7.3 Registro Giroscópico (Gyro Survey).	86
4.7.4 Measurement While Drilling (MWD)	86
4.7.5 Motores de Fondo.	88
4.7.6 Ensamblajes rotarios y estabilizadores ajustables.	91
4.8 PARÁMETROS PARA EL ÉXITO ECONÓMICO	92
4.9 EL PRIMER POZO HORIZONTAL EN MÉXICO	96
4.10 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	98
4.11 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE POZOS VERTICALES HORIZONTALES E INCLINADOS	99
4.12 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	100
4.12.1 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico	101
4.13 AGENTE SUSTENTANTE	102
4.13.1 Transporte del agente sustentante	103
4.14 PRODUCTIVIDAD DE POZOS FRACTURADOS	106
4.15 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA CONTROL DE ARENA	110
4.16 OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN	111
4.16.1 Etapa de diseño	112
4.16.1.1 Identificación de áreas de mejora	112
4.16.2 Etapa de ejecución	113
4.16.3 Evaluación de resultados-reinicio del ciclo “DDE”	114
4.16.4 Resultados del proyecto	115
4.16.5 Aplicación de nuevas prácticas para la maximización del ritmo de penetración (ROP).	115

	Página
4.16.6 Tecnología Diamante Policristalino Compacto (PDC)	115
4.16.7 Control de la profundidad de corte	116
4.16.8 Motor de desplazamiento positivo (PDM)	116
4.16.9 Resultados	117
5. DESARROLLO DE CAMPOS	
5.1 MODELO PETROFÍSICO	119
5.2 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	127
5.3 SISTEMAS ARTIFICIALES	129
5.3.1 Funcionamiento del sistema artificial con bombeo mecánico	129
5.3.2 Funcionamiento del sistema artificial con bombeo neumático	129
5.4 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA	130
5.5 ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO	132
5.6 ESTRATEGIA DE DESARROLLO	133
5.7 IMPLANTACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	138
5.8 PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN	142
5.9 INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN.	144
5.10 APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	145
5.10.1 Registro MDT (Probador Modular Dinámico de Formación)	145
5.10.2 Registros espectrales para detectar longitud de fractura y porcentaje de fluidos recuperados	146
5.10.3 Empleo de fluidos fracturantes con baja carga polimérica	147
5.10.4 Arenas apuntalantes sintéticas	147
5.10.5 Empleo de resinas para evitar el regreso de arena en las operaciones de fractura	148
5.10.6 Herramientas de cierre en el fondo	148
5.10.7 Pozos multilaterales	149
5.10.8 Sistemas artificiales de punta	149
5.10.9 Bombeo por cavidades progresivas	149
5.10.10 Bombeo hidráulico	150
5.10.11 Inyección de trazadores químicos	151
5.10.12 Pruebas de tomografía sísmica para detectar orientación de fracturas generadas	152
5.11 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	152
5.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA	153
5.13 PRESUPUESTO	154
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFIA	169

Resumen

Durante más de 2 décadas la mayor parte de la producción nacional de hidrocarburos en México provino de la Sonda de Campeche y particularmente del complejo Cantarell el cual en los años recientes ha empezado una declinación natural en su producción diaria, debido a esto se requiere la explotación de campos alternos que sustituyan esta producción. El proyecto Chicontepec es una alternativa viable para esta sustitución mediante los estudios y estrategias pertinentes para seguir aportando recursos en beneficio del País. Este trabajo presenta un panorama general de La Cuenca de Chicontepec que pretende ser una guía general para el conocimiento geocientífico de la zona y el estado que guarda el proyecto, para a partir de este, planear y abordar estrategias que resulten en una mejor explotación de los hidrocarburos y mayores beneficios económicos.

En el Capítulo 1 se presentan datos generales de la Cuenca de Chicontepec, desde la ubicación del área de estudio, distribución de los campos, las vías de comunicación a través de las cuales se tiene acceso y cada uno de los municipios que comprende la cuenca. Cada uno de estos están descritos por medio de sus características demográficas y climáticas que nos presentan un panorama general del aspecto social y económico, relevante en un proyecto de la envergadura del denominado Proyecto Chicontepec, hasta la importancia estratégica que representan las reservas acumuladas para la producción de hidrocarburos en México. Además de datos históricos referentes al descubrimiento y producción, tipos y distribución de los hidrocarburos.

En el Capítulo 2 se ubica a la Cuenca de Chicontepec en el contexto geológico, que determina muchas de las características importantes a considerar para el desarrollo y explotación de los campos. La Cuenca de Chicontepec forma parte de la Provincia petrolera Tampico-Misantla, que es necesario tomar en consideración desde el punto de vista geológico-petrolero, ya que comparten características comunes. Se describe la evolución geológica de la provincia, la estratigrafía a través de la descripción en estricto orden de cada una de las formaciones que la conforman, el marco tectónico estructural, para posteriormente abordar el origen y evolución geológica de la Cuenca de Chicontepec y de la misma forma, la estratigrafía, geología estructural y el modelo de sedimentación, que determinan las características de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de las secuencias de areniscas.

El Capítulo 3 aborda el Sistema Petrolero, estudia los elementos necesarios para que sea posible la presencia de acumulaciones de hidrocarburos, que se pueden explotar con rendimiento económico; su definición y la descripción de cada una de sus partes, así como los procesos involucrados en la generación migración y almacenamiento de los mismos. Se describe el sistema Chicontepec a través de cada uno de los elementos que lo conforman; además de los plays involucrados que al nivel del Paleoceno y Eoceno que producen hidrocarburos en barras lóbulos y canales rellenos de areniscas.

El Capítulo 4 se refiere a los métodos de perforación que se practican en la Cuenca de Chicontepec, como son la perforación vertical, direccional y horizontal, específicamente como se ha perforado en el área denominada Agua Fría-Coapechaca-Tajín, sus principios, ventajas de aplicación en las condiciones características de las formaciones a perforar y una metodología orientada a la optimización de la perforación que permite reducciones importantes de tiempos y costos de perforación. Derivados de las actividades de perforación, se presentan los trabajos de terminación de pozos que en la Cuenca de Chicontepec adquieren un papel trascendental debido a las características de las formaciones productoras. Por lo que se presentan los aspectos más importantes de los tratamientos de fracturamiento hidráulico con agente sustentante.

En el Capítulo 5 se presentan los elementos necesarios para lograr la extracción adecuada de los hidrocarburos almacenados en el área Agua Fría-Coapechaca-Tajín, comprende el modelo geológico abordado en los capítulos 2 y 3, los estudios del modelo petrofísico, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, estrategia de desarrollo y procesos de recuperación secundaria. Además del estudio de las nuevas tecnologías susceptibles de ser aplicadas con objeto de mejorar el desempeño de todas las actividades que involucra la producción racional de los hidrocarburos, para finalmente presentar los resultados del estudio económico y los recursos disponibles en la Cuenca de Chicontepec.

1. GENERALIDADES

1.1 UBICACIÓN

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en el Centro-Oeste de la República Mexicana, en porciones de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, a 250 km al noreste de la ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica Veracruz, entre las coordenadas 20°27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Es parte de la Provincia petrolera denominada Tampico-Misantla, y cubre una superficie aproximada de 3,731 km². Fisiográficamente se localiza en la planicie costera del Golfo de México, al oeste de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al oriente de la Sierra Madre Oriental (Fig. 1.1); la mayor parte de la Cuenca de Chicontepec se encuentra en los estados de Puebla y Veracruz. Debido a su gran extensión y distribución, es administrada por PEMEX simultáneamente desde los activos Altamira y en mayor parte de Poza Rica, pertenecientes a la Región Norte.

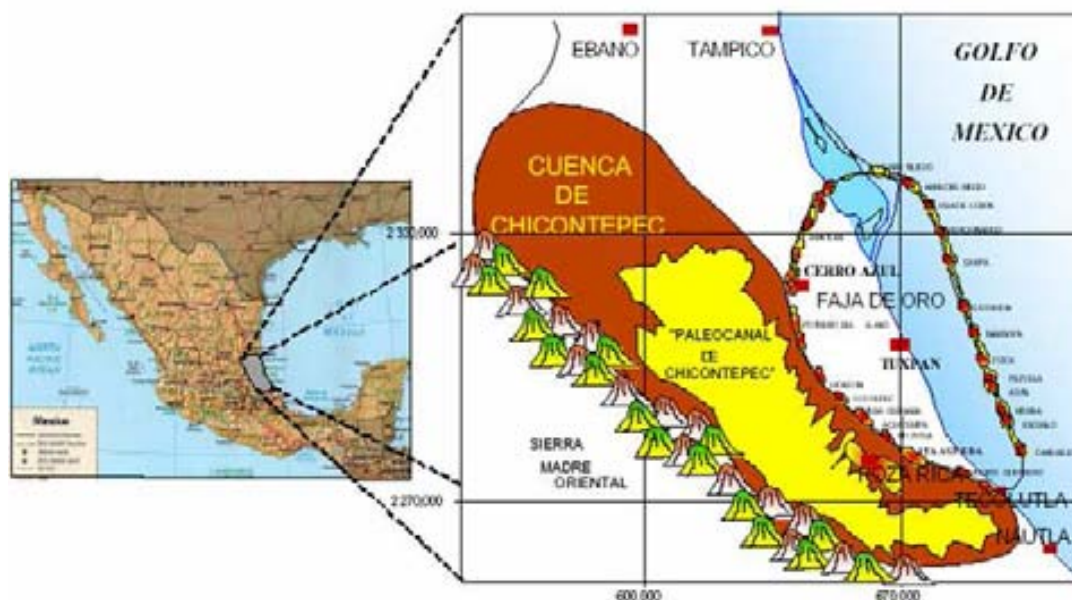


Fig. 1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca de Chicontepec.¹

Considerando las dimensiones de la cuenca, características geológicas, producción de hidrocarburos, su gran extensión, y la distribución espacial de las secuencias sedimentarias que caracterizan a esta cuenca, se tiene gran complejidad, sin embargo se han podido encontrar 29 campos petroleros, de los cuales Soledad Norte se encuentra desarrollado, en tanto que Coyotes, Soledad, Miquetla, Aragón, Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Amatlán y Horcones, se encuentran parcialmente desarrollados. El resto de las áreas no cuentan actualmente con actividad de exploración y/o producción, sin embargo, tienen el potencial suficiente para su exploración y explotación futura. La distribución y características de los yacimientos han ocasionado dificultades en el manejo eficiente de las reservas y de la producción (Fig. 1.2).

¹ González- García, P. y Cruz-Helú P., 1999



Fig. 1.2 Distribución de los campos en la Cuenca de Chicontepec.²

El proyecto Chicontepec esta integrando por 5 áreas de exploración que abarcan los siguientes municipios:

- Francisco Z. Mena
- Venustiano Carranza
- Pantepec
- Papantla
- Tihuatlán
- Coatzintla
- Castillo de Teayo
- Ixhuatlán de Madero
- Tepetzintla
- Chicontepec
- Temapache
- Poza Rica de Hidalgo

Los 3 primeros pertenecen al estado de Puebla y los 9 restantes a Veracruz.

² PEMEX Exploración y Producción Región Norte. 2005

1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN

La región donde se ubica la Cuenca de Chicontepec cuenta con numerosas vías de acceso por tierra a través de carreteras estatales y federales que comunican a los municipios que comprende, así como caminos rurales de terracería entre comunidades aledañas. Cuenta con un aeropuerto ubicado en Poza Rica Veracruz.

En la Fig. 1.3, se muestra de forma general las principales vías de comunicación de la región de la Cuenca de Chicontepec, en la misma figura se encuentran señalados en rombos oscuros, los municipios que abarca y que fueron citados previamente.

Las carreteras que comunican el área de estudio son: de noroeste a sureste, la carretera federal No. 180 que pasa por zonas agrícolas, ganaderas e industriales de gran trascendencia, en las que se ubican las poblaciones de Pueblo Viejo, Ozuluama, Naranjos, Potrero de Llano, entre otras; con esta carretera entroncan la mayoría de las carreteras que llegan a este sector norte del estado de Veracruz provenientes de interior del país, como la federal No. 105, en el norte, mediante la cual se va de Pachuca, Hidalgo, a Tampico, Tamaulipas, entre otras comunidades importantes.

La carretera No. 130 México-Poza Rica Veracruz es otra vía de comunicación muy importante, antes de llegar a la ciudad petrolera pasa por Pachuca y Tulancingo en el estado de Hidalgo, y posteriormente por Huauchinango y Xicotepéc de Juárez en el estado de Puebla.

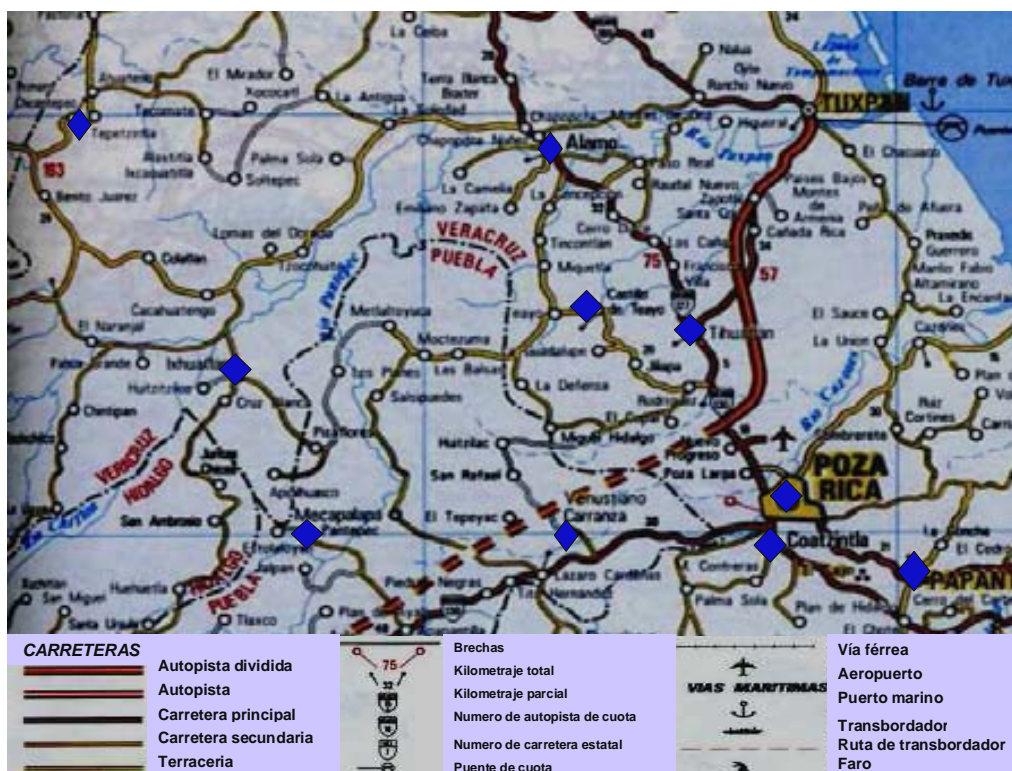


Fig. 1.3 Vías de comunicación.³

³ Por las carreteras de México. Guía Roji. México 2003

1.3 OROGRAFÍA

El área donde se ubica la Cuenca de Chicontepec, corresponde con lomeríos en la planicie costera del Golfo de México; también se tienen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 500 m sobre el nivel medio del mar; se encuentra influenciada principalmente por la denominada zona montañosa de la Huasteca, y en menor medida por la Sierra Madre Oriental, la Sierra de Papantla y Sierra de Chicontepec.

1.4 HIDROGRAFÍA

La Cuenca de Chicontepec se ubica totalmente dentro de la llamada región hidrológica “Tuxpan Nautla” que ocupa la porción noreste del territorio veracruzano y está integrada por las cuencas de los ríos Nautla, Tecolutla, Cazones y Tuxpan; además un rasgo sobresaliente corresponde con la laguna de Tamiahua. Los ríos señalados desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en numerosos afluentes fuera de la entidad (Fig. 1.4)

La laguna de Tamiahua, una de las más grandes de la República Mexicana, se une con el Río Pánuco a través de los canales Chijol, Calabozo, Wilson y con la Laguna de Tampico Alto.

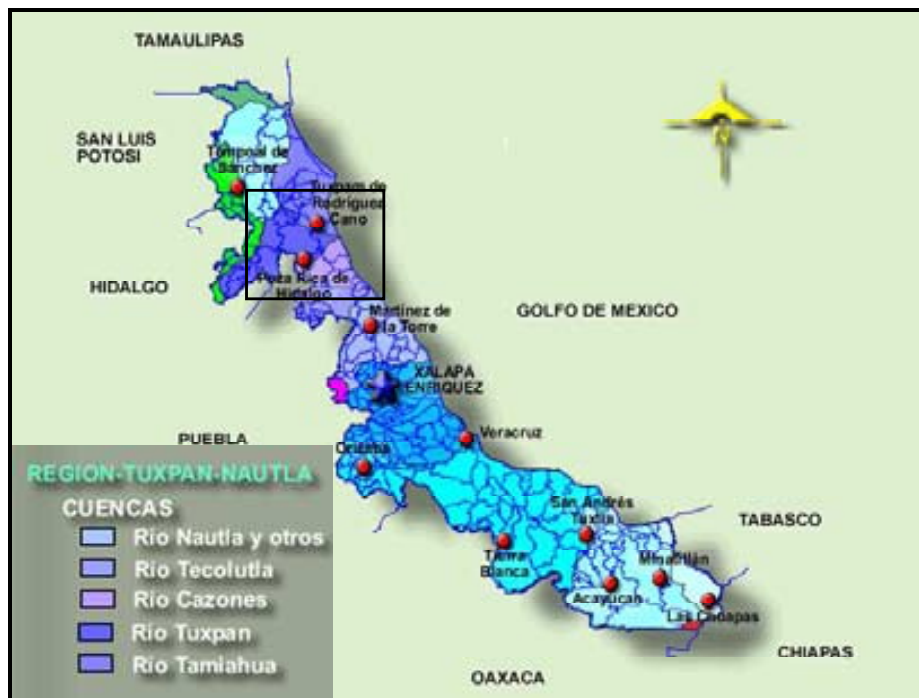


Fig. 1.4 Region hidrológica “Tuxpan Nautla.”⁴

⁴ Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática 2007

1.5 CLIMAS

En la región de la Cuenca de Chicontepec se presentan los siguientes climas:

- Clima cálido-húmedo, con lluvias todo el año.
- Cálido-húmedo con abundantes lluvias en verano.
- Clima cálido-subhúmedo con lluvias en verano.
- Clima cálido-regular.
- Clima cálido-extremoso.
- Clima cálido.

1.5.1 Temperatura

La temperatura promedio anual varía entre los 18 y 25 °C.⁵

1.5.2 Precipitación pluvial

La precipitación pluvial media anual varía entre los 108 y 1947 mm.^{6,7}

1.6 CARACTERÍSTICAS POR MUNICIPIO

A continuación se presentan las características generales de los municipios pertenecientes al Estado de Veracruz donde se localiza la mayor parte de la Cuenca de Chicontepec.

1.6.1 Papantla

Se encuentra ubicado en la zona norte del Estado, en la Sierra Papanteca, entre las coordenadas 20° 27" latitud norte y 97° 19" longitud oeste, a una altura de 180 m sobre el nivel del mar, sobre las tribulaciones de un conjunto montañoso de la Sierra Madre Oriental, la cual recibe el nombre local de Sierra Papantla; la topografía es irregular, con cerros de poca altura y con predominancia de valles. Limita al norte con Cazones de Herrera, al este con Tecolutla y Gutiérrez Zamora, al sureste con Martínez de la Torre, al sur con el Estado de Puebla, al oeste con Espinal, Coatzintla y Poza Rica; al noroeste con Tihuatlán. Su distancia en línea recta al noroeste de la capital del Estado es de 110 Km (270 km por carretera). Tiene una superficie de 1,199.26 km², cifra que representa 1.65 % total del Estado. Es cruzado por pequeños ríos y afluentes que derivan al Tecolutla y Texistepec; existen arroyos tributarios importantes como el Tlahuanapa, Santa Agueda y Poza Verde. Características que dan origen a un clima cálido-regular con una temperatura promedio de 20.8° C; su precipitación pluvial media anual es de 1,160 mm y los ecosistemas que coexisten son el bosque tipo subtropical perennifolio, con especies de árboles como jonote, laurel, palo mula, cedro, ceiba y algunas variedades de la familia de las leguminosas, donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de armadillos, conejos, tejones, mapaches, tlacuaches, coyotes, ardillas, palomas, codornices, gavilanes; víboras de cascabel, coralillo, mazacuatas y nauyacac.

Su riqueza natural está representada por los siguientes recursos:

⁵ Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática

⁶ Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática

⁷ Centro Nacional de Desarrollo Municipal. Gobierno del estado de Puebla

- 3,220 pozos petroleros en explotación dentro del municipio.
- 17 Km de playas vírgenes.
- Un 14 % de zona boscosa con árboles de maderas preciosas.
- Un 75 % de pastizales y zonas agrícolas.

En lo que se refiere a sus características demográficas, para el año 2005, el número de habitantes en el municipio era de 152,863, que representa el 2.15 % de la población total del estado, con una tasa de crecimiento media en el periodo 2000-2005 de -1.89 % y se tiene proyectado que para 2010 alcance un total de 181,676 ⁸ de habitantes. De la población actual, un 24.24 % habla alguna lengua indígena siendo la principal, la totonaca y las principales religiones son la católica y evangélica, además existe un número importante de la población que no practica religión alguna.

En cuanto a servicios educativos y de salud, para el inicio de cursos 2005-2006 la población escolar total ascendió a 44,849 alumnos en todos los niveles educativos y se otorgaron en 2005 un total de 329,648 consultas médicas externas en las 36 unidades destinadas para tal fin.

Los medios de comunicación se componen de la señal de estaciones radiodifusoras de AM y FM, también se recibe la señal de televisión y cuenta con servicio de televisión por cable. Asimismo, circulan medios impresos y se cuenta con servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y en 72 localidades, así como con telefonía rural; además 63 oficinas postales y una oficina de telégrafos.

El municipio cuenta con 118 km de carretera asfaltada y aproximadamente 536 km de carreteras de terracería transitables en todo tiempo. Asimismo tiene servicio de terminal de autotransporte de pasajeros de primera y segunda clase.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa Por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	47.0 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	16.0 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	30.0 %
No especificado.	3.06 %

Tabla 1.1 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Papantla, Veracruz.

Al año 2005 su grado de marginación es alto.

⁸ CONAPO

1.6.2 Coatzintla

Se localiza en la zona norte del estado, entre las coordenadas 20° 29' latitud norte y 97° 28' longitud oeste, a una altura de 120 m sobre el nivel del mar, su relieve presenta irregularidades y conjuntos montañosos de la Sierra de Papantla. Limita al norte con Tihuatlán y Poza Rica, al este con Papantla, al oeste con el estado de Puebla y al sudoeste con Coyuntla. Su distancia aproximada por carretera a la capital del estado es de 120 km; tiene una superficie de 235.25 km², cifra que representa un 0.32 % del total del Estado. Su suelo se encuentra regado por pequeños y numerosos arroyos, que son tributarios del Río Cazones; su clima es cálido-regular con una temperatura promedio de 24.4 °C. Su precipitación pluvial media anual es de un mil 108 mm, lo que da lugar a ecosistemas como la selva alta perennifolia con especies como el cacahuete, laurel, jonote, cedro, caoba y acahuales, donde habitan poblaciones de conejos, mapaches, armadillos, ardillas y zorrillos. Asimismo generan riqueza representada por su vegetación, sobresaliendo las maderas preciosas. Además cuenta con yacimientos petroleros.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con 43,106 habitantes que representan el 1.69 % de la población del estado; con una tasa de crecimiento media para el periodo 2000-2005 de 1.69 % y se espera que para el 2010 el número de habitantes se incremente a 51,106.⁹ En el municipio, el 2.27 % de la población habla alguna lengua indígena siendo la totonaca la principal y la segunda la otomí. Se practican la religión católica y protestante entre otras y algunos no practican religión alguna; en el municipio se cuenta con un total de 10,814 viviendas de las cuales 8,665 son particulares.

La infraestructura de educación y salud esta compuesta por 95 escuelas que para el inicio de cursos 2005-2006 registraron un total de 10,031 alumnos en niveles educativos que comprenden, preescolar, primaria, secundaria y bachillerato y por 6 unidades de consulta externa que en el año 2005 brindaron un total de 53,326 consultas de este tipo.

Cuenta con una estación radiodifusora de AM y se recibe señal de televisión, servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 12 localidades, telefonía celular; además de 9 oficinas postales y una de telégrafos. Tiene una infraestructura de vías de comunicación conformada por 57.4 km de carreteras pavimentadas, tiene servicio de transporte de pasajeros.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca).	24.0 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción).	28.09 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros).	46.13 %
No especificado.	1.76 %

Tabla 1.2 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Coatzintla, Veracruz.

En el año 2005 su grado de marginación se clasificó como bajo.

⁹ CONAPO

1.6.3 Tihuatlán

Se encuentra ubicado en la zona norte del estado entre las coordenadas 18° 27' latitud norte y 96° 21' longitud oeste a una altura de 60 m sobre el nivel del mar, sobre las estribaciones de la Huasteca. Limita al norte con Temapache y Tuxpan, al este con Papantla, Poza Rica y Cazones, al sur con Coatzintla y al suroeste con el estado de Puebla. Su distancia aproximada a la capital del Estado, por carretera es de 316 km, tiene una superficie de 828.29 km², cifra que representa un 1.14 % del total del Estado; superficie que es regada por los ríos Cazones y Tontepec, que desembocan en el Golfo de México, también esta regado por el arroyo de la Bomba y otros tributarios de menor importancia. Estas características dan origen a un clima cálido-regular, con una temperatura media anual de 24.2 °C; su precipitación pluvial media anual es de 1,076.2 mm. La vegetación es de tipo caducifolia y se encuentran árboles como el encino, el fresno, sauce y álamo, que proporcionan una riqueza forestal, ganadera y agrícola.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 80,923 habitantes que representan el 1.14 del total del estado, con una tasa de crecimiento media para el periodo 2000-2005 de -0.04 % y se espera que para 2010 se llegue a los 87,253¹⁰ habitantes. Se practican religiones tales como la católica y protestante, entre otras, además de que existe un número importante que no practica religión alguna. Un 4.33 % de la población es hablante de alguna lengua indígena, siendo la principal, la totonaca. En el municipio se cuenta con 19,118 viviendas, de las cuales 18,465 son particulares.

En cuanto a los servicios educativos y de salud, para el inicio del ciclo escolar 2005-2006 se registraron un total de 21,788 alumnos en los niveles educativos que van desde el preescolar hasta el bachillerato y en 2005, se otorgaron un total de 102,570 consultas médicas externas en las 19 unidades destinadas para tal fin.

Los medios de comunicación están conformados por publicaciones periodísticas, la señal de 15 estaciones de radio AM y 10 de FM, así como la de canales de Televisión. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 40 localidades, así como telefonía rural; además 15 oficinas postales y 1 de telégrafos. La infraestructura de vías de comunicación por 150 km de carretera, asimismo tiene servicio de terminal de autotransporte de pasajeros de segunda clase y aeropuerto denominado "el Tajín".

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	46.0 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	15.0 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	33.0 %
No especificado.	1.34 %

Tabla 1.3 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Tihuatlán, Veracruz.

Su grado de marginación al año 2005 es considerado como alto.

¹⁰ CONAPO

1.6.4 Castillo de Teayo

Se localiza en la Huasteca, en la zona norte del Estado de Veracruz, entre las coordenadas 20° 45' latitud norte y 97° 38' longitud oeste, a una altura de 80 m sobre el nivel del mar en la Huasteca Veracruzana. Su suelo presenta lomeríos sin alturas notables, ya que estos tienen alturas máximas de 100 m sobre el nivel del mar; tiene una superficie de 447.46 km², cifra que representa un 1.56 % del total del Estado. Limita al norte con Temapache, al sureste con Tihuatlán y al sur con el Estado de Puebla. Su distancia aproximada por carretera a la capital del estado es de 160 km, su territorio es regado por el Río Tecoxtempán, tributario del Río Tuxpan; el Río Tempoal y arroyos como el Mequeta y otros de menor importancia. Su clima es cálido-regular con una temperatura promedio de 22 °C; su precipitación pluvial media anual es de 1 mil 552.1 mm misma que da origen a ecosistemas, como el bosque caducifolio, con árboles maderables; donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de conejos, armadillos, mapaches, comadreas, zorras, ardillas y a una vegetación donde sobresalen las maderas preciosas por lo apreciado de su madera, además cuenta con campos petroleros en desarrollo.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 18,424 habitantes, cifra que representa el 0.26 % de la población estatal, con una tasa de crecimiento media en el periodo 2000-2005 de -1.04 % y se espera que para 2010 sean 20,818¹¹; un 10.52 % de la población habla alguna lengua indígena siendo la principal el náhuatl. Y se practican religiones tales como la católica y protestantes entre otras, se cuenta un total de 4,262 viviendas de las cuales 42 son particulares.

Para el inicio de cursos 2005-2006 se registraron un total de 6,757 alumnos en todos los niveles educativos desde preescolar hasta bachillerato así como en otros que incluyen educación especial, inicial y capacitación para el trabajo. En cuanto a los servicios de salud, durante el año 2005 se otorgaron 34,243 consultas medicas externas en 8 unidades de este tipo.

Cuenta con dos estaciones de radio en banda FM y todos los canales de televisión comercial. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 9 localidades, así como con telefonía rural; además de 6 oficinas postales. La infraestructura de vías de comunicación está conformada por 91.6 km de carretera, asimismo tiene servicio de transporte de pasajeros.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector de Producción	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca)	79.4 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	6.09 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	11.68 %
No especificado	2.53 %

Tabla 1.4 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Castillo de Teayo, Veracruz.

Su grado de marginación al 2005, es alto.

¹¹ CONAPO

1.6.5 Ixhuatlán de Madero

Se encuentra ubicado en la zona norte del estado, entre las coordenadas 20°41´ de latitud norte y 98°01´ de longitud oeste, a una altura de 260 m sobre el nivel del mar, en las estribaciones de la Huasteca. Limita al norte con Chicontepec, al este con Temapache, al sur con los estados de Hidalgo y Puebla; al oeste con Tlachichilco y Benito Juárez. Su distancia aproximada a la capital del estado por carretera, es de 376 km. Tiene una superficie de 598.81 km², cifra que representa el 82 % del total del Estado. Su territorio es regado por el Río Vinazco y otros de menor importancia; el clima es cálido-extremoso con una temperatura promedio de 23.2 °C; su precipitación pluvial media anual es de 435.9 mm y da origen a ecosistemas como el bosque templado con especies de ojite, caoba, cedro y chicozapote; la fauna esta compuesta por poblaciones de armadillos, tejones, ardillas, conejos, aves y reptiles. La vegetación es abundante y destacan las maderas finas como el cedro rojo y blanco, el quebrachi, el palo de zapote, el tempexquite, entre otras. Cuenta con yacimientos de petróleo

De acuerdo con los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 48,609 habitantes que representa el 0.68 % del total del estado, con una tasa de crecimiento media para el periodo 2000-2005 de -0.22 % y se tiene contemplado que para 2010 sean 58,144¹² habitantes. Existen en el municipio hablantes de lengua indígena que alcanzan un 70.32 % del total de la población, siendo la principal lengua, el náhuatl. Entre la población se practican religiones tales como la católica y protestante, entre otras; además existen pobladores que no profesan religión alguna. Se cuenta con un total de 10,746 viviendas de las cuales 10,687 son particulares.

En cuanto a los servicios médicos y de educación, para el inicio de cursos en el periodo 2005-2006, se registraron 16,711 alumnos que van desde el preescolar hasta licenciatura, En 2005, se otorgaron 98,982 consultas médicas externas en 22 unidades de este tipo.

Se recibe la señal de estaciones radiodifusoras de AM y FM, de televisión, circulan medios impresos; tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 31 localidades, así como con telefonía rural, 4 oficinas postales y una de telégrafos. La infraestructura de vías de comunicación está conformada por 82.6 km de carretera.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector de Producción	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	81.02 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	3.73 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	11.10 %
No especificado.	4.13 %

Tabla 1.5 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Ixhuatlán de Madero, Veracruz.

Hasta el 2005 su grado de marginación estaba clasificado como muy alto.

¹² CONAPO

1.6.6 Tepetzintla

Se encuentra ubicado en la zona norte del Estado, entre las coordenadas 21° 10' latitud norte y 97° 51' longitud oeste a una altura de 260 m sobre el nivel del mar sobre las estribaciones de la Sierra Madre Oriental. Limita al norte con Ixcatepec, Cerro Azul, Tancoco y Chontla, al sur con Tempache y Chicontepec. Su distancia aproximada a la capital del Estado por carretera, es de 395 km, tiene una superficie de 245.56 km², cifra que representa un 0.084 % del total del Estado y es regado por pequeños ríos y arroyos que son tributarios del Río Tuxpan. Su clima es cálido-extremoso, con una temperatura media anual de 21 °C, su precipitación pluvial media anual es de 1,967 mm. Esto da origen a una vegetación de tipo bosque mediano o bajo subtropical perennifolia y se encuentran árboles como el encino, el fresno, sauce, álamo y a una gran variedad de animales silvestres. El municipio cuenta con recursos naturales de tipo mineral, forestal y yacimientos de petróleo.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 13,672 habitantes, que representa el 0.19 % del total del estado; con una tasa de crecimiento media para el periodo 2000-2005 de -0.11 % y se espera que en 2010 la población aumente a 14,627¹³. De la población, un 18.83 % habla alguna lengua indígena, siendo la principal el huasteco. Se profesan religiones tales como la católica y protestantes entre otras y se presentan casos de personas que no practican religión alguna. En el municipio existe con un total de 3,224 viviendas, de las cuales 3,198 son particulares.

En lo que se refiere a los servicios educativos y de salud, para el inicio de cursos del periodo 2005-2006, se tienen registrados un total de 4,788 alumnos en los niveles que van desde el preescolar hasta el bachillerato incluyendo educación para adultos. En cuanto a los servicios de salud, para el 2005 se tienen contabilizadas un total de 19,270 consultas medicas externas en las 6 unidades existentes.

El municipio recibe la señal de 6 estaciones de radio de AM y 4 estaciones de FM, así como publicaciones periodísticas y la señal de canales de televisión comercial. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 8 localidades, así como telefonía rural; además 5 oficinas postales. Cuenta con una infraestructura de vías de comunicación conformada por 66.5 km de carretera.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	66.0 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	6.30 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	19.0 %
No especificado.	3.67 %

Tabla 1.6 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Tepetzintla, Veracruz.

¹³ CONAPO

Su grado de marginación en 2005 era alto.

1.6.7 Chicontepec

Se encuentra ubicado en la zona norte del Estado, entre las coordenadas 20°58´ de latitud Norte y 98°10´ de longitud Oeste, a una altura de 520 m sobre el nivel del mar en la región montañosa de la Huasteca Veracruzana, donde las ramificaciones de la Sierra madre Oriental reciben el nombre local de Sierra de Chicontepec, que significa precisamente “siete cerros”. Limita al Norte con Tantoyuca e Ixcatepec; al Este con Temapache y Tepetzintla; al Sur con Ixhuatlán de Madero y Benito Juárez; al Oeste con el Estado de Hidalgo. Su distancia aproximada a la capital del estado por carretera es de 445 km; tiene una superficie de 978 km², cifra que representa un 1.34 % total del Estado. Su territorio se encuentra regado por pequeños tributarios del Río Tuxpan, entre los que se encuentran el Calabozo, que nace en la Sierra de Huayacocotla y sirve de límite con el Estado de Hidalgo. Cuenta con varios arroyos, destacando los de Comitlán, Ahuimo, La Antigua, Tlacolula y Camotipan. Su clima es cálido-extremoso con una temperatura promedio de 22.1° C.; su precipitación pluvial media anual es de 1,645 mm, originando ecosistemas como el de bosque alto perennifolio y mediano perennifolio y secundario, donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de quaqueches, temasaes, armadillos, conejos, venados, aves y reptiles.

En el municipio se pueden encontrar entre sus principales recursos naturales, 30 hectáreas cultivadas con arbolado de maderas finas como cedro, caoba, primavera y palo de rosa, con una edad aproximada a los cuatro años. Por otra parte, se cuenta con yacimientos petroleros en desarrollo en la región Sur-Mesa de Tzapotzala, región Sureste-La Antigua, Tepenahuac y Xochicuatepec y en la región Centro-Alaxtitla Huixnopala.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 55,373 habitantes que representan el 0.78 % de la población del estado, con una tasa de crecimiento media para el periodo 2000-2005 de -1.03 % y se espera que para 2010 la población sea de 61,416.¹⁴ Un 69.44 % de la población habla alguna lengua indígena, la principal es el náhuatl. Se practican religiones como la católica y protestantes entre otras y existen pobladores que no profesan religión alguna. Se tienen contabilizadas un total de 12,429 viviendas de las cuales 12,319 son particulares.

Los servicios educativos y de salud están conformados por un total de 408 escuelas en niveles educativos que van desde el preescolar hasta la licenciatura y que incluyen educación inicial, especial, capacitación para el trabajo y educación para adultos y en las cuales se registraron para el inicio del ciclo escolar 2005-2006, 21,244 alumnos. De un total de 27 unidades de consulta externa mismas donde el año 2005 se brindaron 151,939 consultas medicas de este tipo.

El municipio recibe la señal de 4 estaciones radiodifusoras de AM y 2 de FM, también se recibe la señal de televisión comercial; asimismo circulan medios impresos. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 29 localidades, así como telefonía rural, además 3 oficinas postales y 1 de telégrafos. La infraestructura de vías de comunicación está conformada por 202.0 Km de carretera.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

¹⁴ CONAPO

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	78.42 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción).	4.64 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	14.83 %
No especificado.	2.08 %

Tabla 1.7 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Chicontepepec, Veracruz.

Su grado de marginación al 2005 es alto.

1.6.8 Temapache

Se encuentra ubicado en la zona norte del Estado, entre las coordenadas 20° 55' latitud norte y 97° 41' longitud oeste a una altura de 40 m sobre el nivel del mar con un suelo de extensas Llanuras. Limita al norte con Tepetzintla, Cerro Azul y Tamiahua, al este con Tuxpan, al sur con Tihuatlán, Castillo de Teayo y el Estado de Puebla, al suroeste con Ixhuatlán de Madero y al oeste con Chicontepepec. Su distancia aproximada a la capital del estado por carretera es de 380 km, Tiene una superficie de 1,137.57 km², cifra que representa un 1.56 % total del Estado. Y se encuentra regado por varios arroyos como el Hondo y el Buenavista, que son tributarios del Río Tuxpan. Su clima es cálido-extremoso, con una temperatura media anual de 24.2°C, y su precipitación pluvial media anual es de 1,391 mm. Esto da origen a ecosistemas de tipo selva mediana perennifolia que contiene especies como el chicozapote, caoba y pucté, donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de armadillos, conejos, zorrillos, tlacuaches y peces.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, el municipio cuenta con un total de 100,790 habitantes que representan el 1.42 % de la población del estado y se espera aumenten a 104,973 para el 2010¹⁵. Su tasa de crecimiento media en el periodo 2000-2005 es de -0.37 %; del total de la población un 9.69 % habla alguna lengua indígena de las cuales la principal es el náhuatl. Asimismo, se practican religiones como la católica y protestantes entre otras, además de que existe una población que no practica religión alguna. En el municipio hay 23,457 viviendas de las cuales 22,617 son particulares.

Se tienen registrados un total de 33,521 alumnos para el ciclo escolar 2005-2006, en 441 escuelas en niveles educativos que van desde preescolar hasta postgrado, incluyendo educación especial, inicial y capacitación para el trabajo. En cuanto a los servicios de salud, en el año 2005 se brindaron un total de 144,041 consultas medicas en 32 unidades de consulta externa.

El municipio recibe publicaciones periodísticas, así como la señal de una estación de radio de frecuencia AM y una de FM, igualmente se reciben señales de los canales de Televisión y se

¹⁵ CONAPO

cuenta con servicio telefónico por marcación automática en la cabecera y 60 localidades, también cuenta telefonía celular; además 37 oficinas postales y 2 telégrafos, Asimismo tiene servicio de terminal de autotransporte de pasajeros de 1ª. Y 2ª clase. La infraestructura de vías de comunicación está conformada por 280.1 Km de carretera.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	62.0 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	9.67 %
Sector Terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	23.0 %
No especificado.	2.38 %

Tabla 1.8 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Temapache, Veracruz.

Su grado de marginación al año 2005 es alto.

1.6.9 Poza Rica de Hidalgo

Se encuentra ubicado en la zona centro del Estado de Veracruz, entre las coordenadas 20° 32" latitud norte y 97° 27" longitud oeste, a una altura promedio de 50 m sobre el nivel del mar, su superficie es irregular por un conjunto de lomeríos. Limita al noroeste y este con Papantla, al sur con Coatzintla y al noroeste con Tihuatlán. Su distancia aproximada a la capital del Estado por carretera es de 290 km, tiene una superficie de 230.31 km², cifra que representa un 0.32 % total del Estado. Tiene numerosos arroyos que son tributarios del río Cazones. Su clima es cálido con una temperatura promedio de 24.4°C y con una precipitación pluvial media anual es de 1,103 mm, misma que da origen a ecosistemas de bosque mediano perennifolio con especies de guarambo, jonote, guanactle y sangrado, donde se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de conejos, armadillos mapaches, tlacuaches, tejones y coyotes. Además cuenta con yacimientos de petróleo, gas natural e industria petroquímica.

De acuerdo a los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, en el municipio habitan un total de 181,438 personas, que representan el 2.55 % de la población estatal, con una tasa de crecimiento media de 3.07 y se espera que para el 2010 esta disminuya a 140,578; del total de la población, un 0.44 % habla alguna lengua indígena, de las cuales, la principal es la totonaca. La población profesa religiones como la católica y evangélica, entre otras, además de que existe una mínima proporción que no practica religión alguna. En el municipio existen 46,325 viviendas de las cuales 41,515 son particulares.

En el sector educativo, se cuenta con un total de 310 escuelas, que en el inicio de cursos correspondientes al ciclo escolar 2005-2006 registraron una cifra de 67,435 alumnos en todos los niveles educativos incluyendo educación inicial, especial, educación para los adultos y capacitación para el trabajo. Mientras que en el sector salud, en 2005 se brindaron 811, 405 consultas externas en 7 unidades médicas del sector público.

El municipio cuenta con estaciones radiodifusoras, 11 de AM y 3 de FM, televisión y cable; asimismo circula 1 medio impreso local y recibe publicaciones periodísticas Estatales y nacionales. Tiene servicio telefónico por marcación automática en la cabecera, así como con telefonía celular; además 20 oficinas postales y 2 de telégrafos; asimismo tiene servicio de terminal de autotransporte federal de pasajeros de primera y segunda clase; también cuenta con el aeropuerto, denominado "El Tajín". La infraestructura de comunicación esta conformada por 19.2 km de carreteras.

La actividad económica del municipio por sector, se distribuye de la siguiente forma:

Población Económicamente Activa por Sector Productivo	
Sector primario. (Agricultura, ganadería, caza y pesca.)	1.79 %
Sector secundario. (Minería, extracción de petróleo y gas natural, industria manufacturera, electricidad, agua y construcción)	35 %
Sector terciario. (Comercio, transporte y comunicaciones, servicios financieros, de administración pública y defensa, comunales y sociales, profesionales y técnicos, restaurantes, hoteles, personal de mantenimiento y otros.)	56 %
No especificado.	1.21 %

Tabla 1.9 Población Económicamente Activa por Sector Productivo del Municipio Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

Su grado de marginación al año 2005 es muy bajo.

1.7 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

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

Fue entre los años 1952 y 1970 cuando en los campos Presidente Alemán y Soledad se intervinieron pozos con objetivo Chicontepec, después de que habían dejado de fluir en la formación Tamabra. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos que con objetivo Eoceno Inferior se perforaron en diferentes áreas, se

concluyó que esto hacia atractivo el desarrollo de los campos ya que si bien no eran pozos de alta productividad, si eran someros y por lo tanto de bajo costo de perforación. Por estas razones se inició la exploración comercial de la Cuenca de Chicontepec en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

En noviembre de 1971 se aplica 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 incluye el fracturamiento de manera rutinaria con apuntalante como parte de la terminación en la mayoría de pozos de desarrollo.

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

En 1998, Pemex Exploración y Producción (PEP) realiza un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, que en 1999 vuelve a realizar la compañía "DeGolyer and MacNaughton"; este estudio sirvió para sustentar el nuevo valor de aceite "in situ" de 136 MMBPCE, con una reserva probable 2P de 9,000 MMBPCE; además, se identificaron 5 áreas de oportunidad inmediata, la cual considera la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (grados API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos. En el año 2002 inician nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de areniscas, las que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m; en estos yacimientos no se ha detectado la presencia de contactos de agua-aceite o de gas-aceite. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C. Recientemente se estableció una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos, encontrándose que la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec presenta índices de hidrocarburos de hasta 24 m³.

La Cuenca de Chicontepec se caracteriza por tener yacimientos clasificados como bajo-saturados con una energía por empuje de gas disuelto, un factor de volumen del aceite de 1.02 a 1.14 m³/m³, una porosidad de entre 6 y 12 %, permeabilidad de 0.1 a 10 md, una presión inicial de 77 a 358 kg/cm², una presión de burbuja de 42 a 188 kg/cm², una viscosidad de 1 a 6 cp a condiciones de yacimiento, una relación de solubilidad de entre 6 y 53 m³/m³ y un factor de volumen del gas entre 0.007 y 0.5 m³/m³. El factor de recuperación actual es del orden de 3 %, con una declinación promedio del 50 % anual.

Desde 1998, PEP por medio de estudios regionales en la Cuenca de Chicontepec, ha concluido con base en las características petrofísicas, calidad de los aceites, espesor neto impregnado, cálculo de volumen original de hidrocarburos y la densidad del aceite que varía entre los 18 y 45 °API, que existen 5 áreas de mayor potencial de hidrocarburos. (Fig. 1.5)

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. La producción acumulada a febrero del 2007 es de 174 MMBPCE.

El sector Cerro-Azul Naranjos ha tenido una historia de producción moderada, sin embargo se tiene una importante área de oportunidad ya que en este sector se encuentra prácticamente el 50 % de la Reserva del Proyecto Chicontepec; en los Campos Amatitlán, Profeta, Tzapotempa, Vinazco, Aragón, Coyotes y Horcones entre otros. Los cuales si se desarrollan adecuadamente podrán incrementar la producción a largo plazo a niveles de 300 BPD de aceite ligero con una densidad de entre 38 y 45°API.

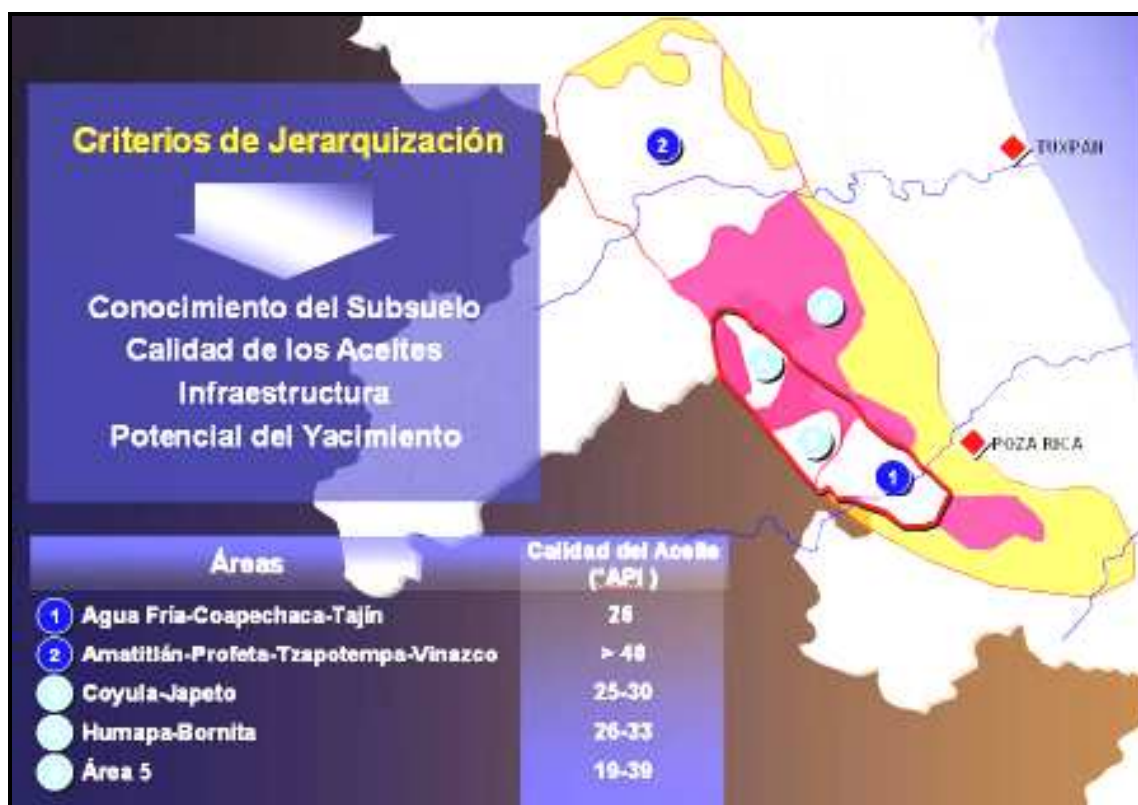


Fig. 1.5 Regiones identificadas con mayor potencial de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec. ¹⁶

Una de las problemáticas más importante que enfrenta esta área tanto en exploración como en producción, consiste en identificar y caracterizar los cuerpos arenosos cuya distribución tanto lateral como vertical generalmente es limitada, con características de trampas estratigráficas independientes.

La distribución de las reservas probadas remanentes en petróleo crudo equivalente, (Fig. 1.6), indican que el campo Tajín es el más importante al contener 15.7 % del total de dichas reservas.

El Campo Tajín junto con los campos Agua Fría, Soledad, Aragón y Coyotes contienen el 56.5 % de las reservas probadas de la Cuenca de Chicontepec.

¹⁶ Proyecto Integral Chicontepec PEMEX 2005 REGIÓN NORTE.

1. GENERALIDADES - CUENCA DE CHICONTEPEC

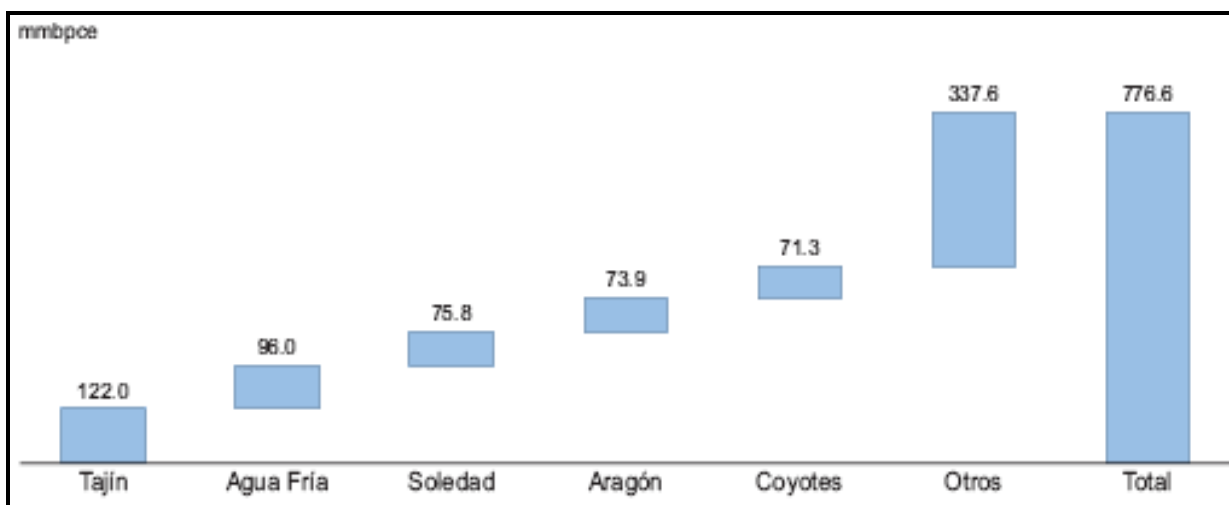


Fig. 1.6 Distribución de las reservas probadas remanentes en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Tajín, Agua Fria, Soledad, Aragón y Coyotes contienen 56.5 % del total.¹⁷

Por otro lado, los campos Humapa, Tlacolula, Pastoría, Coyol y Sitio, contienen 41.1 % de las reservas probables en petróleo crudo equivalente (Fig. 1.7).

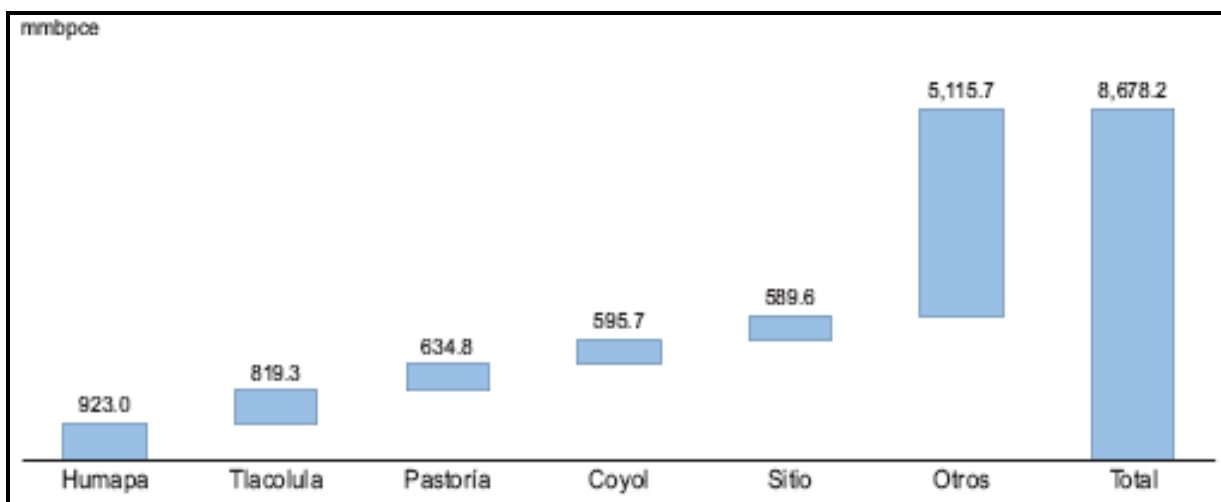


Fig. 1.7 Distribución de las reservas probables remanentes de la Cuenca de Chicontepec. Los campos Humapa, Tlacolula, Pastoría, Coyol y Sitio contienen 41.1 % del total.¹⁸

Con relación a las reservas posibles en petróleo crudo equivalente (Fig. 1.8), los campos Humapa, Sitio, Coyol, Pastoría y Remolino contienen 37.5 % del total de estas reservas.

¹⁷ Reservas de Hidrocarburos de México PEMEX 2005

¹⁸ Reservas de Hidrocarburos de México PEMEX 2005

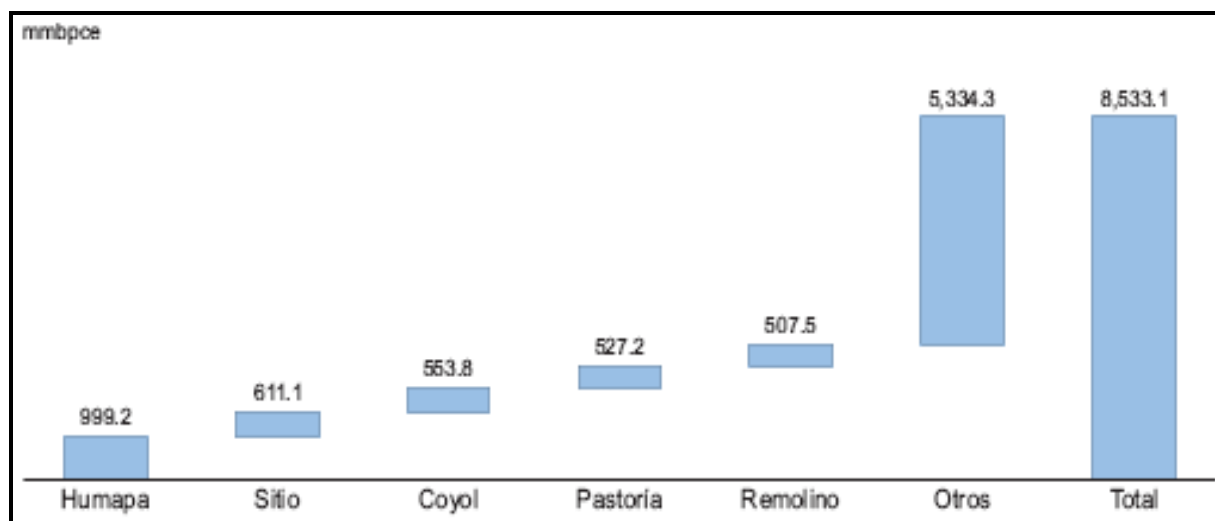


Fig. 1.8 Distribución de las reservas posibles remanentes en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Humapa, Sitio, Coyal, Pastoría y Remolino contienen 37.5 % del total.¹⁹

En términos de reservas totales, ó 3P, los campos Humapa, Tlacolula, Sitio, Pastoría y Coyal concentran 6,712.0 MMBPCE, que representa el 37.3 % del total de la Región Norte (Fig. 1.9).

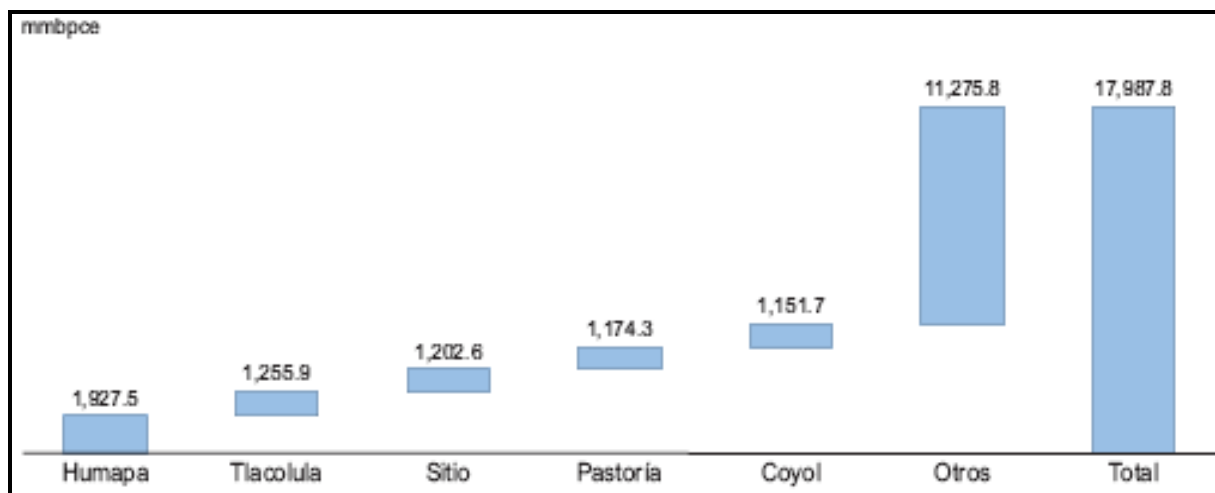


Fig. 1.9 Distribución de las reservas totales, o 3P, remanentes en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Humapa, Tlacolula, Sitio, Pastoría y Coyal contienen 37.3 % del total.²⁰

1.7.1 Tipos de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec

La calidad de los aceites que se encuentran en la Cuenca de Chicontepec varía entre los 18 y 45 °API, de los cuales, los más ligeros se localizan en la porción noroeste (Fig. 1.10). En estos yacimientos se tiene un volumen reducido de gas metano, sin embargo, la porción noroeste se caracteriza por contener aceites más ligeros con mayor proporción de gas.

¹⁹ Reservas de Hidrocarburos de México PEMEX 2005

²⁰ Tomado de las reservas de hidrocarburos de México PEMEX 2005.

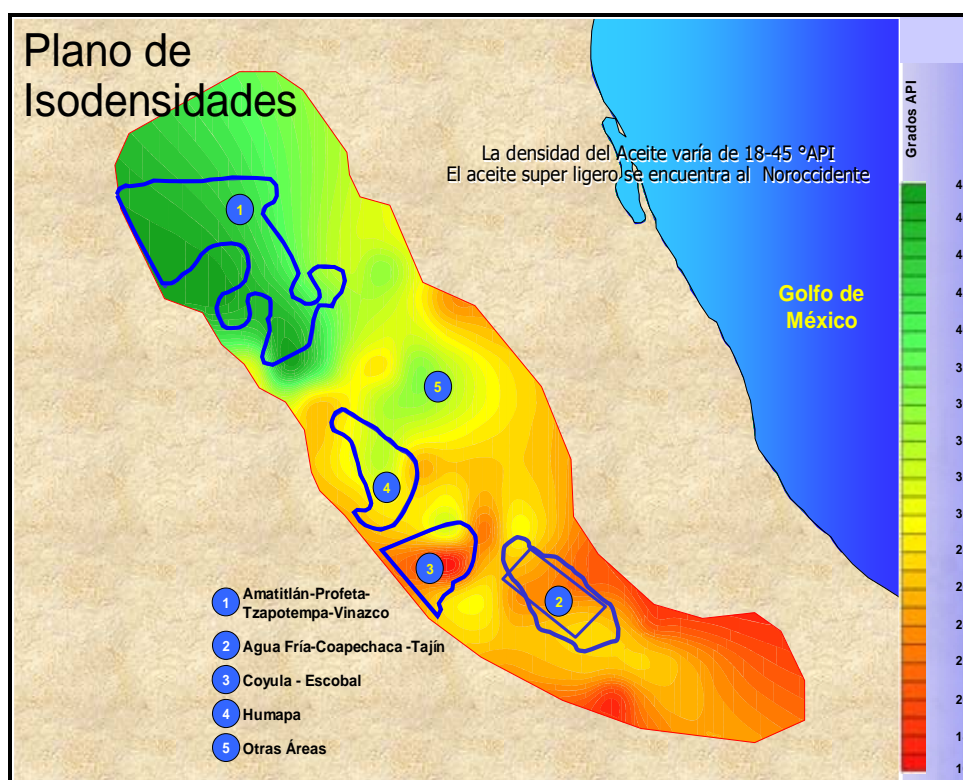


Fig. 1.10 Calidad del aceite en la Cuenca de Chicontepec.²¹

1.7.2 Nombre y ubicación de los principales campos.

De acuerdo a la información geológica, geofísica y geoquímica, en la Cuenca de Chicontepec existen 5 áreas donde se han identificado los principales campos y el mayor numero de reservas.

Área	Municipios
Agua Fría-Coapechaca-Tajín	Venustiano Carranza, Pue., Coatzintla, Veracruz.
Amatitlán-Profeta- Tzapotempa- Vinazco	Chicontepec, Ixhuatlán de Madero, Temapache (Álamo, Ver)
Coyula-Japeto	Venustiano Carranza, Puebla
Humapa-Bornita	Venustiano Carranza y Francisco Z. Mena; Puebla
Otras áreas	Chicontepec, Coatzintla, Espinal, Papantla, Tihuatlán, Castillo de Teayo, Tepetzintla; Veracruz y Pantepec Puebla.

Tabla 1.10 Principales campos Petroleros en la Cuenca de Chicontepec.

²¹ Proyecto Integral Chicontepec PEMEX 2005

1.7.3 Importancia económica de la Cuenca de Chicontepec

La importancia de la Cuenca de Chicontepec está relacionada directamente con el gran volumen de hidrocarburos contenidos en sus yacimientos, de los cuales 67 % corresponde a aceite y 33 % a gas, contiene aproximadamente el 30 % de la reserva nacional de hidrocarburos y el 85 % de las reservas de la región norte. La estimación del volumen original in situ alcanza los 136 MMMBPCE, la cual constituye la mayor acumulación de hidrocarburos descubierta hasta la fecha en el país. Las reservas probadas actualmente son del orden de 777 MMMBPCE y las reservas probables equivalen a 9,000 MMMBPCE, por lo que la Cuenca de Chicontepec contiene la mayor reserva de hidrocarburos de México a nivel 3P 17,796 MMMBPCE (Fig. 1.11).



Fig. 1.11 Reservas²²

En la Cuenca de Chicontepec se han perforado 1178 pozos, 93 exploratorios y 1085 de desarrollo, de los cuales 536 se encuentran en operación. En la mayoría de los casos la producción inicial por pozo varía de 350 a 400 BPD y disminuye rápidamente a 50 bpd en promedio, durante los primeros seis meses de producción.

La relación reserva-producción es muy alta por la magnitud de las reservas, llegando a una cifra de más de 600 años en la reserva. Estos datos reflejan la magnitud de oportunidad que tiene la Cuenca de Chicontepec para producir enormes volúmenes de hidrocarburos e indica, también, la necesidad de cantidades importantes de inversión para extraer la reserva reportada (Fig. 1.11 y Fig. 1.13).

²² PEMEX Exploración y Producción Región Norte. 2005

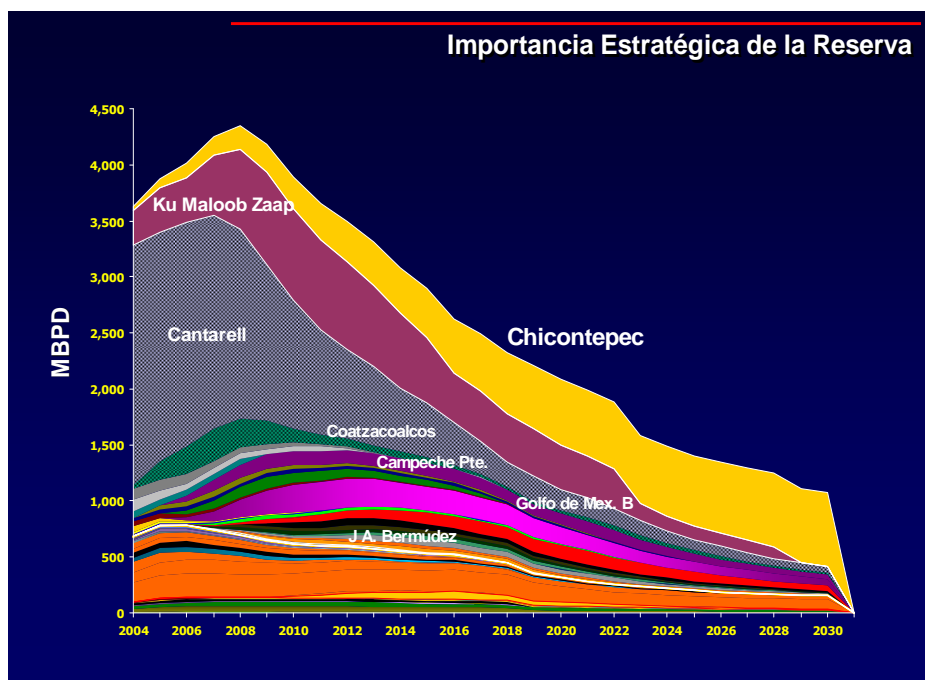


Fig. 1.12 Importancia estratégica de la reserva, comparada con otras cuencas petroleras de México.²³

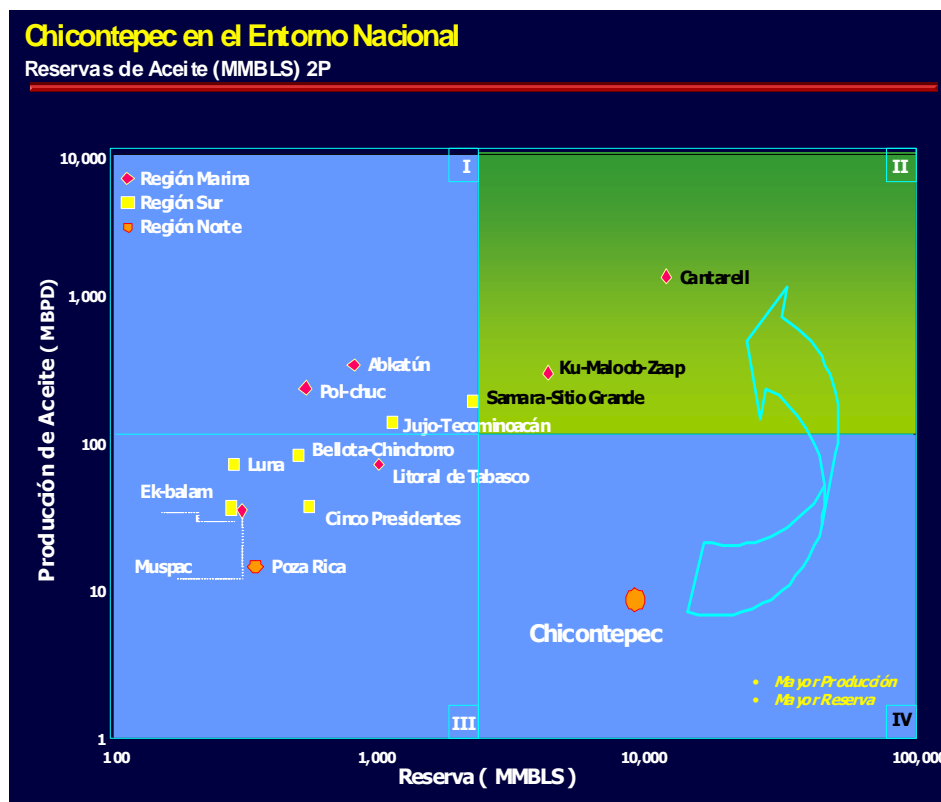


Fig. 1.13 La Cuenca de Chicontepec en el entorno petrolero nacional.²⁴

²³ PEMEX Exploración y Producción Región Norte. 2005

La Cuenca de Chicontepec forma parte de los 11 proyectos prioritarios de aceite con que cuenta la Región Norte que se dividen de la siguiente manera:

a) 2 Proyectos Integrales

- ✓ Chicontepec
- ✓ Arenque

b) 4 Proyectos Exploratorios Marinos

- ✓ Sardina
- ✓ Cazones
- ✓ Golfo de México sur
- ✓ Área Perdido

c) 5 Proyectos de Optimización

- ✓ Faja de Oro-Carpa
- ✓ Poza Rica
- ✓ San Andrés
- ✓ Tres hermanos
- ✓ Tamaulipas-Constituciones

El desarrollo de la Cuenca de Chicontepec adquiere el carácter de prioritario de acuerdo con la política gubernamental de México, que consiste en aumentar el ritmo de incorporación de reservas y la plataforma de producción de aceite y gas, ya que si la exploración y producción se realizan adecuadamente con una inversión económica adecuada, es posible alcanzar una producción máxima de aceite y gas del orden de 1000 MBPD y 1500 MMPCD respectivamente.

²⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

Desde el punto de vista geológico, la Provincia Tampico-Misantla donde se ubica la Cuenca de Chicontepepec, se localiza entre el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la isobata -500m del Golfo de México, el Arco de Tamaulipas al norte y el Eje Neovolcánico por el sur (Fig. 2.1); comprende una historia geológica que va desde el Triásico hasta el Reciente.

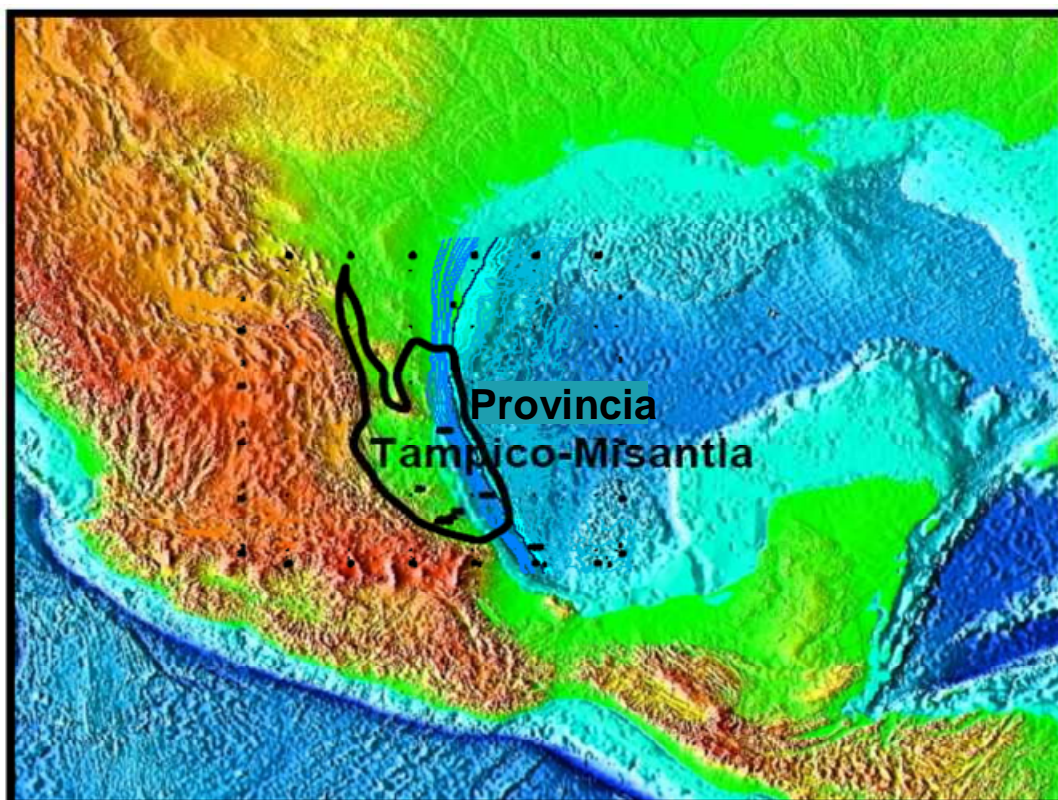


Fig. 2.1 Ubicación geológica de la Provincia Tampico Misantla, en la que se encuentra la Cuenca de Chicontepepec y su relación con la Megacuenca del Golfo de México.²⁵

La Cuenca de Chicontepepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, durante los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen oriental por una discordancia sintectónica. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, complejos de abanicos submarinos y una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante éste período ocurrieron varios eventos de erosión y relleno de sedimentos clásticos.

La evolución geológica de la Provincia Tampico-Misantla está relacionada con todos los eventos geológicos que afectaron a la región, primeramente lo ocurrido en el Cratón de Norteamérica, en el Precámbrico Tardío, el cual fue afectado por la Orogenia Grenvilliana (800-1100 ma); evidencias de este evento son el Gneis Novillo y el Gneis Huiznopala al norte del área de

²⁵ PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2000.

estudio y el Complejo Oaxaqueño al sur. Sobre este cratón se depositaron desde el Cámbrico hasta el Devónico, sedimentos en las cuencas sedimentarias, para luego ser deformados intrusionados y metamorfoseados por los eventos de alta presión y temperatura originados por la Orogenia Taconiana. Posteriormente durante el Carbonífero y el Pérmico, ocurrió sedimentación de plataforma clástica y carbonatada, que evolucionó a ambiente de aguas profundas. Posteriormente, todas las secuencias fueron afectadas por procesos orogénicos como resultado de la acreción, sobre el basamento o cratón de Norteamérica, originados por la Orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon dando como resultado, los esquistos de la región de Tamaulipas, del subsuelo de Tampico-Misantla, de las áreas de Teziutlán y Acatlán en Puebla y de Nochistlán en Oaxaca. Posteriormente, se produjo actividad intrusiva Permo-Triásica para cerrar el ciclo de formación de la Pangea (colisión del arco de islas de raíz magmática granítica, Silurico-Missisípico, y el continente Mexicano). En el Mesozoico en un ambiente continental, inició en el Triásico la formación de horsts y grabens, que fueron rellenados por material clástico continental, principalmente de la Formación Huizachal, dado que, estando el continente expuesto a la erosión, se produjeron reajustes en el marco tectónico global y consecuentemente, ocurrieron cambios muy notables en la sedimentación. Primero, un adelgazamiento cortical y fenómenos de tipo distensivo (rifting) que originaron la fragmentación de la masa continental y dieron lugar al desarrollo de cuencas intracontinentales; esta ruptura está registrada por depósitos de capas rojas (Formación Huizachal) compuestas de arcosas, limolitas, lutitas y conglomerados. También hubo desarrollo contemporáneo de lavas, diques y mantos de composición basáltica y andesítica, además de la intrusión de cuerpos graníticos y granodioríticos; las localidades con rocas triásicas de origen continental se encuentran reportadas en los siguientes lugares: Anticlinorio de Huizachal-Peregrina, Anticlinorio de Huayacocotla, subsuelo del estado de Tamaulipas, subsuelo de la región de Tampico-Misantla y área del Macizo de Teziutlán. En el Anticlinorio de Huayacocotla, las rocas triásicas sobreyacen discordantemente a las rocas pérmicas deformadas y erosionadas, mientras que en el Macizo de Teziutlán están sobre granitos erosionados del Paleozoico Tardío e interestratificadas con derrames lávicos, principalmente andesíticos.

En los núcleos de los Anticlinorios de Huizachal-Peregrina y Huayacocotla afloran rocas metamórficas del Precámbrico, así como secuencias sedimentarias correspondientes al Silúrico, Devónico, Pensilvánico y Pérmico.

Durante el Triásico Temprano y hasta el Jurásico Temprano la región permaneció emergida, prevaleciendo un ambiente continental, el cual favoreció el depósito de sedimentos arcillo-arenosos y conglomeráticos de la Formación Huizachal, acumulada en ambientes de abanicos aluviales, canales y sedimentos acumulados en las planicies de inundación.

En el Jurásico Temprano, una invasión marina que provino del Océano Pacífico dio lugar a la Formación Huayacocotla, la cual se encuentra en la porción central y suroeste del área; está constituida por lutitas y areniscas de ambiente marino somero y transicional. El depósito de esta secuencia se explica por una depresión originada por un aulacogeno o "Rift abortado", producto de los esfuerzos iniciales que se asocian a la apertura inicial del proto-Golfo de México.

Al finalizar el Jurásico Temprano, la formación Huayacocotla y Huizachal sufrieron plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando depósitos de rocas continentales correspondientes a la formación Cahuassas, también de ambiente continental fluvial, formado por areniscas, lutitas y conglomerados acumulados en abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación. De manera contemporánea hubo vulcanismo al oriente, formando la secuencia Vulcano-clástica de la Formación Tenexcate

En el Calloviano-Oxfordiano tuvo lugar una gran trasgresión marina asociada a la apertura del Paleo Golfo de México, la cual fue invadiendo gradualmente la planicie costera, desarrollándose un sistema de archipiélagos en cuyas márgenes durante el Kimmeridgiano se depositaron rocas

de alta energía (oolitas) que constituyen a las calcarenitas de la Formación Tepexic y en otros sectores a la Formación San Andrés, esta última corresponde con una de las principales rocas almacenadoras de la Provincia Tampico Misantla. Posteriormente en las depresiones situadas entre las áreas positivas, se depositaron las principales rocas generadoras correspondientes a calizas arcillosas y lutitas negras de la Formación Tamán.

Durante el Tithoniano, continuo la transgresión, por lo que toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal; en el sector norte sobre algunas áreas, que funcionaron anteriormente como islas, se depositó en ambientes de alta energía, la Formación La Casita, constituida por areniscas y lutitas oscuras depositadas en depresiones dentro de la plataforma, en zonas protegidas por lo que la materia orgánica se preservó al existir un ambiente anóxico; las dos formaciones corresponden con excelentes rocas generadoras de hidrocarburos. En la parte final del Jurásico continuo la sedimentación arcillosa y calcáreo arcillosa de las formaciones Santiago, Taman y Pimienta que también corresponden a potenciales rocas generadoras,

Al iniciarse el Cretácico continuó la trasgresión marina, por lo que se desarrollaron bancos rampas, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas, con lo que se depositaron los sedimentos químicos y aloquímicos de las formaciones Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, El Abra y Tamabra; con la característica de que las aguas son cálidas y más limpias al no haber zonas continentales próximas que aporten terrígenos y con un clima adecuado para la formación de plataformas carbonatadas, desarrollándose consecuentemente durante el Aptiano-Albiano-Cenomaniano, crecimientos arrecifales sobre las márgenes de las plataformas y bancos aislados en el interior de la misma; esto dio lugar al desarrollo de la Plataforma de Tuxpan, también conocida como Atolón de la Faja de Oro y a otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles-San Luis Potosí. En las porciones con aguas más profundas, se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior y Superior.

Durante el mismo Albiano-Cenomaniano, en el frente de los atolones, en el talud, se depositaron un importante volumen de flujos de calizas clásticas, provenientes de la denudación de las Plataformas carbonatadas que dieron origen a la Formación Tamabra constituida por brechas calcáreas (calizas intraformacionales); en este proceso la gravedad contribuyó al movimiento de masas de carbonatos fragmentados que se acumularon al pie del talud bordeando la Paleo Plataforma de Tuxpan.

Para el Cretácico Tardío la circulación del agua estuvo restringida por los elementos positivos (tierra firme) que empezaron a emerger en el occidente de México originado por la acción tectónica de la subducción de la placa Farallón (paleo-pacífica) debajo de la Placa de Norteamérica, al mismo tiempo ocurrió el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur; con estos eventos inicia la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos y como consecuencia, ocurre un incremento del material terrígeno que origina a la Formación Soyatal al poniente y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez, al oriente.

Al final del Cretácico y el principio del Paleógeno la región continuó sujeta a compresión por el evento tectónico denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana), la cual es responsable del plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica, teniendo como resultado la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

Este evento tectónico y las corrientes marinas y de litoral propiciaron que en el Cretácico Tardío y en el Paleógeno se formaran cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico (formaciones Velasco y Chicontepec) y areno-arcillosos con carbonatos en el Occidente (Formación Soyatal).

La secuencia Cenozoica clástica inicia su depósito en el Paleoceno, producto de la erosión de las rocas expuestas como resultado del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, que originaron entre la Plataforma de San Luís Valles y la Plataforma de Tuxpan una depresión de considerable magnitud denominada ante-fosa o Cuenca de Chicontepec; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos terrígenos correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. Al poniente y norte del área ocupada por el Atolón de la Faja de Oro, se desarrollaron de manera contemporánea la Cuenca de Chicontepec y Bejuco-La Laja, que fueron rellenados por sedimentos arcillo–arenosos de tipo turbidítico, rellenos de canal y abanicos submarinos. Simultáneamente, en la porción noroeste de esta región se desarrolló la fosa de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo–arenosos de la Formación Velasco.

Durante el Eoceno Temprano se mantuvo la continuidad en las condiciones de depósito, representadas por facies arenosas de tipo turbidítico (Chicontepec Superior) y una secuencia predominantemente arcillosa (Velasco Superior); en el Eoceno Medio ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial. La columna geológica encontrada en el frente de la Sierra Madre Oriental y la cortada por los pozos petroleros de la Cuenca de Chicontepec va desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el sureste del área, la secuencia clástica de las Formaciones Chicontepec Inferior y medio descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés; en la parte centro y norte, subyacen al Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio, mientras que el Eoceno Inferior se caracteriza por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior Canal. El Eoceno Medio por la formación Guayabal y el Eoceno superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote.

El Eoceno Tardío presenta dos secuencias, una arcillosa de aguas profundas que corresponde con la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico, conocida como Formación Tantoyuca.

Durante el Oligoceno, el Mioceno y plioceno, el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno–arcillosos y en ocasiones, conglomeráticos como ocurre con las Formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan; con lo que la cobertura sedimentaria llegó a tener un espesor de hasta 8000 m en la zona del depocentro; al finalizar el Plioceno, se presentó una regresión generalizada que tiene como límite la actual línea de costa.

2.2 ESTRATIGRAFIA

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino de la Provincia Tampico-Misantla, esta compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 13 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas, reportándose espesores de hasta 7 Km para esta cubierta sedimentaria de rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico y terrígenos del Cenozoico.

La columna estratigráfica completa de la Provincia Tampico-Misantla esta representada en la figura 2.2.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA DE CHICONTEPEC

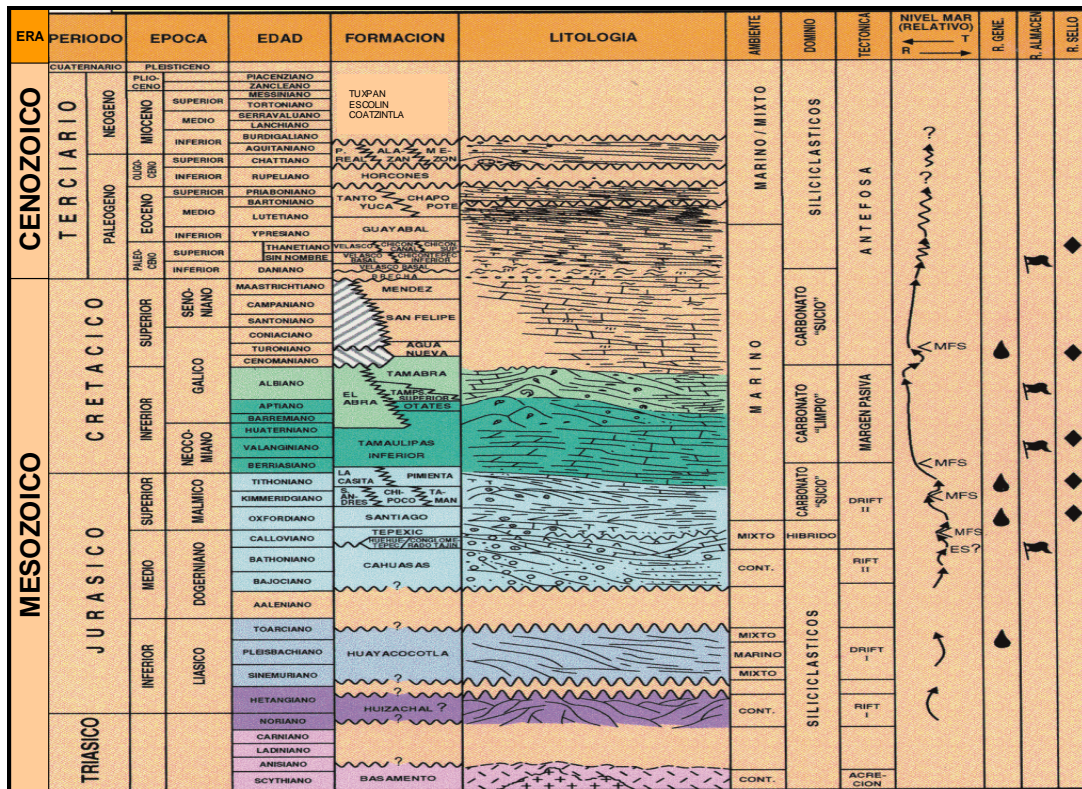


Fig. 2.2 Columna estratigráfica general de la Provincia Tampico-Misantla.²⁶

2.2.1 Basamento

El basamento está formado de rocas ígneas plutónicas: granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros principalmente; en menor proporción se tienen rocas metamórficas compuestas de esquistos y gneises, sobre este basamento cristalino se tiene en algunas localidades conglomerados basales. En la zona de Poza Rica Veracruz, el basamento es de esquistos del Paleozoico Superior denominados Esquistos Chililis, en la región de Tampico y Arenque Tamaulipas son granitos posiblemente del Permo-Triásico. En el pozo Carmen No.1 de la zona Poza Rica-San Andrés, se reporta que los sedimentos arcillosos de la Formación Tamán, yacen sobre esquistos posiblemente paleozoicos y estos a su vez sobre rocas metamórficas Precámbricas.

2.2.2 Mesozoico

2.2.2.1 Triásico

2.2.2.1.1 Formación Huizachal

Descrita por primera vez por Seemes en 1921, descrita posteriormente por Imlay et al, en 1948 y redefinida por Carrillo-Bravo en 1961. El nombre de Formación Huizachal fue utilizado por Seemes en 1921, para una secuencia de lutitas, lutitas arenosas, areniscas y conglomerados de color rojo, verde y gris verdoso, siendo común la presencia de estratificación cruzada, canales

²⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2000.

de corte y relleno y laminación cruzada. López-Infanzón (1986), reporta intercalaciones de tobas riolíticas, riolitas y andesitas en algunos intervalos de la formación Huizachal. El espesor de esta formación es variable, ya que en algunos lugares es de más de 2000 m, promediando 1000 m. Su origen se relaciona con sedimentos continentales producto del desarrollo de abanicos aluviales y llanuras de inundación depositados en fosas tectónicas, asociados a la disgregación del supercontinente Pangea. Por la identificación de esporas y su posición estratigráfica, se ha confirmado su edad, Tríasico Superior.

2.2.2.2 Jurásico

2.2.2.2.1 Formación Huayacocotla

Definida por Imlay, et al, en 1948, consiste de un conglomerado en la base, seguidos de areniscas, sobre los que descansa una sección de calizas arenosas con pelecípodos, los que a su vez subyacen a una potente sección de lutitas y areniscas gris claro, verdoso, oscuro y negro, en partes carbonosas y micacíferas, con restos de plantas, amonitas y pelecípodos. El contenido fosilífero es muy variado y la ubican dentro del Sinemuriano; también se han reportado conjuntos de plantas fósiles que permiten asignarle alcance hasta el Pleinsbachiano.

La presencia de amonitas y pelecípodos, sugiere condiciones de depósito marinas someras sin barreras, de baja energía, en un ambiente de plataforma clástica cercana al continente. El espesor de esta formación varía entre 500 y 1000 m.

Por su gran contenido de materia orgánica principalmente leñosa, se le considera como roca generadora; también puede ser roca sello por sus abundantes horizontes arcillosos.

2.2.2.2.2 Formación Cahuwasas

Definida por Carrillo-Bravo en 1959 y estudiada nuevamente por Carrillo-Bravo en 1965; de edad Jurásico Medio, consiste de acuerdo a este autor, de “una secuencia continental de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos que infrayacen preferentemente al Jurásico Superior marino”, con frecuencia presentan estratificación cruzada y gradada. También se le reporta conformada por arcosas, constituidas por fragmentos subarredondados de feldespato y cuarzo blanco lechoso, traslúcido, café rojizo y naranja, alternando con areniscas de color café rojizo y verdes de grano fino, con algunas intercalaciones de lutitas café rojizo de aspecto arenoso.

El espesor promedio es de 300 m, de ambientes sedimentario continental con depósitos de pie de monte, abanicos aluviales y planicies de inundación, caracterizados por los depósitos de conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas.

Por sus horizontes lenticulares conglomeráticos se considera que esta unidad es almacenadora.

2.2.2.2.3 Formación Tenexcate

Descrita informalmente por el Departamento de Geología del Subsuelo de Poza Rica, Veracruz en 1967. A partir de estudios de pozos petroleros, se caracteriza por un cuerpo de conglomerados de fragmentos volcánicos en matriz tobácea de color gris verdoso; contiene también limolitas de color rojizo, areniscas de color negro, gris verdoso a café oscuro de grano fino a medio, lutitas de color amarillento; también contiene intercalaciones de brechas volcánicas de color gris verdoso al fresco. Incluyen conglomerados de fragmentos volcánicos en una matriz tobácea, cuyos fragmentos son de rocas ígneas extrusivas y grauvacas líticas de grano fino a

medio, con matriz areno-tobácea de color gris verdoso y café rojizo. El espesor promedio de esta unidad es de 350 m.

Los conglomerados se acumularon en zonas de pie de monte, abanicos aluviales y zonas de talud con poco acarreo; por su posición estratigráfica se le asignó una edad Bajociano-Bathoniano.

Se considera almacenadora en sus horizontes arenosos conglomeráticos.

2.2.2.2.4 Formación Huehuatepec

Definida por González-García en 1970, de edad Bathoniano Superior-Calloviano Inferior, se compone de una secuencia de evaporitas con intercalaciones de lutita, limolitas rojas, cuerpos de mudstone, packstone, grainstone y ocasionalmente areniscas calcáreas. De la base a la cima se pueden diferenciar horizontes de grauvacas líticas, seguidas de grainstone, wackestone y mudstone. Las calizas son de color café claro a gris verdoso que alternan con lutitas y limolitas rojas; culmina la secuencia con cuerpos de anhidrita y sal.

Se han reportado espesores en pozos de 50 m mínimo, a un máximo de 273 m, es probable que su depósito ocurriera en uno de los canales ancestrales de la invasión marina proveniente del Pacífico, por lo que los sedimentos de esta formación se depositaron en facies “sabkha”.

Se le considera roca sello por sus horizontes arcillosos y evaporíticos.

2.2.2.2.5 Formación Tepéxic

Nombre aplicado por primera vez por Imlay en 1952 y descrita más ampliamente por Erben en 1956, como “Calcarenita Tepéxic”, fue definida como formación geológica por Bonet y Carrillo en 1961 y se le asignó una edad Calloviano. Consiste de packstone y grainstone café a gris oscuro, de oolitas y fragmentos de cuarzo, así como bioclásticos y granos carbonatados de algas y de gasterópodos; se le han encontrado amonitas. La unidad esta constituida por estratos de 20 a 60 cm de espesor, también incluye intercalaciones de calizas arcillosas y calizas arenosas con fragmentos de cuarzo. Contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris. Los estratos de lutitas tienen espesores de 3 a 6 cm, se observa, en algunas localidades, fracturas rellenas de gilsonita. El espesor máximo reportado de esta unidad es de 220 m.

Su litología indica condiciones marinas de alta a media energía, en condiciones topográficas irregulares durante su depósito. Esta unidad refleja un incremento en la transgresión marina del Jurásico Tardío y el desarrollo de depósitos de plataforma sobre los terrígenos de tipo continental.

2.2.2.2.6 Formación Santiago

Propuesta informalmente por Reyes en 1964 y definida formalmente como Formación Santiago por Cantú en 1969, se le asigna una edad del Oxfordiano Tardío; en la Zona Norte, PEMEX la denomina Formación Pantepec. Contiene desde lutitas con nódulos calcáreos hasta lutitas interestratificadas con calizas, también presenta capas finas de lutita calcárea, micrita arcillosa fosilífera, micritas limo-arcillosas grumosas; presenta peletoides con materia carbonosa con pirita. También contiene lutitas calcáreas con abundante limo, en algunos estratos presenta limolitas de grano grueso con arenas de grano grueso (feldareníticas). Intercalados de manera aislada tiene algunos estratos de calizas de color gris oscuro en espesores de 40 cm a 1.20 m,

intercaladas con lutitas carbonosas, con tonos grises al fresco y café por intemperismo. Por las características litológicas y fosilíferas se considera que su origen es marino no muy profundo, de energía baja a moderada en una plataforma con depresiones, en una zona próxima al borde del talud.

Se le considera como potencial roca almacenadora en sus calizas bioquímicas, así como también rocas generadoras y sello por sus horizontes arcillo-calcáreos.

2.2.2.2.7 Formación San Pedro

Definida por Reyes en 1985, consiste de una secuencia de rocas oolíticas y pseudoolíticas. Al oeste de Misantla se compone de un wackestone oolítico de color gris, con intercalaciones de packstone y mudstone-wackestone café-gris, calizas arcillosas con ostrácodos, gasterópodos y bivalvos; también contiene mudstone-wackestone color café, en algunas partes dolomitizada y con nódulos de pedernal. Sus sedimentos son de facies lagunar, acumulados en un ambiente de plataforma interna de aguas someras. Por su contenido fósil se le asigna una edad Kimmeridgiano Inferior.

Se le considera roca generadora y almacenadora; lo primero se basa en estudios geoquímicos de sus facies arcillosas y lo segundo por su miembro de calizas mudstone fracturadas.

2.2.2.2.8 Formación San Andrés

Definida por Cantú en 1971, después es estudiada por Campa en 1970 quien la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas formando barreras. La divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro porque se encuentran frecuentemente impregnadas de aceite. La parte inferior esta constituida en más del 60% de calizas oicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita. Además contiene algunos estratos esporádicos de dolomías y areniscas feldespáticas cementadas con calcita. El ambiente de depósito es de rampa cercana al litoral o en la misma línea de costa, inclusive se tienen depósitos de lagunas con barras arenosas; se depositó en aguas poco profundas, cálidas, muy cargadas de sales y otros minerales solubles, acumuladas a lo largo de las costas arenosas que proporcionaron la gran abundancia de terrígenos asociados; Contiene restos de algas, moluscos y tintínidos, por lo que, se le asigna una edad de Kimmeridgiano-Tithoniano.

La Formación San Andrés es una excelente roca almacenadora.

2.2.2.2.9 Formación Tamán

El nombre de formación Tamán fue propuesto por Heim en 1926, se compone de una secuencia de calizas tabulares, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas de color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de estratos de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo.

Se considera una unidad con un gran espesor (alrededor de 700 m) en las paleodepresiones, sin embargo, sus espesores disminuyen notablemente hacia las partes altas del paleorelieve, e incluso se acuñan hasta desaparecer. Su edad corresponde al Kimmeridgiano-Oxfordiano. Se

interpreta que se acumuló en un ambiente de depósito correspondiente a las márgenes de una plataforma. Se le considera una importante roca generadora y sello por sus horizontes arcillosos.

2.2.2.2.10 Formación Pimienta

Fue definida por Heim en 1926, se compone de una secuencia de calizas oscuras en capas delgadas con bandas de pedernal. También contiene calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras; contiene abundante materia orgánica y esporádicos lentes de pedernal negro.

El espesor reportado es muy variable, desde 28 m hasta 600 m; de acuerdo a su fauna y litología se infiere que se depositó en condiciones de plataforma con comunicación al mar abierto y abundante aporte de terrígenos finos; presenta cambios hacia la cima a condiciones batimétricas someras de baja energía. La edad de esta formación es Kimmeridgiano-Tithoniano.

Se le considera roca generadora de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas.

2.2.2.3 Cretácico

2.2.2.3.1 Formación Tamaulipas Inferior

Definida por Stephenson en 1921 y descrita más ampliamente por Muir en 1936, su litología está compuesta de wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además de intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal, greinstone calcarenítico con oolitas, bioclásticos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y disseminaciones de hematita; finalmente en la cima se caracteriza por mudstone-wackestone con disolución. El espesor de los estratos varía de 60 cm a 2.20 m y el espesor promedio de la formación es de 400 m. Se puede interpretar por las características de su litología y su contenido faunístico que el depósito de esta formación ocurrió en un ambiente de rampa que cambia a cuenca, en aguas de baja a moderada energía con libre circulación, en clima templado y con litorales retirados lejos del aporte de terrígenos. Su edad es Berriasiano-Aptiano Inferior.

Se consideran importantes los horizontes de calcarenitas como rocas almacenadoras, sin embargo la mayor producción de hidrocarburos es en fracturas en campos del distrito de Poza Rica.

2.2.2.3.2 Formación Otates

Definida por Muir en 1936, se compone de una litología que varía de mudstone a wackestone, calizas arcillosas y carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutitas café grisáceo, laminares y calcáreas; a veces contiene lentes de pedernal, e intercalaciones de bentonita. Su edad corresponde al Aptiano Medio a Superior, se le reconocen tres miembros, el primero, de calizas color crema y café, compacta, intercalada con cuerpos delgados y escasos de caliza crema cretosa, contiene escaso pedernal café, gris claro, ámbar y blanco ahumado el segundo miembro se compone de una caliza crema café y café claro, criptocristalina y microcristalina, compacta, con abundante bentonita verde, gris verdosa, gris y verde esmeralda.

El tercer miembro es de calcarenitas y calizas arcillosas de color café claro, café, crema y crema grisáceo, criptocristalina y microcristalina compacta, con escaso pedernal negro, ámbar, café claro y gris ahumado. Se presentan en forma escasa, horizontes de bentonita blanca, verde claro y gris verdosa. Este último miembro, en San Andrés-Hallazgo está constituido por calcarenitas de color crema y café conformados por fragmentos de calizas, microfósiles, microfósiles y calizas cretosas, crema, café claro y café. Su espesor varía de 3 a 20 m y se interpreta que su ambiente de depósito corresponde al de cuenca con baja energía, más profunda y distal que su correspondiente Formación La Peña, unidad estratigráfica con la que se relaciona.

Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad, en sus horizontes arcilloso y calcáreo arcillosos, sin embargo, tiene poco espesor.

2.2.2.3.3 Formación El Abra

Definida por Power en 1925, es una secuencia compleja de facies de plataforma, en la que se tienen depósitos de post-arrecife y de arrecife; en su facies lagunar se compone de una potente sección de mudstone a packstone de miliólidos y bioclóstos de color gris claro, con dolomías y evaporitas. Contiene abundantes bioclóstos, intraclástos y fósiles que se encuentran localizados en mayor o menor proporción en una matriz micritica (wackestone) o bien cementados por calcita espática (grainstone); a veces la matriz esta recristalizada dando la apariencia de cementante.

Se le subdivide en dos facies principales (de plataforma carbonatada) con edades semejantes:

1. Facies Arrecifal (Facies Taninul), está formada por una potente secuencia de boundstone de caprínidos, radiolítidos, toucasias, nerineas y escasos corales, de color gris y gris-café, masivos, intercalados por packstone y grainstone de bioclastos y oolitas. Se caracteriza por formar montículos de diversos tamaños bordeando a la plataforma de Tuxpan. Es una excelente roca generadora.
2. Facies Post-Arrecifal (Facies El Abra), se le considera una gruesa secuencia de calcilutitas, calizas bioclásticas y calcarenitas con miliolidos y toucasias, dolomitas y calizas parcialmente dolomitizadas, de aspecto sacaroide; se presentan intercalaciones de bentonita de color gris verdoso, grises azulosos y verdes, depositadas sobre una gran plataforma interna, en aguas claras, cálidas y poco profundas. El espesor de sus facies (arrecifal y lagunar) llega a medir 2000 m; presenta cavernas, vugulos y porosidad primaria, además de abundante fracturamiento que incrementan la permeabilidad de esta formación. Su ambiente de depósito se define como el de una plataforma carbonatada amplia y estable de aguas someras.

Se le ha asignado una edad Albiano-Cenomaniano aunque, a veces, se extiende en algunas localidades al Aptiano y al Turoniano en otras. Este complejo de sedimentos carbonatados formadores de bancos o arrecifes en dicha plataforma, constituyen verdaderas trampas estratigráficas con buena porosidad, permeabilidad y capacidad de constituir una excelente roca almacenadora.

2.2.2.3.4 Formación Tamabra

Fue definida originalmente por Muir en 1936 y descrita más ampliamente por Heim en 1940 y Flores en 1955. De edad Albiano-Cenomaniano, el conjunto litológico está constituido por rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas). Se compone de fragmentos de calizas derivadas de organismos arrecifales, moluscos y rudistas; consisten de conglomerados intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide en dos miembros en el Campo Poza Rica, el miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y el miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de su depósito, ocurrido al pie del talud continental por lo que se encuentra bordeando a la Paleo Plataforma de Tuxpan. Hacia el poniente de la cuenca, la formación se acuña presentándose los sedimentos en forma brechoide y compacta. El espesor promedio de esta secuencia varía de 150 a 200 m para la zona de Poza Rica, aunque también se reportan espesores en otras localidades que van de 300 a 1500 m; el ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas con muy buena porosidad, se le considera roca almacenadora y es productora en el Campo Poza Rica.

2.2.2.3.5 Formación Tamaulipas Superior

Descrita por primera vez por Stephenson en 1921, después por Belt en 1925 y definida finalmente por Muir en 1936; consiste de calizas mudstone a wackestone de color gris claro y café oscuro, con líneas estilolíticas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y tobas, además abundante disolución; hacia la base se observan intercalaciones delgadas de bentonita de color claro, verde y gris. Su espesor varía de 60 a 400 m.

Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano y su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material bentonítico y tobáceo, debido a la actividad volcánica que de manera simultánea ocurría en el arco magmático del occidente de México.

Se le considera roca almacenadora dado su porosidad secundaria por fracturamiento en especial en la zona de Ébano y Pánuco.

2.2.2.3.6 Formación Agua Nueva

Descrita originalmente por Stephenson en 1921 y posteriormente por Muir en 1934, se divide en dos miembros, el miembro inferior se compone de calizas arcillosas con laminaciones de lutita y el miembro superior se caracteriza por calizas wackestone en estratos delgados con un espesor promedio de 127 m.

Consisten de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal, con intercalaciones de lutitas carbonosas, calizas arcillosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base y laminares en la parte media y superior que corresponden con mudstone, calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro e intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar. El espesor promedio de esta unidad es de 240 m.

Su edad es Turoniano aunque en algunas porciones es Cenomaniano Superior-Turoniano, su ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas con circulación restringida, de baja energía con poca oxigenación, con influencia terrígena y del vulcanismo proveniente del lado del Pacífico.

Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento donde predominan los carbonatos y roca sello por sus horizontes arcillosos.

2.2.2.3.7 Formación San Felipe

Fue definida por Jeffreys en 1910, su litología dominante es mudstone y wackestone, bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal, alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. Incluyen una alternancia de wackestone y lutitas de color gris verdoso que intertemperiza a café, en estratos de 10 a 40 cm de espesor; contiene intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor; su espesor va de 50 hasta 330 m.

Es de edad Coniaciano-Santoniano, el ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del occidente que se encontraba en plena actividad.

Se le tiene considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello por los horizontes bentoníticos que tienen baja porosidad.

2.2.2.3.8 Formación Méndez

Definida por Jeffreys en 1910 y descrita más ampliamente por DeGolyer en 1916, su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal; en la cima son de color rosado y se conocen como “Méndez rojo”, este miembro tiene intercalaciones de margas grises y areniscas. Aparece en el núcleo de los sinclinales del frente este de la Sierra Madre Oriental. En la provincia Tampico-Misantla se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 m hasta 1000 m aproximadamente.

Su edad es Coniaciano-Santoniano y el ambiente sedimentario es el mar abierto de aguas tranquilas, representados por facies de relleno de cuenca con aporte de terrígenos y cenizas volcánicas.

Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos.

2.2.3 Cenozoico

2.2.3.1 Formación Velasco.

Fue definida por Cushman y Trager en 1924, se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la formación está representada por lutitas de color verde. El espesor promedio es de 140 m. Al oeste de Ébano-Pánuco, en las Haciendas de Tulillo, se zonificó a la Formación Velasco en dos miembros: Velasco Inferior y Velasco Basal.

2.2.3.1.1 Velasco Basal: El espesor máximo de esta biozona es de 90 m. Se le asigna una edad Paleoceno inferior. Se le considera roca sello por su baja porosidad y permeabilidad.

2.2.3.1.2 Velasco Inferior: Esta biozona también se presenta en la región de Ébano, Velasco, La Palma, etc. Por sus características litológicas se considera roca sello.

2.2.3.2 Grupo Chicontepec

Fue definido por Dumble en 1918, este grupo se encuentra desde el sureste de San Luis Potosí hasta el norte de Teziutlán Puebla, paralelamente a la margen oriente de la Sierra Madre Oriental, así como en el subsuelo de la Cuenca de Veracruz. Se le ha dividido en tres biozonas que para fines petroleros se les otorgó categoría de formación y se conocen como Chicontepec Inferior, Medio y Superior, siendo esta última depositada en la base del Eoceno, basándose en datos micropaleontológicos, la que también se conoce como Chicontepec Canal. Consisten en una alternancia de areniscas arcillosas bien cementadas y lutitas calcáreas color gris oscuro, con algunos horizontes conglomeráticos lenticulares a la base, constituidos por fragmentos de uno a tres cm de pedernal y fragmentos de calizas de plataforma del Albiano-Cenomaniano. Tiene un espesor promedio de 300 m, aunque se han encontrado en el depocentro de la Cuenca de Chicontepec espesores de más de 1500 m. El grupo Chicontepec es una secuencia terrígena depositada en aguas poco profundas en abanicos submarinos, lo que se corrobora por la asociación de foraminíferos bentónicos; además presenta algunos restos de plantas carbonizadas, surcos de corriente, corte y relleno, laminación cruzada, graduada, estratificación convoluta y slumps. A continuación se describen las tres formaciones de este grupo.

2.2.3.2.1 Formación Chicontepec Inferior. Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se caracteriza por una litología compuesta por intercalaciones de lutitas con areniscas lenticulares, en el centro de la Cuenca de Chicontepec contiene principalmente lutitas de color gris verdoso a oscuro y areniscas calcáreas a veces con bentonita. Al sur de la cuenca tiene tres divisiones litológicas bien definidas; la primera son depósitos arcillosos; la segunda es una secuencia arenosa y la tercera corresponde con una secuencia arenosa-calcárea, pudiéndose considerar areniscas calcáreas. Se han determinado por la perforación de pozos petroleros en el centro de la cuenca espesores hasta de 1500 m. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide que da por resultado la Sierra Madre Oriental con una rotación al oriente de las plataformas de Tuxpan y San Luis-Valles, esto ocasionó una gran erosión entre las dos plataformas y un gran aporte de sedimentos a la Cuenca de Tampico-Misantla y por consecuencia a la Cuenca de Chicontepec dando inicio al

relleno de una enorme depresión en condiciones próximas a los litorales o zonas marginales de profundidad somera y de fondo irregular, posteriormente la cuenca se profundiza originando depósitos de abanicos submarinos y flujos turbidíticos.

Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos y roca generadora por las lutitas que la conforman.

2.2.3.2.2 Formación Chicontepec Medio. Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se compone de una secuencia de areniscas de color gris oscuro, de grano medio, compactas y con restos de plantas, alternando con lutitas grises, areniscas calcáreas y con guijarros de caliza arenosa; en el sur de esta cuenca consisten de lutitas compactas, masivas, color gris, masivas y con láminas de areniscas calcáreas. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior, con la diferencia en los periodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos.

Se le considera como roca almacenadora por sus miembros arenosos, los que presentan porosidad y permeabilidad media; también es roca generadora y sello en sus capas arcillosas.

2.2.3.2.3 Formación Chicontepec Superior (Chicontepec Canal). Se le asigna una edad Eoceno inferior y se compone de areniscas con alternancia de lutitas, presenta estructuras primarias como laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, calcos de carga y restos de carbón diseminado; el espesor promedio es de 400 m.

Se infiere que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica y se extendieron hasta aguas profundas en la desembocadura de abanicos submarinos y con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec, en un ambiente de somero a profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Esta unidad es considerada como roca almacenadora de baja calidad en sus miembros arenosos y sello por sus horizontes arcillosos.

2.2.3.3 Formación Aragón

Fue definida por Nuttall en 1930 y consiste de lutitas de color gris claro, oscuro y verdoso, que intemperizan en color amarillento, presenta estratificación bien marcada laminación interna debida en ocasiones, a intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños. Su edad es Eoceno Inferior y su espesor va desde los 80 hasta los 325 m, aunque en ocasiones no se ha definido perfectamente debido a que tiene una litología similar a la de la Formación Chicontepec Superior, especialmente hacia el oeste de la Faja de Oro. Los sedimentos de la Formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de elementos emergidos inestables.

Se considera como roca potencialmente almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos.

2.2.3.4 Formación Guayabal

Fue definida por Adkins en 1925 y descrita más ampliamente por Cole en 1927, consiste de lutitas de color gris azul, que intemperizan en color gris-café a café claro; contiene intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas, localmente presenta nódulos de siderita (característicos de esta formación). Al sureste de Poza Rica, Veracruz, se caracteriza por presentar cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen un horizonte de margas color verde olivo, con estructura nodular, con intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general, no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas. Su edad corresponde con el Eoceno Inferior y su espesor varía de 60 a 1200 m, incrementándose de norte a sur.

Sus condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica, aunque menos tranquilos que para las formaciones que la subyacen, sus cambios de espesor muestran el depósito en una depresión submarina inclinado al sur, recibiendo sedimentos provenientes del oeste.

Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad.

2.2.3.5 Formación Chapopote

Fue definida por Cole en 1927, se caracteriza por presentar estratificación irregular con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, característica que es más evidente en la parte donde se presenta el cambio de facies con la Formación Tantoyuca (parte media de la Provincia de Tampico-Misantla); en otras localidades contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, calcáreas. En la base se compone de lutitas calcáreas verdes que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas, con algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas; en ocasiones contiene areniscas conglomeráticas con intercalaciones de lutitas grises y algunas capas de bentonita. La secuencia es de edad Eoceno Superior y su espesor varía de 80 hasta 800 m. El ambiente de depósito corresponde al de plataforma clástica, en mares tranquilos con aporte de terrígenos finos, en condiciones someras de aguas tranquilas cerca de la línea de costa donde predominan areniscas.

Se le considera excelente roca sello por su baja porosidad y permeabilidad en sus horizontes arcillosos.

2.2.3.6 Formación Tantoyuca

Definida por Cole en 1927, está constituida por sedimentos arenoso-conglomeráticos, areniscas y areniscas conglomeráticas de grano grueso y fino, con cementante calcáreo; presenta algunas intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. En algunos sitios contiene conglomerados y brechas con fragmentos re TRABAJADOS de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas. En otros sitios consiste de areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y conglomeráticas, con cementante calcáreo y sin estratificación bien definida; también contiene algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas y margas arenosas, Además presenta esporádicos horizontes de conglomerados y brechas, formados de cantos arredondados provenientes de la erosión de calizas del Cretácico, areniscas del Grupo Chicontepec, fragmentos de pedernal, rocas metamórficas y volcánicas; su espesor llega a alcanzar los 1000 m.

La unidad es de edad Eoceno Superior, las condiciones de depósito fueron cambiando a lo largo del depósito desde la plataforma interna hasta cerca de la costa (litoral), pues está formada principalmente por material detrítico en estratos tubulares y en otros casos corresponde con depósitos litorales o de delta; sus clastos son derivados de la erosión, de regiones adyacentes al oeste; su gran espesor en la vecindad de Tantoyuca-Chila Cortaza indica una depresión en esa zona. Fue depositada en el litoral y una plataforma clástica, en condiciones moderadas y uniformes de profundidad.

2.2.3.7 Formación Horcones

Fue definida por Grimdale en 1933, es una secuencia clástica de edad en Oligoceno Inferior, se compone de lutitas calcáreas de color gris claro y gris oscuro, que intemperizan a café, con intercalaciones de areniscas de cuarzo finas y algunos estratos de conglomerados calcáreos, en capas de 10 a 15 cm de espesor, con intercalaciones de ceniza volcánica. También contiene capas gruesas de hasta un metro de conglomerados heterogéneos (polimícticos) con fragmentos redondeados de calizas y dolomitas, con pedernal negro y en menor proporción presenta fragmentos de rocas ígneas y areniscas calcáreas. Su espesor es muy variable, llegando a estar ausente, como ocurre al oeste de la Provincia Tampico-Misantla, con variaciones de 60 a 450 m. Se depositó en aguas someras cercanas a la línea de costa, con aporte de material detrítico resultado de la erosión de rocas más antiguas.

Se le considera roca almacenadora por sus propiedades petrofísicas de alta porosidad y permeabilidad en sus horizontes conglomeráticos y arenosos.

2.2.3.8 Formación Palma Real Inferior

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida formalmente por Villatoro en 1932, es una secuencia de edad Oligoceno Inferior y está constituida por lutitas calcáreas de color gris al fresco y amarillo café cuando está intemperizada; en este caso se presenta con aspecto quebradizo y friables; presenta intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino, lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados y gravas de cantos rodados de calizas y pedernal procedente de la erosión de la columna Mesozoica. Es común encontrar abundantes foraminíferos, incluso presenta aislados desarrollos lenticulares de calizas coralinas en forma de montículos; las areniscas presentan huellas de oleaje. Se considera por su posición estratigráfica, su litología y el contenido faunístico de un ambiente de plataforma clástica. Se considera como una roca sello por su baja porosidad y permeabilidad en sus horizontes arcillosos y almacenadora en los montículos arrecifales.

2.2.3.9 Formación Palma Real Superior

Fue descrita inicialmente por Nuttall en 1928 y definida formalmente por Villatoro en 1932, se compone de rocas de edad Oligoceno Superior, consiste de lutitas grises, arenosas, bentoníticas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo de grano fino, con cuerpos lenticulares de calizas coralinas formando montículos donde se presentan abundantes orbitoides; contiene un horizonte de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio; también se reportan conglomerados al noroeste de Poza Rica Veracruz. Se tienen espesores variables, por ejemplo, en el norte de la Provincia de Tampico-Misantla va de 80 a 520 m y en el campo Poza Rica es de 280 m. Los sedimentos de esta formación presentan serias dificultades para su estudio, debido a los cambios laterales de facies en sus diferentes localidades. Al final del depósito de la Formación

Palma Real debió efectuarse una regresión, pues, en general, aparece en su cima un intervalo de clásticos de tamaño medio, llamado conglomerado Mecatepec.

A esta formación se le considera como almacenadora de hidrocarburos en la Provincia Tampico-Misantla.

2.2.3.10 Formación Concepción-Encanto

Fue definida por Goldschmid en 1933 y consiste de lutitas de color gris, con fractura concoidal, en algunos estratos arcillosos contiene foraminíferos, también presenta horizontes de conglomerados con fragmentos de caliza, areniscas y rocas ígneas; además contiene capas en forma de cuña de areniscas o lentes de conglomerados con estratificación cruzada. La secuencia es de edad Mioceno y se depositó en una plataforma clástica en posición próxima a la línea de costa.

Es considerada como potencial roca almacenadora en su miembro conglomerático.

2.2.3.11 Formación Alazán

Fue definida por Dumble en 1912 y se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 Km, desde el Río Cazones hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas. Esta formación consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. En algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas; su espesor es variable, desde 60 hasta 930 m.

Su edad es Oligoceno Inferior-Oligoceno Superior y se infiere que esta formación se depositó en una plataforma clástica. Es probable que los sedimentos de la Formación Palma Real Superior, equivalente en edad a parte de la Formación Mesón pertenezcan a mares que se hayan extendido desde el flanco norte del Macizo de Teziutlán hasta el flanco este de la Sierra de Tamaulipas, extendiéndose al oriente hasta el actual Golfo de México.

2.2.3.12 Formación Mesón

Fue definida por Dumble en 1918 y se distribuye en el oriente de la Provincia Tampico-Misantla y aflora desde el sur de Soto la Marina hasta el sur de Poza Rica, Veracruz, en una franja de 400 Km de largo por 15 Km de ancho. Consiste hacia la base de una secuencia de lutitas calcáreas y margas arenosas, de color gris, con abundantes microfósiles, hacia la parte media se presentan areniscas de cuarzo y bioclóstos, de grano fino a medio, calcáreas en capas de 20 a 30 cm; contiene algunas capas de calizas biógenas coralinas; la cima se compone de areniscas grises en capas delgadas. Además, presenta lutitas y margas de color gris a gris azul oscuro, arenoso, conteniendo mucho caliche al intemperizarse. En afloramientos, su espesor varía de 90 a 600 m y en el subsuelo por la perforación de pozos petroleros se han reportado espesores de 115 a 875 m.

Tiene una edad que va del Oligoceno inferior hasta Oligoceno Superior y se interpreta que la formación Mesón se depositó en aguas someras al desarrollarse parte de las formaciones Coatzintla, Palma Real Superior y posiblemente Alazán, por lo que tal vez, sus sedimentos comprendan parte del Oligoceno Medio.

2.2.3.13 Formación Coatzintla

Fue definida por Adkins en 1925, se encuentra en una estrecha franja que va de Poza Rica, Veracruz, hasta el sur de Tecolutla, en una longitud de 45 Km, aunque su anchura se desconoce. Su edad es Oligoceno Superior y consiste de lutitas y margas de color gris oscuro, intercaladas con margas arenosas y algunos conglomerados constituidos por fragmentos de rocas marinas cretácicas y eocénicas, cementadas con material arcilloso; también contiene calizas coralinas en montículos aislados. Su espesor varía entre 150 y 450 m, incluyen clastos de grano grueso en la base, principalmente areniscas y de lutitas en la parte superior; se asocia a facies de plataforma clástica de carácter transgresivo en las proximidades de la línea de costa.

Se considera como potencial roca almacenadora por sus horizontes clásticos gruesos.

2.2.3.14 Formación Escolín

Fue definida por Grimsdale en 1933 y esta formada por lutitas gris, plásticas; muestran ocasionalmente planos de estratificación irregulares. Presenta algunas intercalaciones de areniscas de color gris de grano fino y areniscas conglomeráticas; se observan también esporádicos horizontes de conglomerados hacia la base de la formación. Su distribución geográfica es reducida, se le encuentra al sureste del campo Poza Rica en los campos Santa Agueda y Ezequiel Ordoñez al norte, hasta el de Miguel Hidalgo y Tecolutla al sur; la edad asignada a esta formación es Oligoceno Superior. El espesor va desde los 90 hasta los 300 m en los diferentes pozos de los campos petroleros de la región de Poza Rica, Veracruz.

La edad asignada a esta formación es Oligoceno Superior y su litología indica que esta formación se depositó en un periodo en el cual el nivel del mar ascendió un poco para descender posteriormente y permanecer con poca profundidad hasta el comienzo del depósito de la Formación Tuxpan, del Mioceno Inferior.

2.2.3.15 Formación Tuxpan

Fue definida por Dumble en 1911, tiene una amplia distribución ya que aflora a lo largo de la costa del Golfo de México en una franja de hasta 20 Km de ancho, desde el sur de la Barra de Tamiahua hasta 20 Km al sur del Río Tecolutla. Consiste de areniscas, areniscas calcáreas, calizas arenosas alternadas en una secuencia de lutitas arenosas, bentoníticas, color gris verdoso, areniscas de cuarzo grano fino a medio; contiene algunos estratos de calizas arenosas, biógenas incluso con conglomerados hacia la base de la formación. En el Campo Ezequiel Ordoñez y en los cortes de la Súper carretera Poza Rica-Gutiérrez Zamora se presenta un horizonte de tobas color verde. Su espesor varía de 150 a 820 m.

Se le asigna la edad Mioceno Inferior-Mioceno Superior y se infiere que el ambiente de depósito de esta formación corresponde a una plataforma clástica en posición cercana a la línea de costa, asociada a una transgresión, seguida de una regresión que fue conformando la actual línea de costa.

Se considera roca almacenadora de poco potencial, en sus cuerpos arenosos ya que es una unidad que esta expuesta.

En la Fig. 2.3 se muestra una tabla de correlación estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla. Resaltando la posición y relaciones estratigráficas del Grupo Chicontepec.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA DE CHICONTEPEC

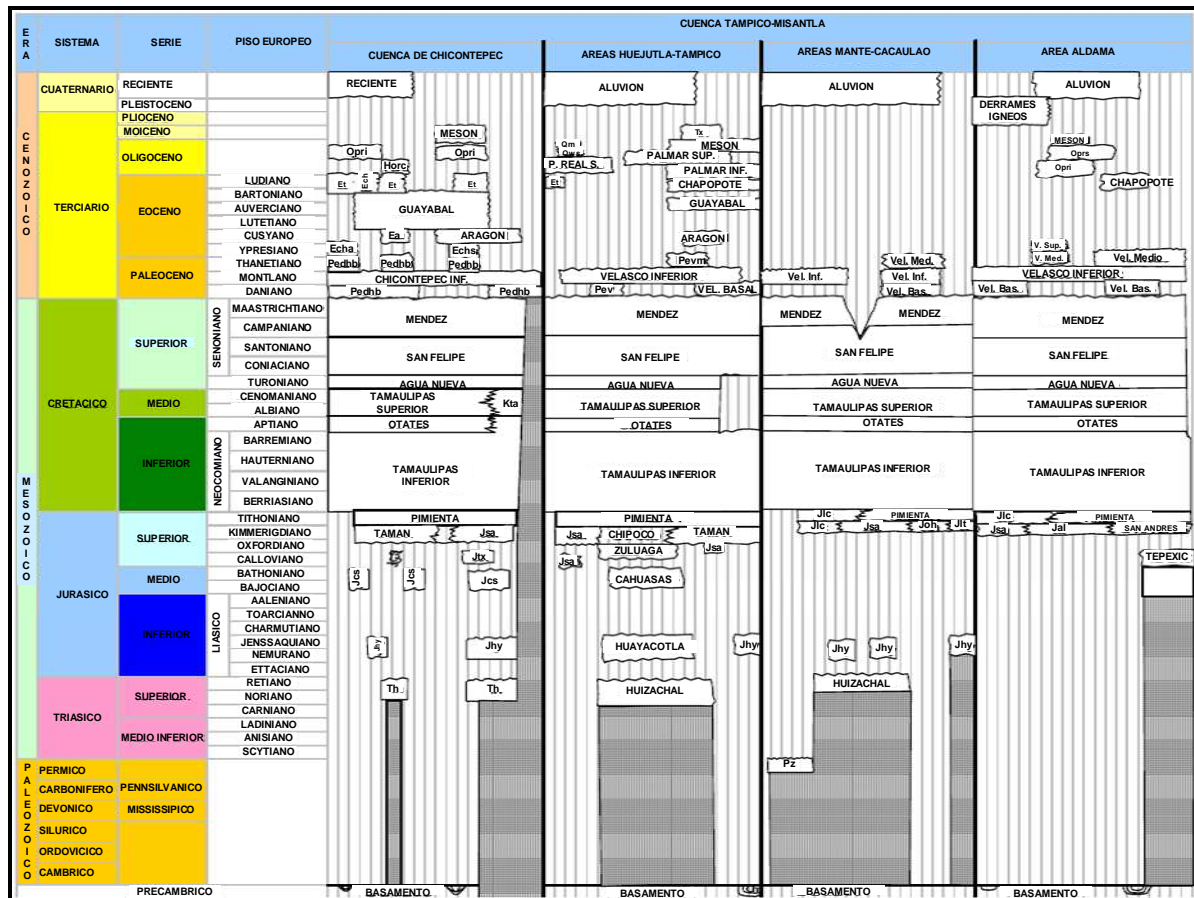


Fig. 2.3 Tabla de Correlación Estratigráfica de la Provincia Tampico- Misantla.²⁷

2.3 MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL

El área que ocupa la Provincia Tampico-Misantla tiene que ver con tres tipos de secuencias estratigráficas distintas, la primera, constituida principalmente por rocas calcáreo arcillosas y calcáreas del Jurasico Tardío y carbonatadas del Cretácico; la segunda, por unidades siliciclásticas cenozoicas con gruesos espesores y la tercera secuencia está conformada por rocas volcánicas del Plioceno, Pleistoceno y cuaternario.

La secuencia Jurasica-Cretácica, en el subsuelo en el área de estudio, es la más deformada, está constituida estructuralmente por anticlinales, sinclinales y fallas inversas (cabalgaduras) de varios km de desplazamiento. El tipo de pliegues es muy variado, los hay asimétricos, recostados, recumbentes y buzantes; muchos de ellos dislocados por fallas inversas y normales. La base de esta secuencia Jurasica-Cretácica está formada por siliciclásticos que constituyen un grueso espesor de relleno continental, acumulado en lo que geológicamente correspondió con depresiones tectónicas (grabens) que condicionaron y modelaron a la Provincia Tampico-Misantla. En el Cenozoico se formaron en el oriente de México, varias cuencas post-orogénicas en las que se acumularon también, gruesas secuencias de terrígenos, como ocurre en la cuenca que corresponde al área de estudio, conocida como Cuenca de Chicontepec, la cual colinda al sur, con la Cuenca de Veracruz; estas cuencas iniciaron su relleno en el Paleoceno. Durante su

²⁷ PEMEX Exploración y Producción Región Norte. 2005.

evolución, la Provincia Tampico-Misantla ha estado asociada con un basamento pre-mesozoico, y a elementos paleotectónicos como la Plataforma de Tuxpan y la Plataforma Valles-San Luís. Las rocas cenozoicas más antiguas y deformadas tectónicamente se encuentran en las serranías en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, cambiando a secuencias más jóvenes y menos deformadas hacia la línea de costa actual; la inclinación de la mayoría de los estratos es con dirección al oriente. La secuencia terrígena en su porción superior, más joven, no ha sufrido fuertes deformaciones, sólo fallamiento normal con fallas de crecimiento y plegamiento muy suave. Algunos de sus rasgos mejor conocidos y reportados son el Paleobanico Submarino "La Flor de Ayotoxco" (Paleoceno Tardío), los Paleocanales de Chicontepec y Nautla (Eoceno Temprano) y los Paleodeltas de Cazones y Tecolutla (Eoceno Tardío). De los varios basculamientos regionales que tuvieron lugar en la paleocuenca y que rotaron bloques al oriente, destacan el del Eoceno-Oligoceno y otro durante el Mioceno.

Por sus características estructurales, se reconocen los efectos de deformación frágil y dúctil más intensos en la secuencia mesozoica, los que muestran un estilo de deformación característico en la gruesa secuencia sedimentaria. Las secuencias del Cenozoico registran menos deformación, caracterizándose por numerosas estructuras sedimentarias.

La secuencia de rocas volcánicas, pertenecientes a la faja volcánica transmexicana, forman parte de un elemento estructural que cruza la República Mexicana por su parte central con dirección este-oeste y que limita al sur el área de estudio; esta secuencia es producto de eventos vulcano-tectónicos, que han originado una serie de fosas, calderas, aparatos y estructuras volcánicas de gran diversidad y tamaño. Estos eventos tectónicos están relacionados con la subducción de la Placa de Cocos y Rivera debajo de la Placa de Norteamérica en la costa pacífica mexicana, durante los últimos 15 millones de años.

La provincia Tampico-Misantla presenta la forma de un arco semi-elíptico, abierto hacia el golfo de México y delimitada al norte por el arco de Tamaulipas y el Homoclinal Regional de San José de las Rusias, al oeste por la sierra Madre Oriental y al sur por el Bloque Granodiorítico y metamórfico de Tezuitlan y el extremo oriental de la Faja Volcánica Transmexicana; el origen de la cuenca obedece al hundimiento del área ocupada por el archipiélago de Tamaulipas, provocado en gran parte por los esfuerzos que en el Paleógeno plegaron y fallaron la Sierra Madre oriental, evento conocido como Orogenia Laramide Mexicana. En forma generalizada, se presentan cuatro estilos de deformación en la Provincia Tampico-Misantla:

El primero de intensidad moderada, se observa en la porción norte de la Provincia, entre el Río Pánuco y la Sierra de Tamaulipas; constituido por anticlinales alargados simétricos, asociados a la deformación típica del Arco de Tamaulipas. En la región de Ébano-Panuco estos plegamientos se encuentran cortados por numerosas fracturas y fallas normales de poco desplazamiento paralelas o transversales a los ejes estructurales principales. El segundo tipo de deformación se encuentra en la porción media oriental o (zona estable), consiste en homoclinales suaves que comprende la planicie costera del Golfo de México. El tercer estilo estructural es de intensidad fuerte, con plegamientos asimétricos, recostados y fallas inversas imbricadas; se localiza en el frente de la Sierra Madre Oriental y afecta a las secuencias sedimentarias del Paleógeno Temprano y más antiguos que rellenaron las cuencas de Chicontepec, Magiscatin y la zona que ocupa actualmente el sector este de la Sierra Madre Oriental. El cuarto estilo estructural esta presente a lo largo de la Plataforma Continental, el cual corresponde a eventos más jóvenes de la cuenca y esta asociado a la etapa de extensión del Golfo de México, caracterizada por estructuras asociadas a fallas de crecimiento con bloques caídos al oriente, formando en algunos casos estructuras rollover con sus características fallas listricas (Fig. 2.4).

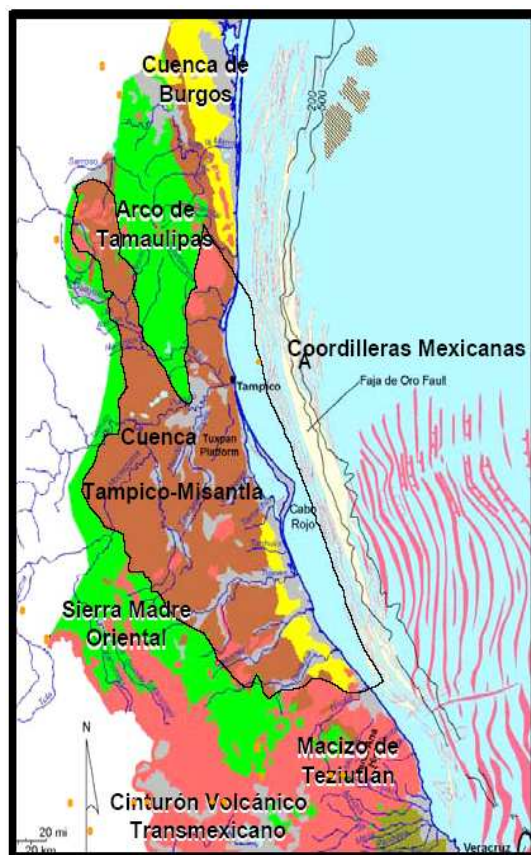


Fig. 2.4 Marco estructural de la Provincia Tampico-Misantla.²⁸

En la porción norte de la Provincia Tampico-Misantla, las trampas petroleras están relacionadas con una componente estratigráfica importante aunque están deformadas, por lo que en la mayoría de los casos se tienen trampas petroleras mixtas; por otro lado, se tienen también levantamientos estructurales orientados de norte a sur, limitados por fallas de tipo normal que originaron un intenso fracturamiento asociado. Los grabenes al formar depresiones importantes propiciaron la sedimentación clástica, acumulándose gruesas cuñas de rocas clásticas, que originaron la configuración de las estructuras en forma de rampa. También en las secuencias Jurasicas-Cretácicas se tienen estructuras de pliegues buzantes, asimétricos con buzamiento hacia el sureste, en unos casos, y en otros al noreste, con ejes longitudinales hasta de 11 Km de largo por 6 Km de ancho.

En la Llanura Costera del Golfo de México Norte, se reconocen cuatro elementos tectónicos básicos: La Plataforma de Tamaulipas, la Provincia Tampico-Misantla, la Plataforma Tuxpan-Tecolutla y la Cuenca de Veracruz. Entre las dos últimas se interpone un pilar tectónico del basamento cristalino denominado Macizo de Santa Ana. El nombre de Provincia de Tampico-Misantla, evolucionó del Término antiguo "Paleobahía de Tampico" (Tampico Embayment); después Cuenca de Tampico-Misantla. Excepto por las rocas sedimentarias del Paleoceno y Eoceno Inferior, que al pie de la Sierra Madre Oriental están moderadamente plegadas y cabalgadas, las demás rocas del Cenozoico al parecer conservan su posición original de depósito o presentan una ligera inclinación y fallamientos locales debido al fenómeno de compactación diferencial.

²⁸ PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2005.

La expresión superficial de la Plataforma de Tamaulipas, es la Sierra de Tamaulipas, al norte del Puerto de Tampico, la cual evolucionó a partir de un pilar tectónico formado por un basamento de rocas graníticas, teniendo al oriente y al poniente, fosas tectónicas en las que se presentan rocas paleozoicas marinas cubiertas discordantemente por capas rojas del Triásico Superior; dicho pilar tectónico quedó cubierto por sedimentos marinos carbonatados durante el Cretácico Temprano y siliciclastos marinos durante el Cretácico Tardío; su estructura actual corresponde a un anticlinorio, y las rocas aflorantes más antiguas son del Cretácico Inferior. Los pliegues que conforman a este anticlinorio son suaves y en varios sitios se presentan intrusiones de rocas graníticas. La Plataforma de Tamaulipas presenta una anchura máxima de 50 Km y una orientación general nor-noroeste-sur-sureste.

La Plataforma de Tuxpan (Tuxpan-Tecolutla o Faja de Oro), se extiende en el subsuelo desde el área de Cabo Rojo hasta la playa de Tecolutla, alcanzando una longitud de 150 Km y anchura máxima de 70 Km a la altura de Tuxpan; el núcleo de la plataforma está formado por rocas intrusivas del Paleozoico Tardío, que localmente están cubiertas por restos de capas rojas del Triásico Tardío. Estas rocas a su vez fueron cubiertas por sedimentos evaporíticos del Cretácico Temprano que después se cubrieron en el Albiano-Cenomaniano por un notable desarrollo de facies arrecifales, sobre todo a lo largo de su borde occidental formando las facies Terminal de "Faja de Oro". Los movimientos verticales que dieron origen a esta plataforma perduraron hasta el final del Cretácico, propiciando los grandes acantilados a lo largo del borde de esta plataforma donde se acumularon brechas de Talud y finalmente como producto de la deformación laramídica ocurrió su basculamiento hacia el noreste.

La Cuenca de Veracruz presenta una evolución semejante a la Provincia de Tampico-Misantla, casi la mitad del volumen total de los sedimentos Cenozoicos de esta cuenca lo representan las rocas miocénicas, que contienen importantes aportes de rocas piroclásticas. Las rocas de la Cuenca de Veracruz correspondientes al Paleoceno y Eoceno Inferior y Medio sufrieron plegamiento moderado junto a la Sierra Madre Oriental, en cambio hacia el oriente de la Sierra en la planicie costera, la secuencia cenozoica guarda su posición original de depósito o posee estructuras que resultaron del proceso de compactación diferencial y de los efectos de la intrusión de cuerpos ígneos hipabisales y en otros casos se formaron fallas de crecimiento, con fallas listricas, sintéticas, antitéticas y estructuras tipo rollover.

2.4 ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

La Cuenca de Chicontepec es una depresión rellena de rocas terrígenas que se originó en la parte final del Cretácico y durante el Paleoceno, representa una cuenca sedimentaria de considerable magnitud, producto de la deformación que sufrió la Plataforma de Tuxpan (basculamiento) y el cinturón plegado y fallado de la Sierra Madre Oriental y de la erosión generada por corrientes submarinas, que primero erosionaron y después acumularon un importante volumen de sedimentos siliciclasticos durante el Paleoceno y el Eoceno. La cuenca corresponde con una gran depresión que posteriormente fue rellena por sedimentos arcillosos y arenosos, en forma alternada acumulados por corrientes de turbidez (turbiditas) y abanicos submarinos, definidos como Grupo Chicontepec, la cual se ha dividido en Inferior, Medio y Superior. Posteriormente en el Eoceno Tardío continua el relleno de la cuenca, predominando dos facies, una arcillosa de aguas profundas de la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de la Formación Tantoyuca. Durante el Oligoceno y el Mioceno continúan las transgresiones y regresiones, depositándose los sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos de las formaciones Palma Real Inferior y Superior, así como de la Formación Tuxpan, esta última de ambiente litoral.

2.5 MODELO DE SEDIMENTACIÓN

Los estudios sedimentológicos de diferentes autores coinciden en explicar que los sedimentos del Grupo Chicontepec, son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, y que han sido transportados primero por corrientes fluviales que se convierten en deltas en el ambiente transicional posteriormente depósitos en plataforma clástica, desde cuyo borde se originaron corrientes de turbidez depositando en ambientes de aguas profundas. Los abanicos submarinos tuvieron una gran influencia en la sedimentación de la cuenca con lo que el espesor de las rocas terrígenas se incrementó notablemente.

La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas, canales y abanicos de ambiente nerítico externo a batial, formando turbiditas y complejos de abanicos y canales, formando una secuencia sedimentaria compuesta por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

El Modelo Geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de turbiditas, abanicos submarinos (Fig. 2.5) erosión y relleno. Se pueden destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: Canal central, Canal central con lóbulos, abanico medio y abanico exterior en la mayoría de las unidades genéticas.

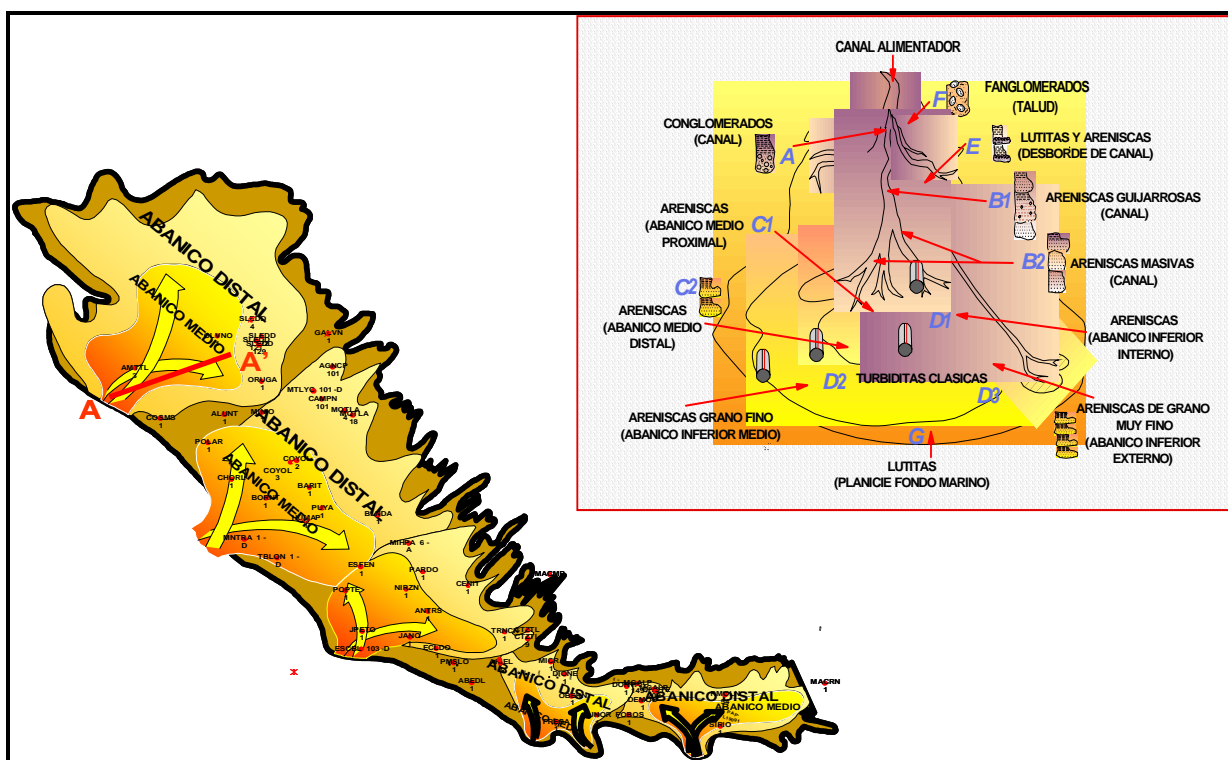


Fig. 2.5 Modelo Sedimentológico conceptual de la Cuenca de Chicontepec con su complejo de Abanicos Submarinos de Walker.²⁹

Recientemente con la descripción detallada de 390 núcleos y con el soporte de información sísmica tridimensional, se identificaron 11 facies correspondientes al modelo de abanico submarino, precisándose su distribución a lo largo de la Cuenca de Chicontepec. Regionalmente, el modelo esta conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores

²⁹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2005.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA DE CHICONTEPEC

ubicados en la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec. Estos depósitos de abanicos, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia del Eoceno Inferior, que forma un canal que se profundiza de noroeste hacia el sureste, donde sedimentos Paleogenos y del Jurásico superior están en contacto por discordancia angular. Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro de la Cuenca, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

En la Fig. 2.6 se muestra la distribución de las unidades estratigráficas en la Cuenca de Chicontepec incluyendo el Cretácico Superior (Formación Méndez).

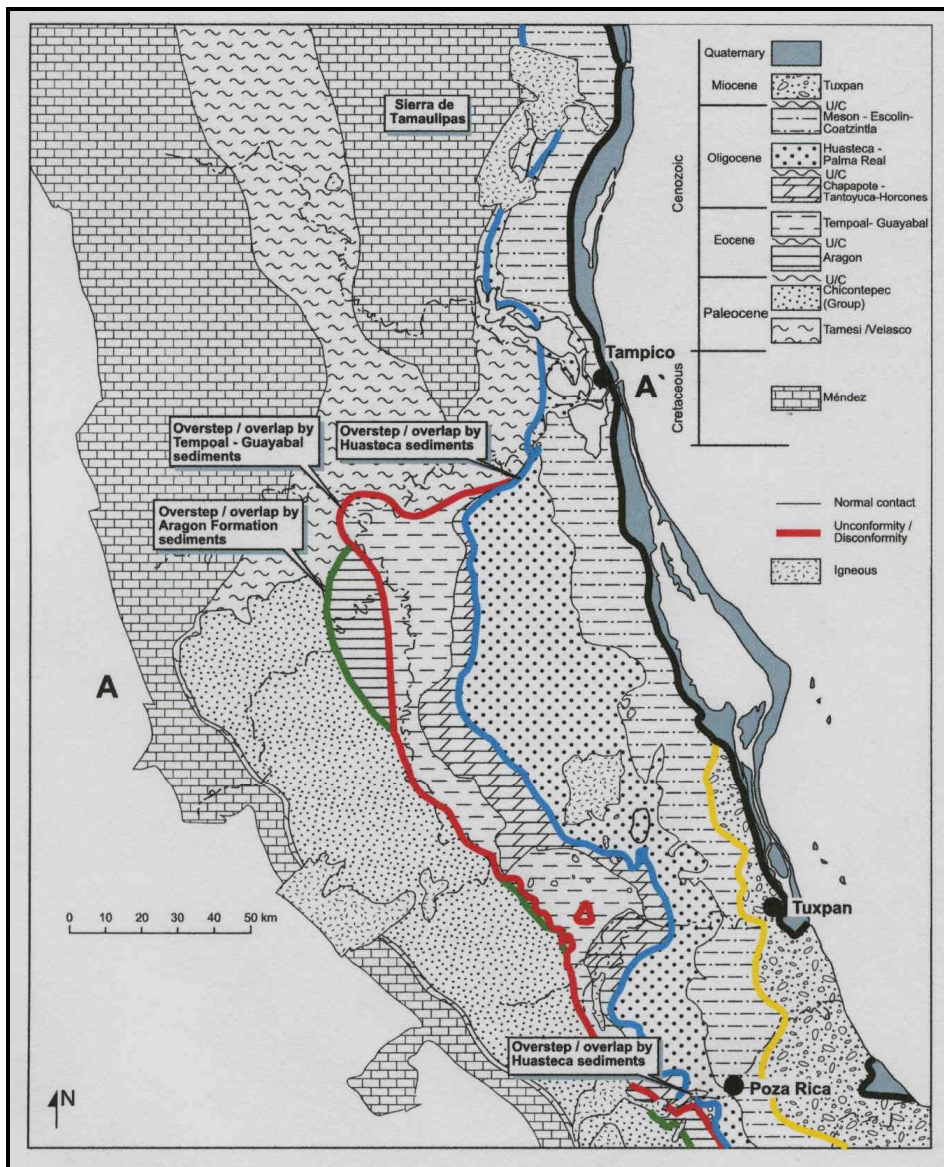


Fig. 2.6 Mapa geológico de la Cuenca de Chicontepec.³⁰

³⁰ PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, 2000.

Las características de erosión y retrabajo de los sedimentos de Chicontepec, generan problemas locales de crono y bioestratigrafía, por lo que en el estudio de caracterización geológica regional se optó por utilizar estratigrafía y facies sísmicas para agrupar paquetes sedimentarios con características similares y con un propósito económico. La columna estratigráfica típica del relleno Paleoceno-Pliocuaternario de la Cuenca de Chicontepec comprende las siguientes unidades estratigráficas:

- **Formación Chicontepec Inferior**
- **Formación Chicontepec Medio**
- **Formación Chicontepec Superior**
- **Formación Chapopote**
- **Formación Tantoyuca**
- **Palma Real Inferior**
- **Palma Real Superior**
- **Formación Tuxpan**

2.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La cuenca de Chicontepec, perteneciente a la secuencia sedimentaria cretácica-paleógena de México, es un ejemplo de una cuenca sintectónica, que se caracteriza por presentar discordancias progresivas que atestiguan que al mismo tiempo que ocurría en algunos sectores levantamiento y erosión de la secuencia sedimentaria marina, como resultado de la fase de deformación compresiva de la Orogenia Laramídica, en otras localidades próximas, ocurría sedimentación continua (sin discordancias). En la Cuenca de Chicontepec, la generación de la discordancia progresiva fue controlada al oriente por las rocas carbonatadas muy competentes, Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente por el Frente de la Sierra Madre Oriental; las relaciones estratigráficas discordantes se reconocen claramente en una sección sísmica de dirección Este-Oeste, donde se observa como las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas están erosionadas en varios niveles (discordancia progresiva) y son cubiertas por rocas clásticas de diferente espesor de las formaciones Chicontepec Inferior, Medio y Superior (areniscas y lutitas).

Las discordancias progresivas (sintectónicas) corresponden a “cualquier tipo de discordancia en la que la sedimentación y la formación de la mega-estructura discordante angular han sido contemporáneas del proceso tectónico que la ha engendrado” (Vera, 1994). Por otra parte, una discordancia progresiva constituye una “discordancia continuada por una acumulación vertical de cuñas sedimentarias todas ellas dirigidas hacia el flanco activo (cabalgamiento, flanco del anticlinal, etc.) formando un abanico abierto hacia el centro de la cuenca” (Vera, 1994).

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

Las unidades cronoestratigráficas que afloran en el área y que fueron depositadas antes de la Orogenia Laramide, presentan competencias estructurales muy diferentes. El conjunto más

antiguo (Formaciones Tamán y Pimienta) y el más joven (Formaciones Velasco y Chicontepec) son mecánicamente incompetentes, mientras que el conjunto intermedio (Formaciones Tamabra y Tamaulipas) son de alta competencia estructural.

En la Cuenca de Chicontepec, en el sector centro-oriente en la secuencia clástica del Paleoceno, se reconocen pliegues suaves, simétricos con orientación general NNW-SSE, mientras que en su parte poniente (frente de la Sierra Madre Oriental), en la secuencia mesozoica y con una orientación similar, se tienen cabalgaduras, fallas inversas, pliegues apretados y recostados.

La fase más importante de deformación que se ha documentado se dio durante la Orogenia Laramide (Turoniano-Paleoceno), estas estructuras se presentan como pliegues paralelos y cabalgaduras con un rumbo general NNW-SSE, convergencia al oriente y buzamiento entre 10 y 15° al NW, donde aparecen diferentes estructuras menores asociadas como: Pliegues chevrón e isoclinales en las secuencias calcáreas delgadas, pliegues disarmónicos en las secuencias calcáreo-arcillosas y arcillo-arenosas, crucero de roca (clivaje) y fallas inversas de menor desplazamiento. Las secuencias de areniscas y lutitas que componen al Grupo Chicontepec únicamente presentan pliegues suaves en los sectores próximos a la Sierra Madre Oriental, como ocurre en las inmediaciones de la comunidad de La Ceiba, Puebla.

3. SISTEMA PETROLERO

3.1 DEFINICIÓN Y PARTES DEL SISTEMA PETROLERO

El Sistema Petrolero o la "Máquina Natural de hacer Petróleo" como también se conoce, es un sistema natural, que incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza (González y Holguín, 1991), a su vez este se compone de los siguientes subsistemas: generador (roca generadora de petróleo), almacenador (roca almacenadora), sello (roca sello), migración (ruta de migración), maduración, tipo de fluido, presión y entrapamiento (trampa), dichos subsistemas se deben concatenar en tiempo y espacio (sincronía) para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, misma que debe ser susceptible de explotarse con rendimiento económico; podemos decir entonces, que si se dan las condiciones anteriores en el área evaluada, existió la "máquina natural de hacer petróleo"

Un sistema petrolero representa el suficiente tiempo geológico para incorporar los elementos básicos, desde la roca generadora, hasta la última unidad requerida para formar depósitos petroleros. Un depósito petrolero incluye altas concentraciones de gas natural biogénico y termogénico que se encuentra en yacimientos convencionales, así como hidratos de gas, condensados, aceites crudos, aceites pesados y bitúmenes sólidos almacenados en rocas siliciclásticas o carbonatadas porosas y permeables.

Estratigráficamente el sistema se concreta a las siguientes unidades: roca generadora de petróleo, rocas transportadoras, roca almacenadora, roca sello y las rocas sobreyacentes requeridas para incrementar la presión y temperatura para que ocurra la madurez (Fig. 3.1).

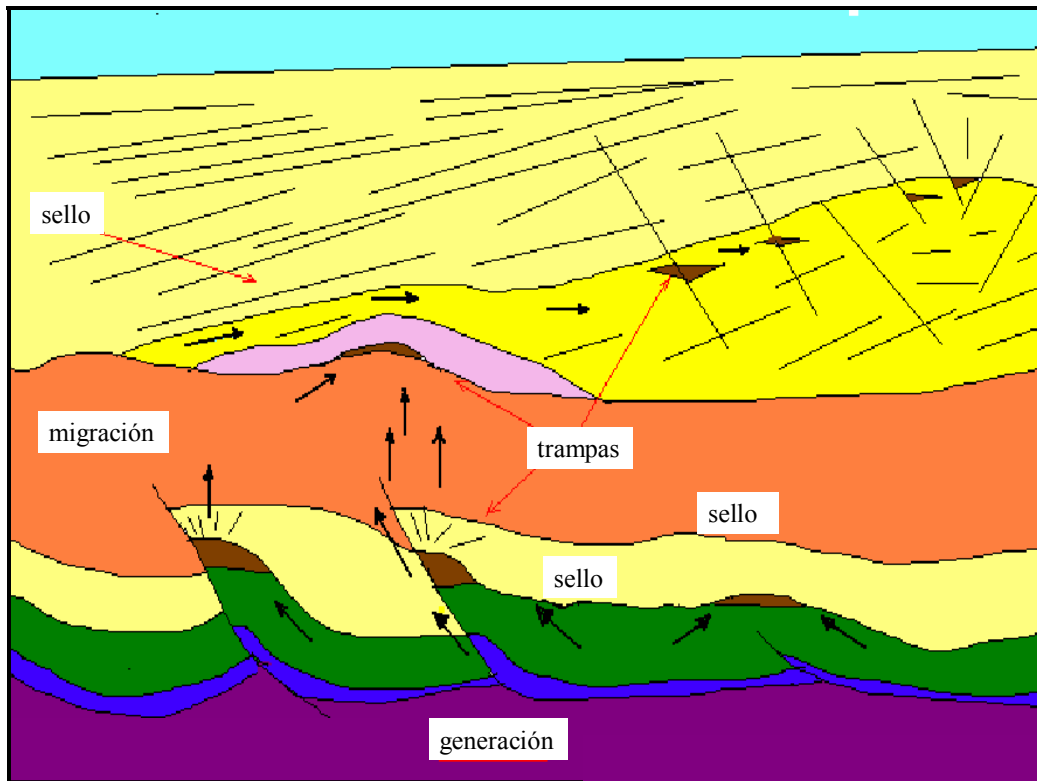


Fig. 3.1 Esquema del Sistema Petrolero¹

¹ González García et al 1999

El tipo de materia orgánica, se distingue basándose en los índices del hidrógeno y oxígeno del kerógeno cuando se grafican en un diagrama de Van Krevelen. En una región determinada el tipo de material orgánico potencialmente productor del yacimiento de petróleo más grande, es usado para clasificar el sistema. El depósito de petróleo más grande se refiere a una sola concentración que contiene la mayor cantidad de hidrocarburos in situ o a una serie de yacimientos que acumulativamente contienen a la mayor cantidad de hidrocarburos in situ en el sistema, al momento del descubrimiento.

Los sistemas petroleros varían considerando la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica; se clasifican como puros o híbridos. De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos; de lo anterior resumimos a lo siguiente:

3.1.1 Los sistemas puros: tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos mexicanos de este tipo de sistemas se encuentran: el Sistema Cuenca de Chicontepec, Sistema Cenozoico de Burgos y Sistema Cenozoico de Veracruz.

3.1.2 Los sistemas híbridos: se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas combinadas); un ejemplo de este tipo son: Jurásico Superior-Cretácico Sonda de Campeche, La Casita-Menchaca-Padilla del Golfo de Sabinas y Depósito –Encanto- Concepción de la Cuenca Salina del Istmo.

3.1.3 Los sistemas conocidos (!): son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados en los yacimientos de la misma cuenca. Ejemplo de este tipo es el Sistema Taman-Pimienta- San Andrés de Poza Rica, Veracruz.

3.1.4 Los sistemas hipotéticos (.): son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos; como ejemplo se tiene al Sistema Tamán- Pimienta-Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

3.1.5 Los sistemas especulativos (?): son cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados sobre los componentes del sistema petrolero.

El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo que ayuda a la identificación y cuantificación de los elementos de riesgo, al analizar objetivamente y en forma simple cada una de las variables o subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

El sistema Petrolero enfatiza la relación genética entre una roca generadora en particular y la resultante acumulación de petróleo dentro de una trampa en la corteza terrestre.

3.2 SIMBOLOGÍA

El concepto de sistema petrolero lleva implícito una relación genética entre la roca generadora y una serie de acumulaciones, aunque esto no es prueba de la relación. El Sistema Petrolero utiliza simbología convencional que unifica el lenguaje entre geólogos, petroleros, geofísicos y administradores (Fig. 3.2 y Fig. 3.2.A)

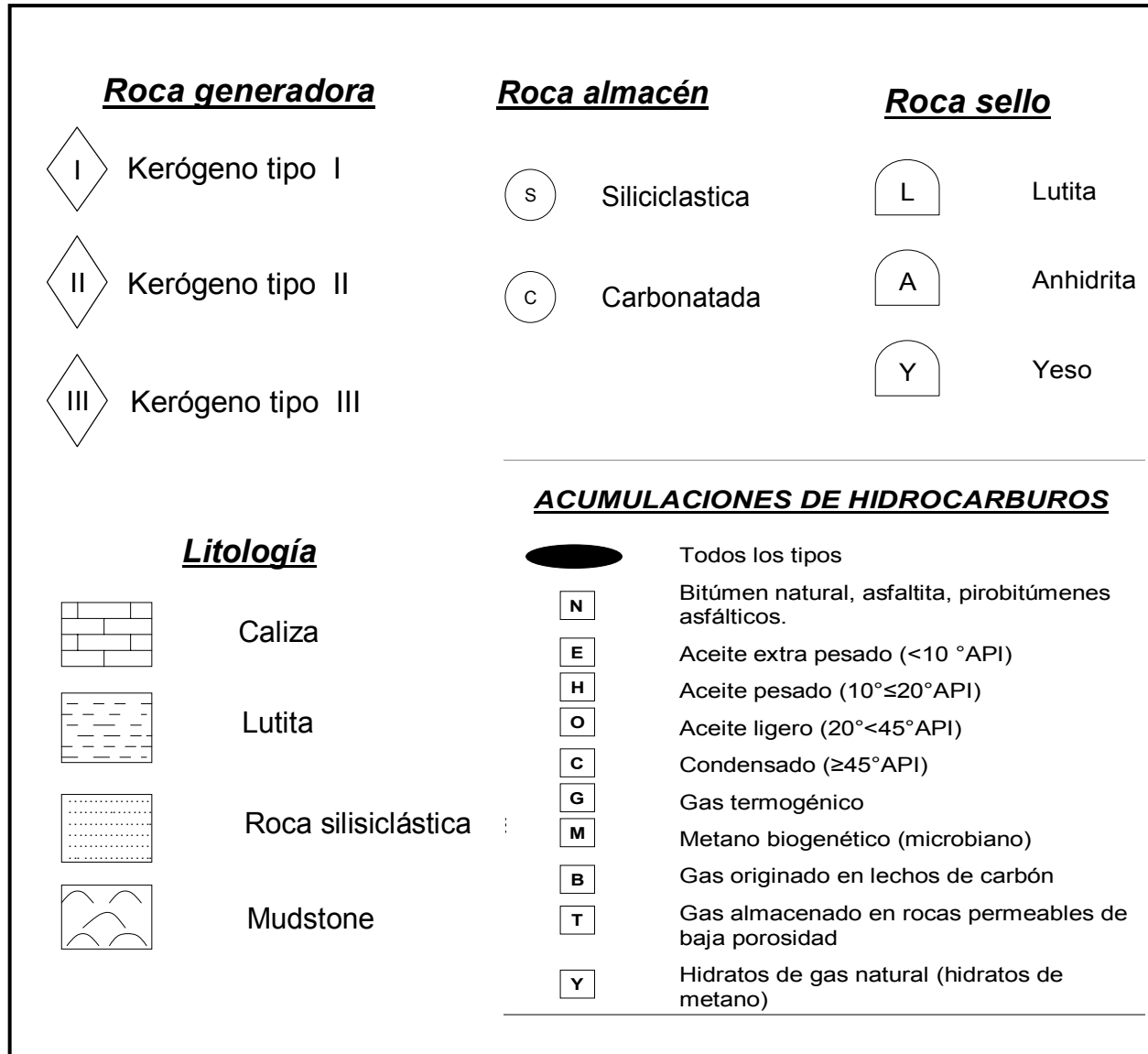


Fig. 3.2 Simbología utilizada en el Sistema petrolero²

² Magoon 1987

<u>DEFINICION DE NIVELES DE CERTEZA</u>		
NIVEL DE CERTEZA	CRITERIOS	SIMBOLO
Conocido	Correlación aceite/roca generadora o gas almacenado en roca generadora de gas conocida	(!)
Hipotético	No correlación aceite/roca generadora, o gas almacenado cercano a la roca generadora postulada	(.)
Especulativo	Evidencias geológicas y geofísicas	(?)
<u>Etapas del metamorfismo orgánico</u>	<u>Productos del hidrocarburo</u>	<u>Definición</u>
Diagénesis	Gas microbiano	
_____	Comienzo de la Catagénesis
Catagénesis	Aceite/condensado	
_____	Comienzo de la Metagénesis
Metagénesis	Gas termogénico	
MIGRACIÓN		
<p>→ Indica la dirección en que migró el petróleo, la distancia que se desplazó y las unidades estratigráficas involucradas en el movimiento del gas, del aceite o de ambos.</p>		

Fig. 3.2.A Simbología utilizada en el Sistema petrolero³³

3.3 SUBSISTEMAS

El sistema petrolero es un sistema natural, abierto, compuesto de varios subsistemas interrelacionados dentro de un suprasistema mayor que es el medio ambiente, los subsistemas son: generador, almacenador, sello y migración.

³³ Magoon 1987

3.3.1 Generador

De acuerdo a Hunt 1996, en un *Subsistema Generador* el origen del petróleo ocurre por dos caminos:

El primero representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de las bacterias y las reacciones químicas de baja temperatura, al hidrocarburo generado en esta etapa se le conoce como biológico, bioquímico o biogénico. En porcentajes entre el 10% y el 15% el petróleo se forma directamente por este proceso, donde la materia orgánica se deposita y más tarde sufre alteración química, física y biológica ante un pronunciado aumento en la temperatura, ésta tiene un rango menor de 50 °C aproximadamente; todo este proceso corresponde a la Diagénesis, la cual en su etapa final forma el kerógeno. En la diagénesis ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados de los organismos principalmente marinos, a kerógeno, el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%. El segundo camino ocurre cuando el Kerógeno es sepultado a más de 1000 m de profundidad, ya que se incrementa el gradiente geotérmico y se producen altas temperaturas (rango de 50 °C a 200°C), ocurre el cracking que es el rompimiento termal, dando por resultado el bitumen, para dar paso después a la formación del petróleo en un rango de temperatura 50 °C a 200 °C y presiones de 300 a 1500 bares; en este proceso es donde se origina el mayor porcentaje de hidrocarburos líquidos, se le denomina Catagénesis. El hidrocarburo generado en esta etapa se conoce como térmico, catagénico o catagenético.

La alteración térmica mayor denominada Metagénesis, provoca que el petróleo se divida en dos caminos de transformación por altas temperaturas (de 200 °C a 250 °C), por lo que se generan pequeñas cantidades de metano y metantracita; el gas que se genera es principalmente gas metano térmico.

Con temperaturas mayores a 250 °C y sepultamiento profundo de más de 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se puede formar grafito.

Landes 1975, considera que las características de una roca generadora basado en estudios geoquímicos de materia orgánica se pueden conocer por cualquiera de las siguientes formas:

- Por medio de análisis cualitativos y cuantitativos se determina el contenido de materia orgánica de la roca generadora (Contenido de Carbono Orgánico Total COT).
- Por medio de análisis ópticos, se determina el tipo de materia orgánica, si es algácea, herbácea, leñosa o carbonosa.

Considerando el Índice de Alteración Termal (IAT), basado en la coloración del tipo de materia orgánica y en la refractancia de la vitrinita, se obtiene el rango de valores siguiente:

- De 0.0 a 0.5 Facies Inmadura
- De 0.5 a 2.0 Facies Madura
- De 2.0 a 4.0 Facies sobremadura o Metamórfica
- Mayor a 4.0 Metamorfismo

3.3.2 Almacenador

Con referencia al *Subsistema Almacenador*, Landes 1975, considera que una roca almacenadora es toda aquella que sea capaz de almacenar hidrocarburos, y que debe tener las siguientes características generales:

- Ser poroso, esto es, que disponga de suficientes espacios para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original (presente ya en el sedimento original), o la porosidad secundaria (fracturas, disolución) que es la resultante de cualquier actividad geológica, como resultado de la diagénesis, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca; también puede originarse el fracturamiento por efecto de la acción de esfuerzos en diferentes condiciones tectónicas.
- Ser permeable, esto es que los poros estén interconectados para que cedan fácilmente los hidrocarburos.

3.3.3 Sello

Un *Subsistema Sello* se define como aquellas secuencias sedimentarias rocosas de escasa permeabilidad o bien impermeables (no deben poseer fracturas ni poros interconectados), si tienen poros, su diámetro promedio de garganta de poro debe ser menor a 4 Angstrom, condiciones que no permiten el paso del petróleo más ligero o del gas natural; sello es el cierre a la migración o desplazamiento de los hidrocarburos. La roca debe constituir una barrera a la migración y eso permite la acumulación en una trampa petrolera.

De acuerdo a Landes 1975, las rocas sello más comunes son las lutitas y calizas arcillosas, pero las mejores son el yeso, la sal de roca y la anhidrita.

3.3.4 Migración

Para el *Subsistema de Migración* es probable que en el curso de la diagénesis y después de ella, una parte de los hidrocarburos y el agua hayan sido expulsados de la roca generadora depositándose directamente en la roca capaz de almacenarlos, este movimiento dentro de la roca generadora se denomina migración primaria. La migración secundaria ocurre en rocas de mayor porosidad y permeabilidad en trayectos más largos, la que origina la concentración y acumulación del aceite y el gas en yacimientos; no se conocen todos los parámetros para establecer las posibles rutas de migración, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por fracturas, superficies de estratificación y fallas; se interpreta que la migración secundaria puede ser migración lateral y/o vertical. Se considera que los siguientes son parámetros clave en relación con la migración y acumulación de hidrocarburos:

1. Las partículas arrastradas
2. La presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento)
3. La flotabilidad
4. Los efectos del gas disuelto
5. La acumulación
6. Los contactos petróleo-agua inclinados
7. Las barreras estratigráficas

8. La migración vertical y
9. El tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita o chapopote es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos quedando aceite pesado en los poros de las rocas en la superficie de las regiones petroleras.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico y que algunas de ellas incluso pueden haber estado disueltas en el agua. Se sabe que casi todos los depósitos de petróleo se dan dentro de un medio acuoso, esto significa que la migración está estrechamente vinculada con la Geohidrología. No existe razón para suponer que algún mecanismo de migración primaria es el responsable de todas las acumulaciones de petróleo, ya que el mecanismo predominante de la migración primaria cambia con las diferentes condiciones que se encuentran en el subsuelo, principalmente, con la profundidad creciente por el sepultamiento. Las microfracturas de la roca (debidas al aumento de presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permite el desprendimiento de los hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densas y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros. Por otro lado, el petróleo atrapado en un yacimiento representa un estado de equilibrio entre las fuerzas impulsoras (flotabilidad o flujo de agua) que exigen el movimiento del petróleo y las presiones que se resisten a este movimiento. El final de la migración secundaria y la etapa final de la formación de los depósitos de petróleo y gas es la concentración en la parte más alta disponible de una trampa. Las distancias implicadas por la migración secundaria se encuentran dentro del intervalo de decenas a cientos de kilómetros.

3.3.5 Entrampamiento

Según Landes, *op cit*, para el *Subsistema de Entrampamiento*, se tienen a las trampas las cuales son obstáculos naturales en el subsuelo que impiden la migración de los hidrocarburos y quedan acumulados en ella. La característica fundamental de una trampa es la forma convexa, hacia arriba, en cuyo interior existe roca porosa de yacimiento en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. La forma definitiva de la convexidad puede ser angular, curvada o una combinación de ambas; el único parámetro geométrico importante es que debe estar cerrada en los planos vertical y horizontal, sin fugas notables, para formar un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, deben circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa. Las trampas pudieron formarse por condiciones estratigráficas en el tiempo del depósito de los sedimentos, por cambios posteriores, por litificación de sedimentos, por deformaciones estructurales o por combinación de dos o más de estos factores. Las trampas son receptáculos naturales cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras rodeadas por rocas impermeables.

Estrictamente se habla de trampas estructurales cuando son resultado de modificaciones en la forma de las unidades estratigráficas (fallas, plegamientos y asociadas con domos de sal) y las trampas por variación de permeabilidad que se dan por modificaciones en la continuidad de la roca; ejemplos típicos de estas últimas son las barras de arena, areniscas de canales distributivos deltáicos, y los arrecifes de carbonatos, así mismo, se tienen las trampas combinadas que son la mezcla de las dos anteriores. La mayor parte de los campos petroleros conocidos de México se encuentran en trampas estructurales. Son las de mayor producción,

aunque en los últimos años, las trampas estratigráficas han cobrado gran importancia. La roca, sello o barrera que interrumpe el movimiento de los hidrocarburos, debido a la disminución general de los diámetros de poro, deberá ejercer presiones capilares mayores que la fuerza impulsora.

3.4 PROVINCIA TAMPICO-MISANTLA

3.4.1 Rocas generadoras

La Provincia Tampico-Misantla está representada de oeste a este por dos depresiones (Chicontepec y Golfo de México) y un alto del basamento (Tamaulipas-Tuxpan-Plan de las Hayas). La producción de hidrocarburos proviene principalmente de rocas carbonatadas del Jurásico (plays Synrift y San Andrés), Cretácico Inferior-Superior (plays El Abra y Tamabra), Superior (play Fracturas), así como de rocas siliciclásticas del Eoceno (plays Chicontepec y Tantoyuca) y Oligoceno (play Arenas Terciarias). Los principales plays productores son El Abra, Tamabra y calizas fracturadas (Fracturas) y Chicontepec (Fig. 3.3).

Las rocas generadoras del Jurásico Superior y los hidrocarburos de la Provincia Tampico-Misantla han sido caracterizados por varias técnicas geoquímicas, en lo que se refiere a las rocas generadoras, estas son predominantemente calizas arcillosas y lutitas que corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente.

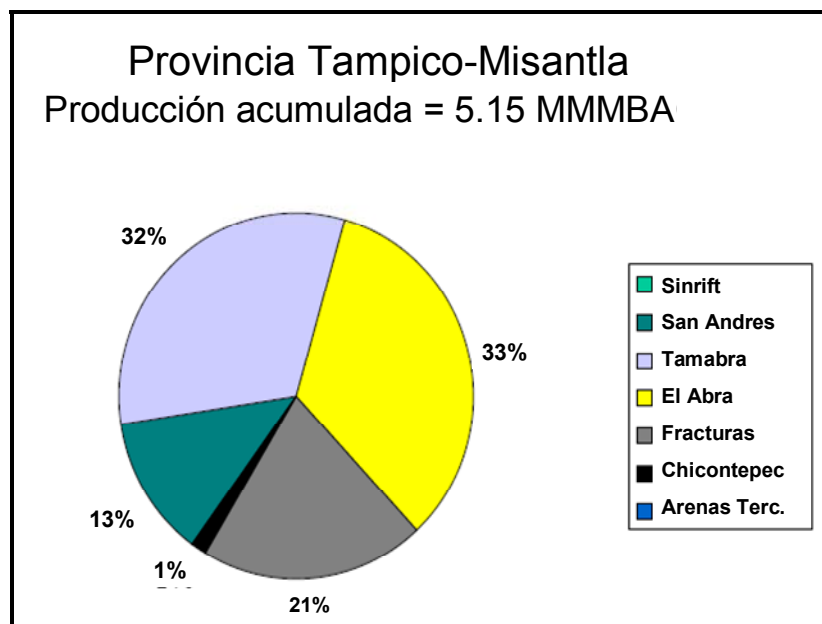


Fig. 3.3 Muestra la aportación de hidrocarburos por play.³⁴

La Formación Santiago tiene el mayor potencial remanente en el sur de la provincia, mientras Tamán y Pimienta predominan en el norte. En la porción marina ubicada al oriente de la zona de estudio, las rocas generadoras principales se encuentran en la Formación Pimienta. La madurez de la Materia Orgánica Dispersa (MOD) es buena y se ubica en la Zona Principal de Oleogeneración (Ventana del Aceite), en las rocas generadoras de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, que son el Principal Subsistema Generador de la Provincia Tampico-Misantla,

³⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2005.

La mayor riqueza de COT se encuentra en las formaciones Santiago y Pimienta, con Kerógeno tipo I y II, encontrándose dentro de la Ventana del Aceite. En las tres formaciones existe una buena correlación entre el R_o y la $T_{máx}$, ya que el R_o equivalente en esta cuenca con escasez de Vitrinita es entre 0.5 y 2.0 (Fig. 3.4).

Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 Grabenes, los cuales al madurar la materia orgánica, se convirtieron en los principales focos oleogeneradores; el área promedio de estos focos es 907 Km² y su espesor 550 m. El promedio del COT es 2.2% y del IH alrededor de 500 mg HC/g COT.

Por lo tanto, este potencial remanente es aún bueno y se caracteriza por contener kerógeno precursor de aceite y que, con una madurez en el pico de generación de aceite ($R_{oe}=0.8-1.0\%$) y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%, lo que nos permite calcular una carga inicial (SPI) promedio de 13 ton/m². El sistema de migración es predominantemente vertical lo que permite clasificar a la Provincia Tampico-Misantla como supercargada (Demaison, 1991).

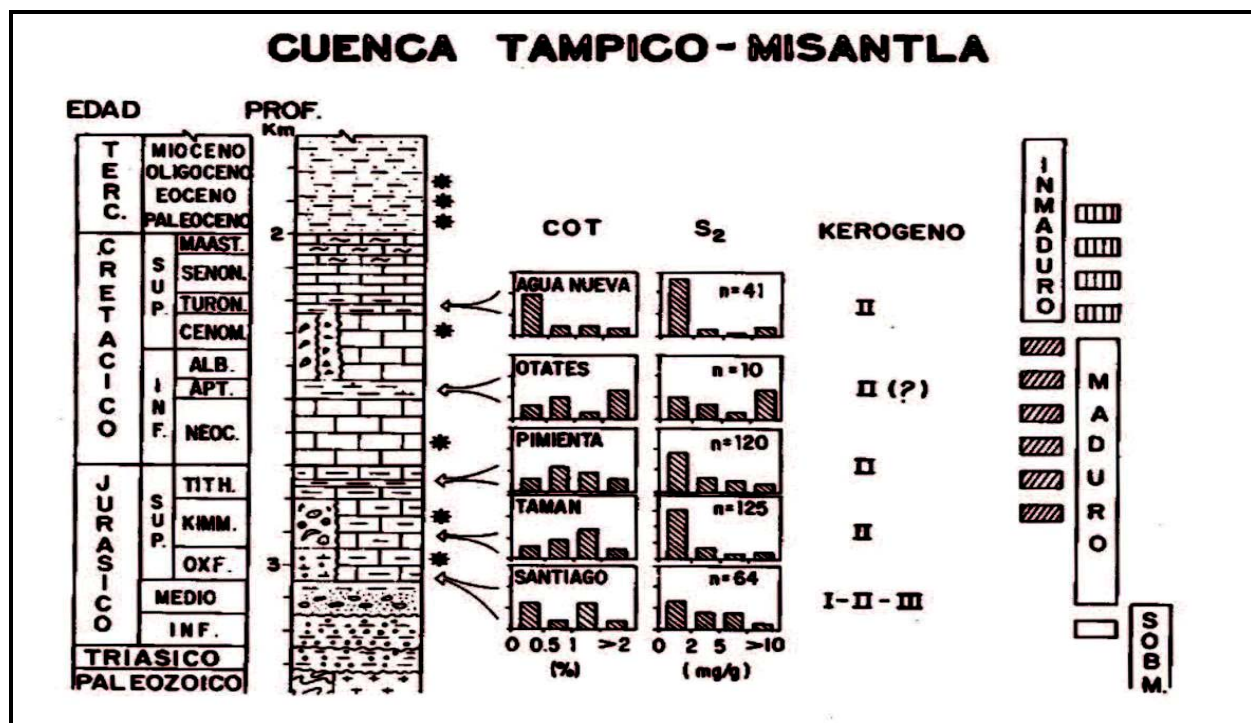


Fig. 3.4 Columna Geológica Cuenca Tampico-Misantla.³⁵

3.4.2 Rocas almacenadoras

Las principales rocas almacenadoras en los yacimientos de la Provincia Tampico-Misantla son:

- ✓ Las areniscas, calcarenitas, calizas oolíticas, y brechas biocalcáreas del Jurásico Tardío, que presentan porosidad primaria (Formación San Andrés, Formación San Pedro y Formación Tepexic).

³⁵ González y Holguín, 1991.

- ✓ Las calizas del Cretácico Temprano, también con porosidad primaria y secundaria por fracturamiento de la Formación Tamaulipas inferior.
- ✓ Las calizas fracturadas de la Formación Tamaulipas Superior, las bioclasas y arrecifales lixiviadas de la Formación El Abra del Albiano-Cenomaniano, las calizas fracturadas del Cretácico Tardío y las brechas intraformacionales de la formación Tamabra. En este caso, las principales formaciones almacenadoras son: El Abra, Tamabra y Tamaulipas superior.
- ✓ Particularmente en la Cuenca de Chicontepec la principal roca almacenadora donde se ha encontrado la mayor acumulación de aceite, es en las areniscas lenticulares del Grupo Chicontepec, aunque la formación Chicontepec Canal es la que tiene mayor potencial.

3.4.3 Rocas sello

Funcionan como rocas sello las lutitas y calizas arcillosas de la formación pimienta del Jurásico Tardío, las formaciones arcillosas Agua Nueva, San Felipe y las margas de la Formación Méndez correspondientes al Cretácico Tardío y las secuencias arcillosas o arcillo calcáreas del Paleógeno.

3.4.4 Generación- Migración

La principal expulsión de hidrocarburos se inició a finales del Cretácico en la parte occidental de la cuenca, migrando en el momento crítico hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica, que estuvo activada hasta el Paleógeno. Este evento compresivo causó dislocamiento de las rocas del Cretácico en la Cuenca de Chicontepec y el levantamiento del borde occidental de la Plataforma de Tuxpan, provocando su exposición subaérea, erosión e infiltración de aguas oxigenadas en las rocas carbonatadas del Cretácico inferior y Superior. Las bacterias contenidas en estas aguas se alimentaron de las fracciones ligeras de las parafinas, provocando la degradación de los hidrocarburos, esto contribuye a la migración y acumulación posterior en las rocas almacenadoras. El reacomodo isostático postorogénico y los cambios eustáticos del nivel del mar favorecieron la continuidad de la subsidencia y la erosión submarina durante el Neógeno hacia el Golfo de México, continuando de esta manera la expulsión, migración y remigración de hidrocarburos y el relleno de las trampas estructurales mixtas y estratigráficas.

Lo más relevante del sistema petrolero se puede resumir de la siguiente manera:

- Las principales rocas generadoras son del Jurásico Superior. El Jurásico Inferior es cogeneratedor en la parte occidental de la cuenca.
- La mayor parte de los hidrocarburos fue generada por materia orgánica algácea depositada en un ambiente marino, carbonatado-arcilloso y anóxico.
- La generación de hidrocarburos inició durante el Cretácico Tardío – Paleoceno en la Cuenca de Chicontepec y durante el Mioceno Tardío en la Megacuenca del Golfo de México.
- El momento crítico de máxima generación/expulsión es el Paleoceno-Eoceno en el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental, en el Oligoceno en la Cuenca de Chicontepec y el Plio-Pleistoceno en la Cuenca del Golfo.
- El decremento de densidad de los hidrocarburos de la Provincia hacia la plataforma nos indica el predominio de una migración lateral desde la parte occidental de la cuenca.

- La presencia de yacimientos múltiples en la Cuenca de Chicontepec nos indica una remigración vertical, probablemente a través de fallas normales durante un periodo distensivo del Plio-Pleistoceno.
- Los aceites de la Faja de Oro Terrestre corresponden con mezclas de crudos biodegradados durante el Paleoceno-Eoceno, acumulándose como resultado de dos etapas de migración.
- Los aceites de la Faja de Oro Marina provienen de rocas generadoras sepultadas en la Megacuenca del Golfo de México.
- La cantidad de hidrocarburos migrada desde las rocas generadoras del Jurásico Superior supera en 10 veces el volumen in-situ de hidrocarburos descubierto.
- El potencial remanente de la Provincia Tampico-Misantla es alto.

3.4.5 Trampas

Las acumulaciones de hidrocarburos en el área están asociadas a los siguientes tipos de trampas:

- Paleorreliieves cubiertos transgresivamente por sedimentos Jurásicos, como ejemplos se tienen los campos Tamaulipas-Constituciones y Arenque.
- Plegamientos de tipo anticlinal con pliegues buzantes, fuertemente fracturados y asociados con plegamientos mayores, tal es el caso de los campos del área Ébano-Pánuco.
- Trampas de tipo estratigráfico asociadas a las zonas pre-arrecifal y post-arrecifal así como anticlinales suaves en la Faja de oro.
- Trampas estratigráficas asociadas con superficies de erosión y con rellenos de paleocanales, barras de areniscas y acuñamientos en la Cuenca de Chicontepec.

3.5 SISTEMA CHICONTEPEC

El sistema Chicontepec se define como puro, dado que no presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión y rellenos de paleocanal; 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 de Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico, Cretácico y del Paleógeno. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del hemisferio occidental.

3.5.1 Rocas generadoras

Las rocas generadoras de este sistema son las mismas que en toda la región de Tampico-Misantla, y corresponde a las facies arcillo-calcáreas de la formación Santiago, Tamán y Pimienta del Jurasico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; en todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor ha favorecido la maduración térmica. El potencial

generador de las formaciones jurásicas es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite. A continuación se describen las principales características de las secuencias generadoras.

3.5.1.1 Formación Santiago

La formación Santiago esta constituida por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstones arcillo-piritizados y horizontes de nódulos calcáreos, la fauna es pobre y esta representada por algunos bivalos y cefalópodos de edad Oxfordiano. Sus espesores varían entre 10 y 755 m concentrándose preferentemente en la porción sur de la cuenca. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S2) varia entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirolisis (T_{max}) que varían entre 425 y 525 °C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominante de tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro; en la fase madura genera aceite y gas, mientras que en la fase sobremadura únicamente gas.

Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcillosos (Hopanos: 29<C30, C34>C35, alta relación Diasteranos /Estéranos)

3.5.1.2 Formación Tamán

La formación Tamán esta compuesta por mudstones y calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas con espesores máximos de 998 m, sus características fundamentales son la buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre la arcilla. Los organismos presentes son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.1 y 5.4% mientras los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los de T_{max} de 421 a 527 °C; los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hopanos: C29>C30, C34<C35, muy baja relación Diasteranos/Estéranos).

3.5.1.3 Formación pimienta

La formación pimienta esta compuesta por mudstone y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal con espesores máximos de 485 m; la fauna esta constituida por *Calpionella* sp., *Fibrosphaera* sp. Y *Globochaete alpina* del Tithoniano. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg/g; el IH varía entre 18 y 959, mientras que la T_{max} se encuentra entre 412 y 476 °C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C29>>C30, C34<C35, regular relación Diasteranos/Estéranos).

La mayor riqueza orgánica se encuentra en las Formaciones Santiago y Pimienta, teniendo kerógeno los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana del aceite. Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 Grabenes, los cuales, al madurar la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. (Fig. 3.5).

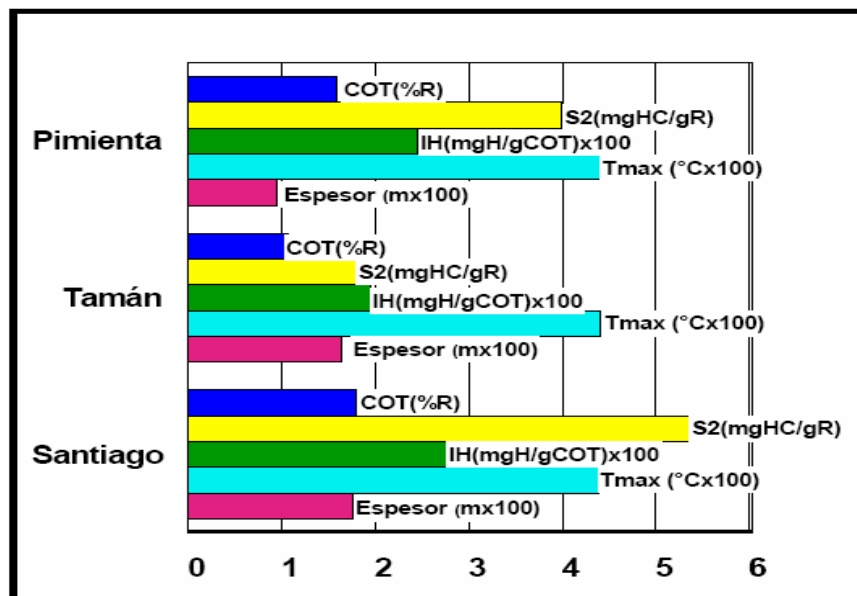


Fig. 3.5 Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicontepec³⁶

3.5.2 Migración

En este sistema, la migración se dio 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.

Los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio con gran contenido de materia orgánica, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática.

3.5.3 Rocas almacenadoras

Las formaciones que constituyen al Grupo constituyen la principal roca almacenadora en este sistema, en sus horizontes arenosos que se caracterizan por areniscas (litoarenitas y grawacas líticas) 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%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 m. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos. La formación Aragón es correlacionable con la formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se encuentra fuera de la Cuenca de Chicontepec.

³⁶ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

3.5.4 Roca sello

Las mismas formaciones del Grupo en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes Norte y Centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos de la mismo Grupo, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al Sureste, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

3.5.5 Trampas

3.5.5.1 Trampas estructurales

Las trampas estructurales implican alguna forma de deformación de la roca, comúnmente expresada como un levantamiento positivo, que originan domos, anticlinales y fallas. Las trampas estructurales son fácilmente localizables por estudios geológicos superficiales y subsuperficiales así como por estudios geofísicos; son las mas numerosas entre las trampas y reciben mucha mas atención que los otros tipos de trampas en la búsqueda de aceite, sin embargo, en la Cuenca de Chicontepepec este tipo de trampas no es común, ya que la deformación laramídica solo afecta a las secuencias del Mesozoico y a las del paleoceno, por lo que las trampas estructurales se ubican por debajo de las secuencias que forman el Grupo Chicontepepec.

3.5.5.2 Trampas por variación de la permeabilidad.

Se reúnen bajo este título, todas las trampas que permiten que los hidrocarburos, se acumulan en el subsuelo sin deformación estructural. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca- almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente, se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones. Este tipo de trampas son las que contienen los Hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepepec.

Las trampas por variación de permeabilidad más comunes e importantes son las trampas estratigráficas, las cuales se dividen en:

- A) Trampas estratigráficas primarias.
- B) Trampas estratigráficas secundarias.

3.5.5.2.1 Trampas estratigráficas primarias

Están condicionadas por la presencia de un cuerpo rocoso, poroso, permeable, de tamaño limitado. Existen debido al hecho de que un sedimento capaz de originar un almacén, tiene buena porosidad y permeabilidad y se encuentra rodeado de rocas impermeables. A esta categoría pertenecen los cuerpos arenosos lenticulares de las formaciones del Grupo Chicontepepec.

3.5.5.2.2 Trampas estratigráficas secundarias

Se crean por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, las que resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. Las trampas

estratigráficas secundarias son un tránsito a las trampas mixtas. En la Cuenca de Chicontepec se tienen trampas petroleras asociadas a discordancias angulares.

3.5.5.3 Trampas combinadas

Las trampas combinadas presentan variaciones de porosidad y deformaciones estructurales en las cuales, la roca almacén cubre solo una parte de la estructura. Tanto la estructura como los cambios estratigráficos son esenciales en la formación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa; las discordancias y estructuras producto de la deformación son igualmente importantes en la formación de estas trampas. El fallamiento es otro factor de control en muchas de estas trampas. Este tipo de trampas se encuentra en el subsuelo por abajo del relleno clástico de las formaciones del Grupo Chicontepec, por lo que no son motivo de interés en este trabajo.

3.5.5.4 Trampas típicas en la Cuenca de Chicontepec

El patrón de entrampamiento del sistema Chicontepec esta 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, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (Fig. 3.6).

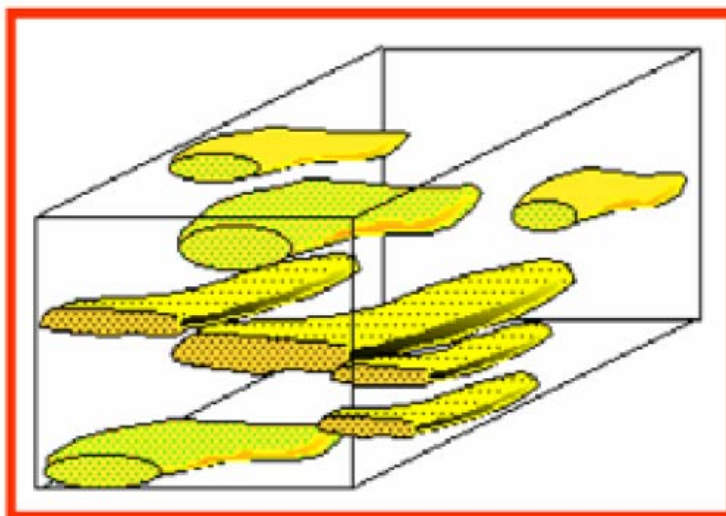


Fig. 3.6 Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec³⁷

Predominan las trampas de tipo estratigráfico complejas (Fig. 3.7), 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 debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas. (Fig. 3.8)

³⁷ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

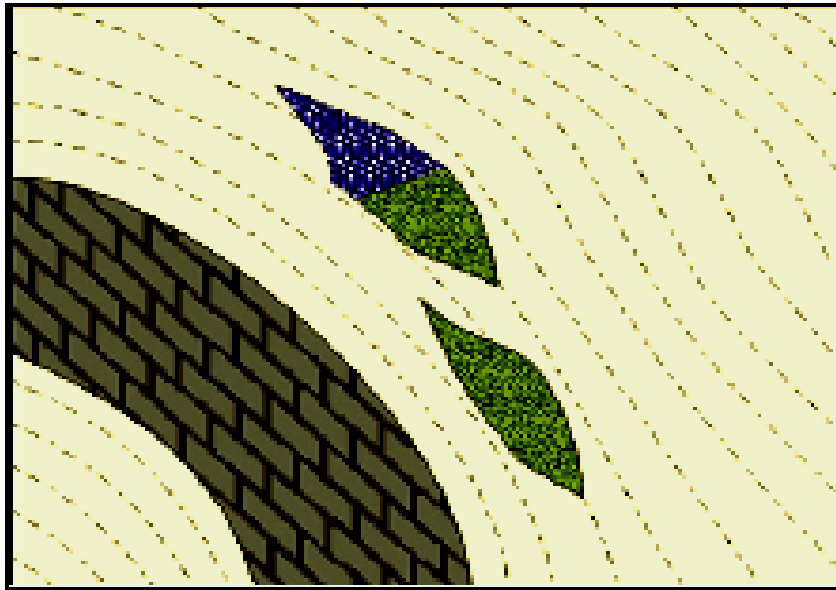


Fig. 3.7 Trampa por variación de la permeabilidad. En lentes de arenas características de la cuenca de Chicontepepec³⁸

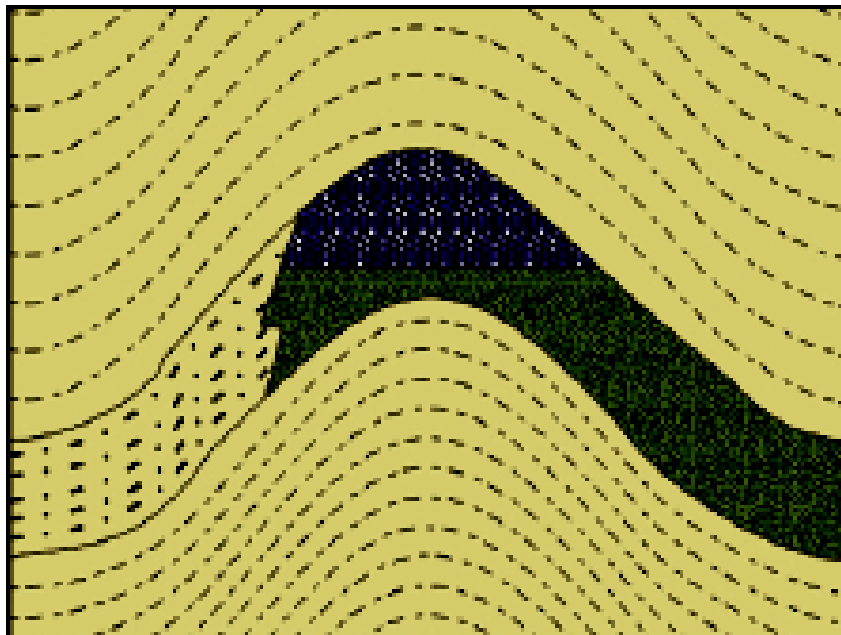


Fig. 3.8 Trampa de tipo combinado, poco común en la Cuenca de Chicontepepec³⁹

³⁸ Un siglo de la perforación en México PEMEX 2000

³⁹ Un siglo de la perforación en México PEMEX 2000

3.5.5.5 Sincronía

La sincronía, como ya se mencionó, se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente. En la figura Fig. 3.9 se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que en una secuencia adecuada dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec.

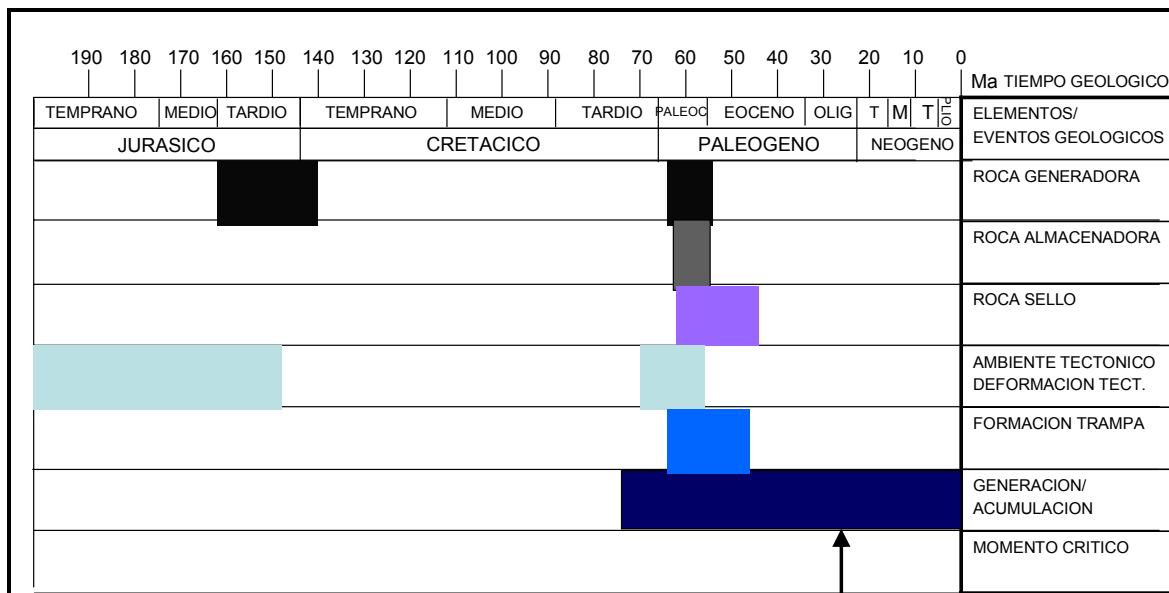


Fig. 3.9 Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía.

3.6 PLAYS PRODUCTORES

3.6.1 Play

El Play es un grupo de proyectos de campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y almacenamiento. La organización de los tipos de play para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación de una Cuenca Petrolera.

Los trabajos de identificación y evaluación de los plays permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, es decir, que las rocas generadoras y almacenadoras, trampas y sellos, así como la sincronía y migración estén presentes.

En Chicontepec se tienen definidos tres plays productores: Play Chicontepec de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior-Tardío y Play Tantoyuca de edad Eoceno Superior (Fig. 3.10).

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION	
			NOORTE	SUR
TERCIARIO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCENO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCENO MEDIO		GUAYABAL	
	EOCENO INFERIOR	●	CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCENO SUPERIOR	●	CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCENO INFERIOR		CHICONTEPEC INFERIOR	
			VELAZCO BASAL	
CRETACICO	SUPERIOR		MENDEZ	CHICONTEPEC CANAL
	MEDIO		SAN FELIPE	
	INFERIOR		AGUA NUEVA	
			TAMAULIPAS SUPERIOR	TAMABRA
			TAMAULIPAS INFERIOR	
JURASICO	SUPERIOR		PIMIENTA	
			TAMAN	SAN ANDRES

Fig. 3.10 Plays productores de la Cuenca de Chicontepec⁴⁰

3.6.2 Generalidades del Play Chicontepec.

Este play fue descubierto en 1926, aunque en ese tiempo no se le denominaba de esta manera, está localizado en el sureste de la Provincia Tampico–Misantla, al poniente y suroeste de la Plataforma de Tuxpan, en un área aproximada de 3815 Km², sin embargo, fue hasta 1952 cuando se obtuvo producción en los pozos del campo Presidente Alemán, productor en la Formación Tamabra y que también probaron el potencial petrolero de las areniscas del Grupo Chicontepec. A Principios de los años 70 del siglo pasado se desarrolló la parte norte de este Play en los campos Soledad y Soledad Norte y a finales de esta década se desarrollaron los campos del sector sur, Tajín y Agua Fría.

En la Cuenca de Chicontepec se tienen definidos tres Plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior Temprano), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior tardío) y el Play Tantoyuca (Eoceno Superior), a continuación se describen brevemente sus principales características.

⁴⁰ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

3.6.3 Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior

Este play se encuentra distribuido principalmente en la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambientes nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos sobrepuestos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior que en algunos lugares el depósito de terrígenos rebasa los 1 700 m de espesor, esta secuencia de areniscas que constituyen la roca almacén (Play) y las lutitas (sello) tienen características muy variables distribuidas de manera irregular. Los yacimientos de aceite se localizan por debajo de la discordancia regional tal como se observa en la Fig. 3.10. Este play es el más importante por su productividad en relación a los restantes.

3.6.4 Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío)

Este play se encuentra distribuido en la porción sureste de la Cuenca de Chicontepec, en donde la erosión regional fue mas intensa y se ponen en contacto discordante las rocas del Jurásico Superior San Andrés con las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec. El depósito se originó a partir del relleno del paleocanal originado por una discordancia regional alargada con orientación noroeste a sureste bordeando a la Plataforma de Tuxpan. Se considera que el evento erosivo fue de gran magnitud en donde se depositó una secuencia sedimentaria marina turbidítica de ambiente nerítico batial que en algunos lugares rebasan los 1,000m de espesor.

3.6.5 Play Tantoyuca (Eoceno Tardío)

Corresponde a una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas, depositadas en un ambiente que varía de nerítico interno a batial superior. Su distribución está restringida principalmente entre el borde oriental del Cuenca de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan; su depósito se efectuó en deltas y canales submarinos de diferente profundidad. El espesor promedio es de 500 m.

Las rocas almacenadoras son areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales y canales distributarios que tienen espesores entre 12 y 18m. Son comunes las litarenitas de grano fino a medio, aunque en algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa.

La porosidad es predominantemente intergranular y varía entre el 7 y 11%. La roca sello regional está formada por lutitas de la Formación Palma Real (Oligoceno). Localmente se tienen lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos que actúan como sello. El tipo de trampa predominante es estratigráfica, pero las hay combinadas.

3.6.6 Rocas generadoras de los plays en la Cuenca de Chicontepec.

La generación de hidrocarburos para los tres plays de Chicontepec provienen de las facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano) correspondiente a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, cuyo espesor varía entre 200 y 700 m, se caracterizan por contener materia orgánica marina del tipo algáceo, en donde la ventana de generación de aceite fue alcanzada durante el Eoceno-Oligoceno. La roca almacén en ambos plays esta constituida principalmente por una alternancia de areniscas y lutitas con alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas; las arenas contienen de 5 a 7 % de minerales arcillosos dispersos, con un alto contenido de granos de carbonato. En general los yacimientos de estos plays tienen permeabilidades bajas (promedio de 0.5 md) y porosidad promedio de 12%. La calidad de los aceites varía a través de toda su distribución con densidades entre los 18° y 45° API. Los tipos de trampa encontrados en estos plays son predominantemente estratigráficas y

3. SISTEMA PETROLERO CUENCA DE CHICONTEPEC

en segundo termino combinadas, su principal riesgo es su distribución lateral ya que esta es errática. El sello lo representan las lutitas laminares intercaladas entre los diferentes lóbulos. Los procesos relacionados con la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiándole las propiedades físico-químicos de los aceites cuya distribución corresponde a los más ligeros hacia la porción noreste y los pesados en el sureste del área de la Cuenca de Chicontepec. (Fig. 3.11)



Fig. 3.11 Muestra la distribución del Cuenca de Chicontepec y una sección transversal en donde se muestra la ubicación de los tres plays productores⁴¹

⁴¹ Proyecto Chicontepec PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

En el presente capítulo se presentan los aspectos más relevantes de las actividades de perforación en la Cuenca de Chicontepec realizados principalmente en el área Agua Fría-Coapechaca-Tajín (AFCT), debido a que es la que presenta un mayor avance en los trabajos de desarrollo y por su mayor nivel de oportunidad.

Debido a la complejidad que presentan los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec se ha hecho necesaria la aplicación de técnicas no convencionales en los trabajos de perforación y terminación de pozos, con el fin de disminuir los costos de perforación y aumentar la productividad. Tales técnicas incluyen la perforación direccional y horizontal así como el fracturamiento hidráulico entre otras. En este capítulo se presentan los aspectos relevantes de cada una de estas técnicas.

4.1 PROYECTO AGUA FRÍA-COAPECHACA-TAJÍN

Durante los últimos años, PEP ha elaborado un plan de desarrollo para la Cuenca de Chicontepec, iniciando los trabajos en dos áreas de oportunidad, Agua-Fría-Coapechaca-Tajín (AFCT) y Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco. La primera es un área que contiene hidrocarburos de aproximadamente 24° API, y en donde existe la infraestructura requerida para manejar la producción: en esta área se han obtenido excelentes resultados y en particular en el campo Tajín, los gastos de producción por pozo han mejorado las expectativas. En la segunda área se localiza una importante reserva conteniendo aceites de más de 40° API y cuya evaluación ha sido diferida por falta de inversión.

4.2 ANTECEDENTES

El proyecto AFCT se localiza en los municipios de Coatzintla, Ver. y Venustiano Carranza, Pue. a 25 km al suroeste de la ciudad de Poza Rica Ver.

En el periodo 1952-1970 se intervinieron pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad, pertenecientes al área del proyecto, cuyos resultados concluyeron que era atractivo el desarrollo de los mismos.

Debido a la baja permeabilidad que presentan los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec, la cual se manifiesta en el comportamiento de producción de los pozos, a partir de 1971 se comenzó a aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico utilizando el sistema Sand Oil, en el Pozo Presidente Alemán No. 126, obteniéndose un incremento en la producción de 13 a 70 bpd; con este resultado, se optó por usar esta técnica durante la terminación de los pozos. Posteriormente se probaron diferentes sistemas como las espumas, gelatinas base aceite (kerosina o diesel) y gelatinas base agua, predominando el primero debido al alto contenido de arcillas en la composición litológica de esta formación.

En 1972, en el Distrito Poza Rica, se incrementó la actividad de explotación de la Cuenca de Chicontepec con el desarrollo de los campos Soledad-Miquetla y en 1973 se continuó con los campos Soledad Norte y Coyotes del Distrito Sur. En 1977 con la perforación de los pozos Antares 1 y Ariel 1 se inicia la exploración en los Campo Tajín y Agua Fría; la explotación en el mismo año en el campo Tajin, donde las formaciones corresponden a una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas, de tal manera que los horizontes productores se comportan como yacimientos independientes, cuyos espesores pueden variar de 5 a 70m y se localizan a profundidades que van de los 1500 a 2000 m.

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN- CUENCA DE CHICONTEPEC

La actividad de perforación en esta área ha tenido varias etapas cronológicas: periodo 1979-1982 donde se perforaron 75 pozos con profundidades de 2010 m y 52 días en promedio. Periodo 1987-1993, se perforaron 99 pozos con las mismas profundidades y con 42 días en promedio. Cabe mencionar que en 1991 se perforaron los pozos horizontales Agua Fría 801-H1, 801-H2, 807-H y 817-H como parte del desarrollo tecnológico que se estaba implementando en el área, con la expectativa de mejorar la productividad de los pozos (Fig. 4.1). Para entonces, el arreglo típico de los pozos era 13-3/8 9-5/8 6-5/8 y se utilizaban fluidos base agua (bentonítico).

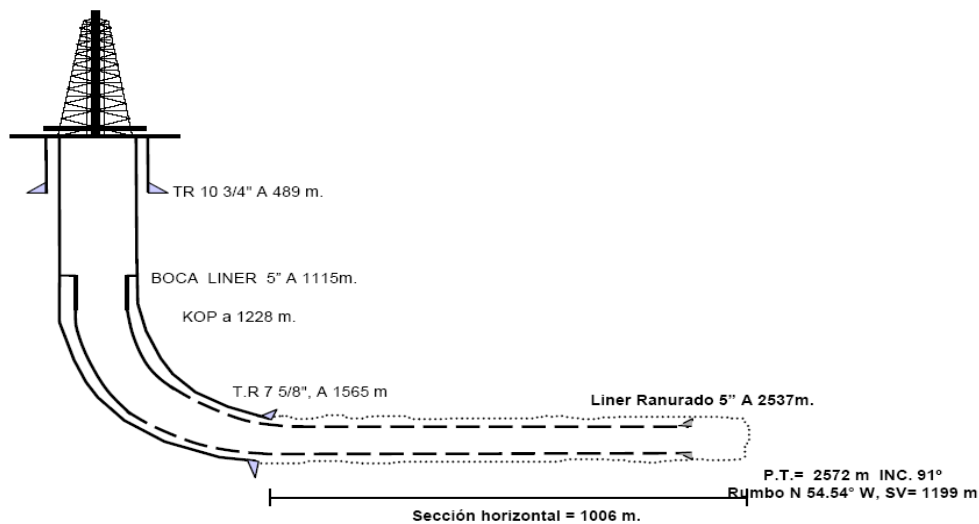


Fig. 4.1 Estado Mecánico pozo Agua Fría 817-H⁴²

En 1998 se perforaron 3 pozos como parte del proyecto de desarrollo tecnológico, siendo el objetivo realizar fracturamientos masivos en las areniscas de Chicontepec con Frack Stack para tener capacidad de utilizar altos gastos de bombeo de fluidos fracturantes. Adicionalmente, se efectuó una Prueba Tecnológica denominada casing drilling en los pozos Tajin 61, 62 y 86, la cual consiste en perforar con tubería de revestimiento como sarta de trabajo. La prueba no tuvo éxito, ya que el contratista tuvo problemas con sus herramientas al tratar de recuperar con cable el ensamble de fondo, obligándolo a sacar la sarta de TR de 9 5/8" en varias ocasiones, lo cual provocó retrasos en los programas.

A mediados del 2002, se reinicia la actividad de perforación en el Proyecto Agua Fría-Coapechaca-Tajin con equipos propios, luego de 4 años de inactividad. Los 3 equipos se incorporaron en forma escalonada y se perforaron 7 pozos con tiempos promedio de 36 días, considerados altos en comparación con pozos similares de otros Activos de PEP, lo cual condujo a revisar los procesos de perforación y terminación, detectándose algunas áreas de oportunidad, tales como:

- Mejorar la estabilidad del agujero
- Rediseño de la geometría del pozo de 13 3/8"-9 5/8"-7" a 10 3/4"-7 5/8"-5 1/2"
- Cambiar el tipo de fluido de perforación de base agua a base aceite

⁴² PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN- CUENCA DE CHICONTEPEC

- Uso de cabezales compactos
- Optimización de barrenas y motores de fondo de alto rendimiento
- Optimización de viajes
- Mejorar la supervisión operativa
- Mantenimiento de equipos
- Trabajo en equipo entre los diferentes departamentos de la Unidad Operativa, mejorando la comunicación y compromiso del personal para el logro del objetivo.

En la Fig. 4.2 se muestran los estados mecánicos típicos con las geometrías modificadas.

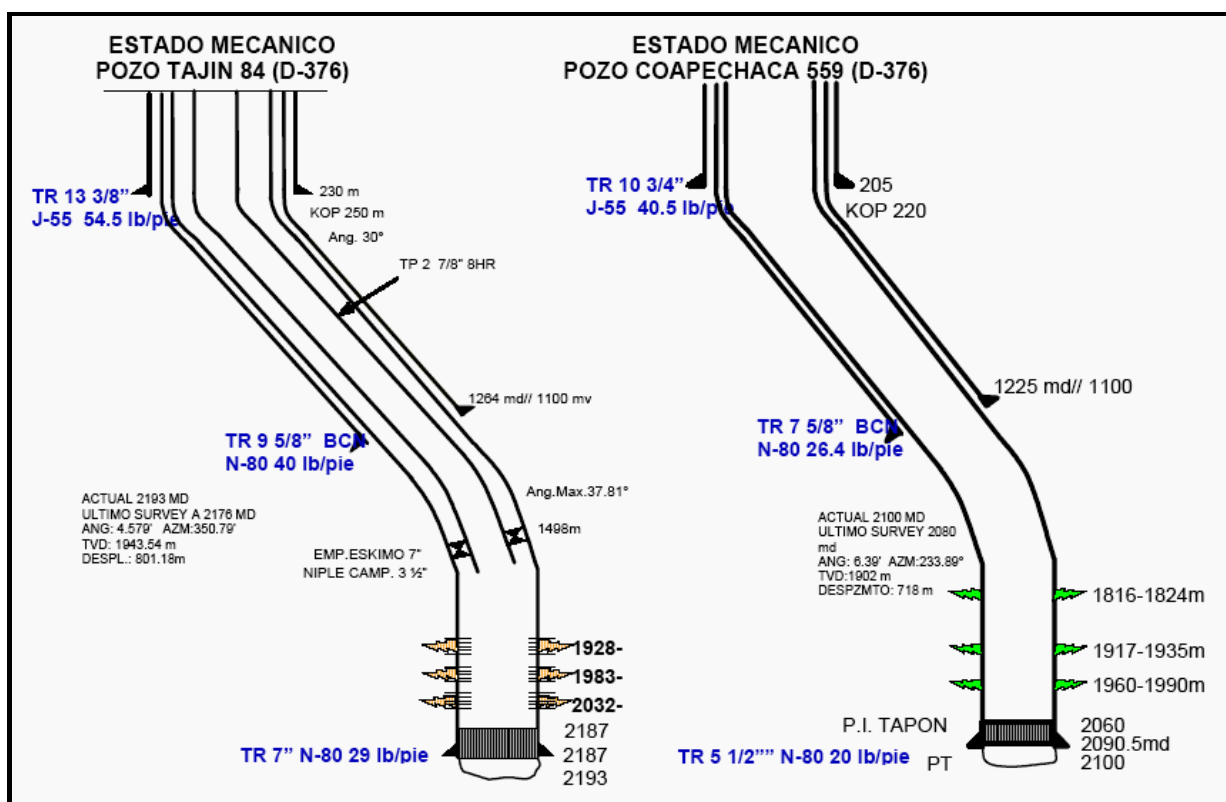


Fig. 4.2 Reducción de geometrías en Proyecto Agua Fría-Coapechaca-Tajín⁴³

Con la implantación de estas acciones se lograron los siguientes beneficios:

- Reducción de tiempos y costos
- Mejorar la planeación de proyectos
- Reducción del volumen de acero utilizado en TR'S

⁴³ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN- CUENCA DE CHICONTEPEC

- Mejores ritmos de penetración (de 8.52m/hr a 22m/hr)
- Reducción de volumen de cemento
- Disminución en la generación de recortes de perforación
- Optimización de conexiones superficiales de control

En la Fig. 4.3 se muestran los tiempos de perforación con equipo de administración en un total de 231 pozos, una vez implementadas todas las acciones señaladas, donde se nota una clara disminución la cual es aun mas evidente en los años 2002 a 2005 considerando que mas del 90% de los pozos perforados fueron direccionales con desplazamientos entre 200 y 800 m.

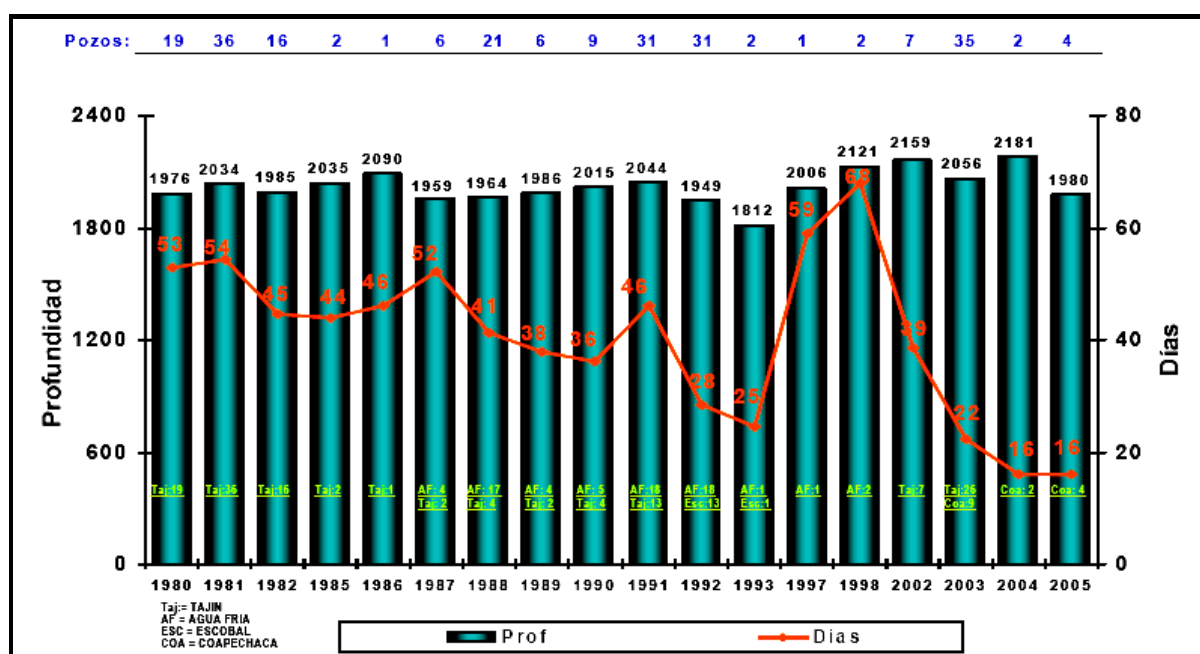


Fig. 4.3 Tiempos de perforación con equipos propios⁴⁴

El incremento de la actividad hizo que la capacidad de ejecución con equipos de administración fuera rebasada, lo cual obligó a buscar otras opciones entre las que se destaca el Contrato Integral Chicontepec, el cual inicio actividades en Mayo del 2003, con 3 equipos de perforación. A continuación se muestran los tiempos alcanzados bajo esta modalidad, observándose un mejor desempeño durante el año 2005. (Fig. 4.4)

⁴⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

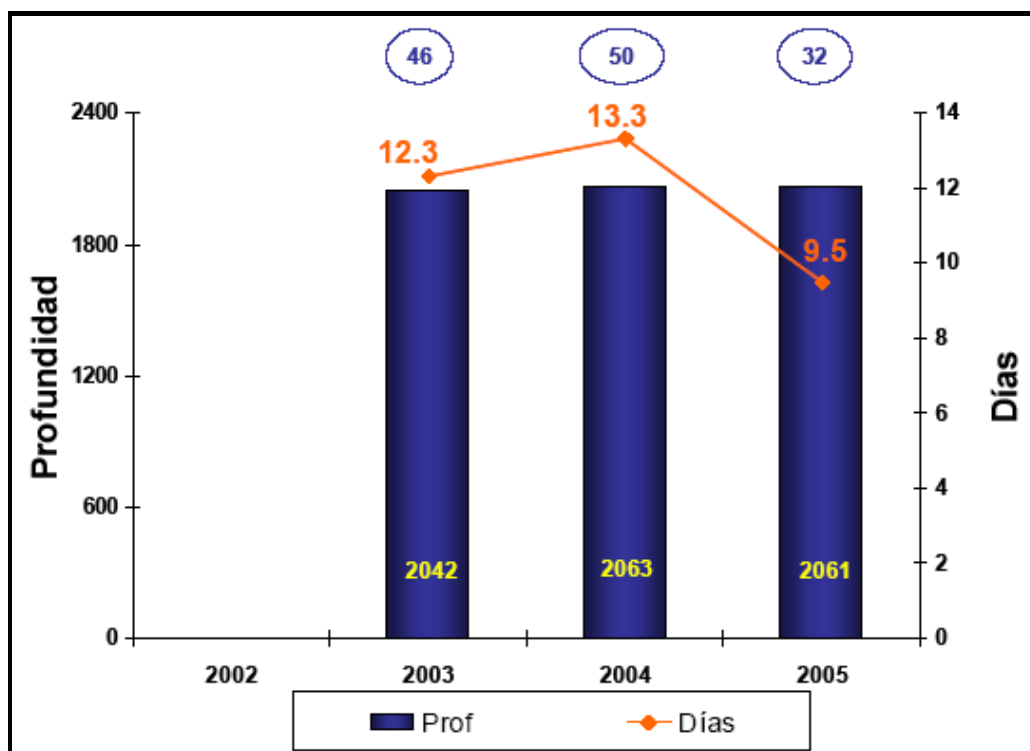


Fig. 4.4 Tiempos de perforación contrato integral⁴⁵

Como parte del proyecto de desarrollo tecnológico, se ha incorporado en el proyecto AFCT el uso de perforación agrupada de pozos en una macro plataforma, con lo cual se han obtenido los siguientes beneficios:

- Reducción del impacto ecológico.
- Optimización de infraestructura.
- Reducción de costos de operación y mantenimiento
- Mejoramiento de la supervisión del campo, etc.

Las localizaciones construidas para este proyecto fueron diseñadas para perforar hasta 19 pozos, minimizando el impacto ambiental y optimizando de esta manera los tiempos de movimientos de equipo entre conductores, llevando a cabo las operaciones de terminación (disparo, fractura y pruebas) sin equipo. En seguida se muestra esquemáticamente la distribución típica de pozos en las plataformas. (Fig. 4.5)

⁴⁵ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

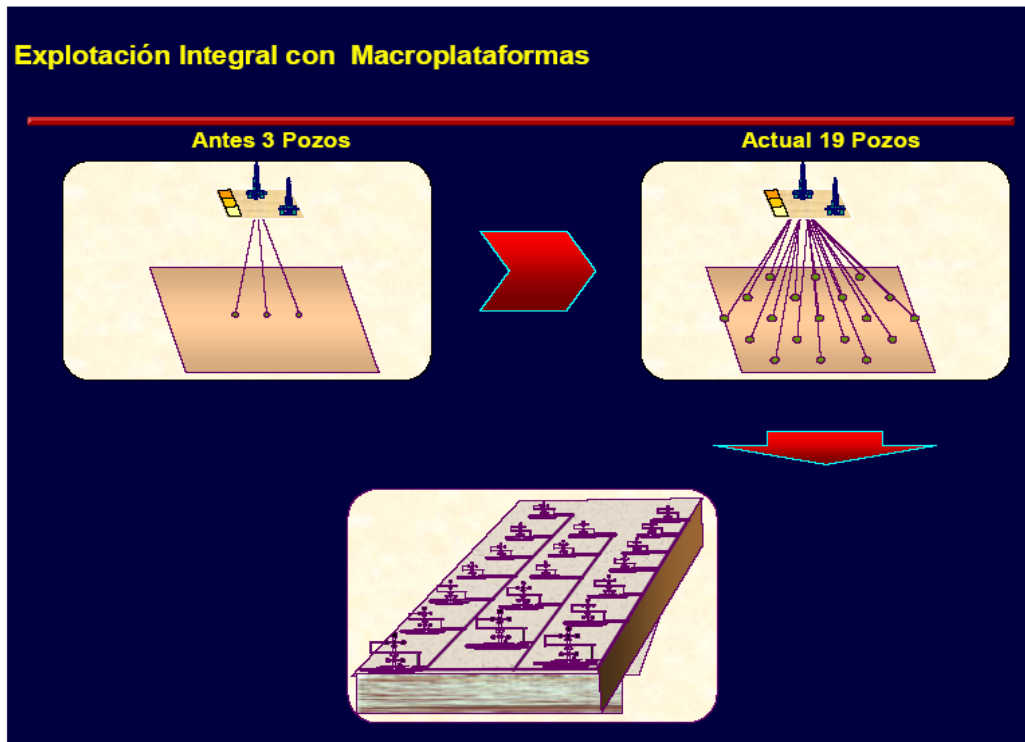


Fig. 4.5 Plataformas tipo⁴⁶

La Fig. 4.6 muestra los costos totales de perforación y terminación para los pozos perforados con equipos propios y de contratos.

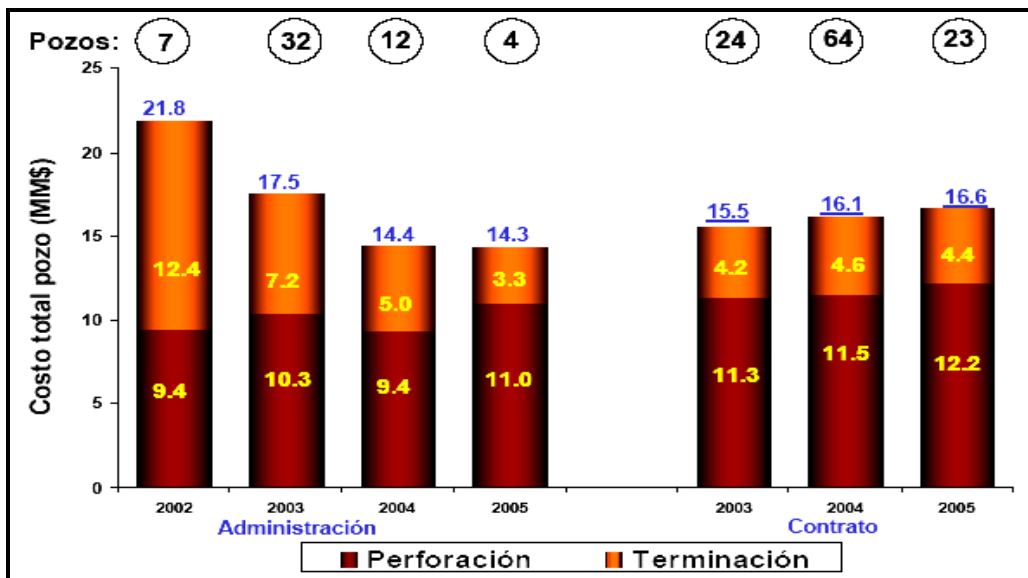


Fig. 4.6 Costos de perforación y terminación⁴⁷

⁴⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

⁴⁷ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Los altos costos de las terminaciones que se observan en los años 2002 y 2003 se deben a que para entonces el proceso de fracturamiento consistía en realizarlo en forma secuencial de tal manera que se hacían hasta cuatro trabajos de fracturamiento por pozo. Esta técnica no funcionó en los yacimientos del proyecto AFCT debido a las presiones diferenciales presentes, razón por la cual se modificó el proceso y actualmente solo se realiza un trabajo de fracturamiento por pozo de manera selectiva.

El incremento en los costos de los pozos realizados por el contrato integral se debe principalmente a la toma de registros no contemplados en los pozos tipo, tales como: DIL-BHC en la segunda etapa, AIT, DSI, OBMI, CMR, MDT, corte de núcleos y en los fracturamientos el uso de apuntalantes sintéticos y materiales para evitar su retorno.

4.3 PERFORACIÓN DIRECCIONAL CONTROLADA

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

4.3.1 Razones para perforar direccionalmente

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

En la figura Fig. 4.7 se muestra de manera esquemática diferentes condiciones de pozos direccionales.

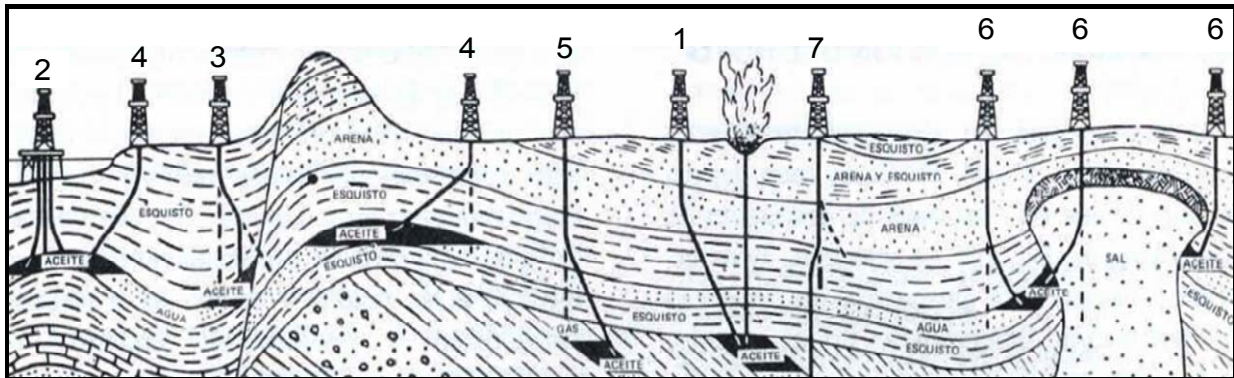


Fig. 4.7 Aplicaciones típicas de la perforación direccional⁴⁸

4.4 CONCEPTOS BÁSICOS

4.4.1 Profundidad desarrollada

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el controlador de de profundidad de la línea de acero (Fig. 4.8)

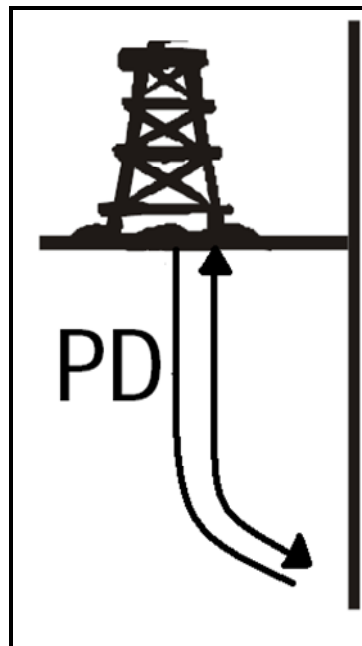


Fig. 4.8 Profundidad desarrollada en un pozo direccional⁴⁹

⁴⁸ Robbins, Raul “Curso Conceptos Fundamentales de Ingeniería Petrolera y Campos de Accion”

⁴⁹ Manual de Diseño de la Perforación, 2003

4.4.2 Profundidad Vertical Verdadera

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria de un pozo, normalmente es un valor calculado (Fig. 4.9).

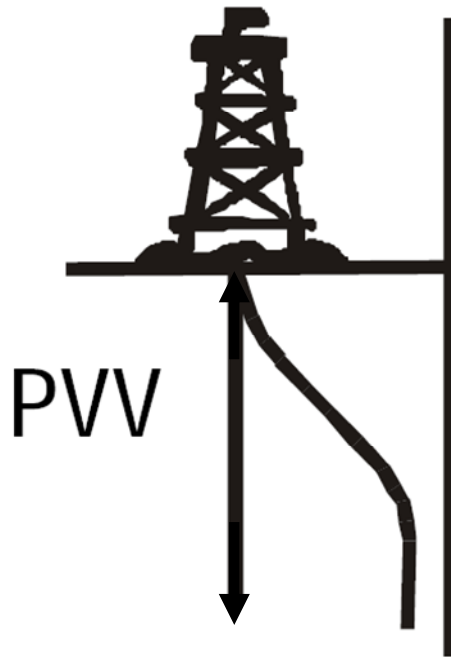


Fig. 4.9 Profundidad vertical verdadera de un pozo horizontal⁵⁰

4.4.3 Patrones de desviación

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

Una vez que el ángulo y la dirección se han obtenido, se cementa la tubería de revestimiento superficial a través de la sección desviada y se cementa. Generalmente el patrón I puede emplearse en dos programas de profundidad precisa (Fig. 4.10).

El patrón de tipo II también se desvía cerca de la superficie. Después que se ha logrado la desviación, se coloca y cementa la tubería de revestimiento superficial. La perforación continúa a lo largo de este curso desviando hasta que se alcanza el desplazamiento lateral deseado; entonces el agujero se regresa a la vertical (Fig. 4.11).

⁵⁰ Robbins, Raul “Curso Conceptos Fundamentales de Ingeniería Petrolera y Campos de Acción”

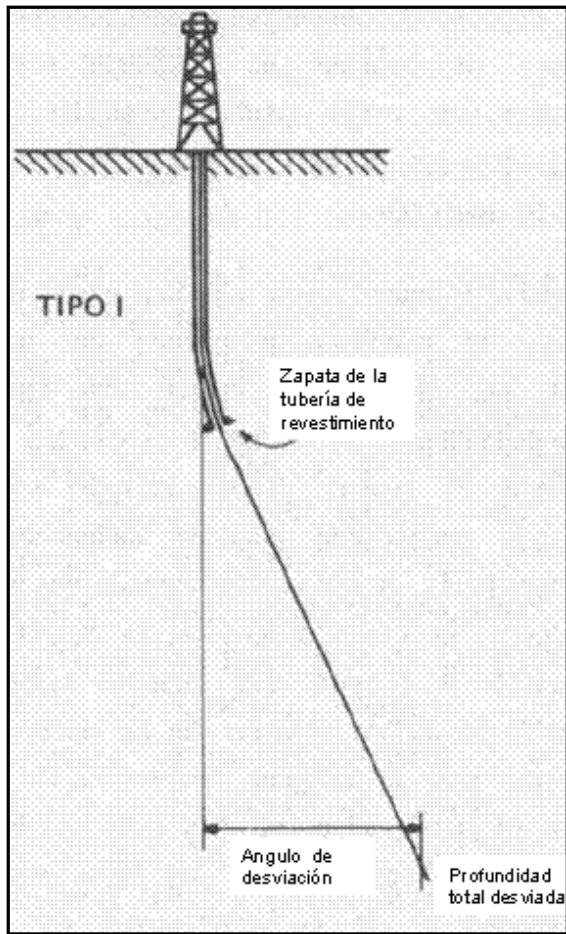


Fig. 4.10 Patrón de desviación tipo I⁵¹

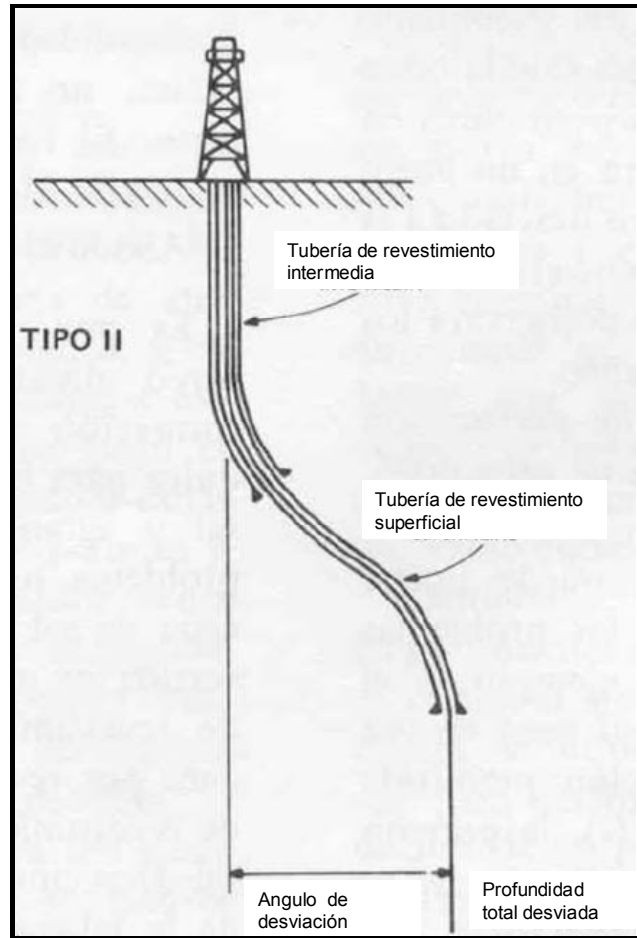


Fig. 4.11 Patrón de desviación tipo II⁵²

La desviación en el patrón tipo III se empieza bastante debajo de la superficie. El ángulo del agujero se mantiene fijo entonces hasta el objetivo. Los ángulos de desviación son altos, y la distancia lateral hasta el objetivo deseado debe de ser relativamente más corta que en otros patrones (Fig. 4.12).

⁵¹ Robbins, Raúl "Curso Conceptos Fundamentales De Ingeniería Petrolera y Campos de Acción"

⁵² Robbins, Raúl "Curso Conceptos Fundamentales De Ingeniería Petrolera y Campos de Acción"

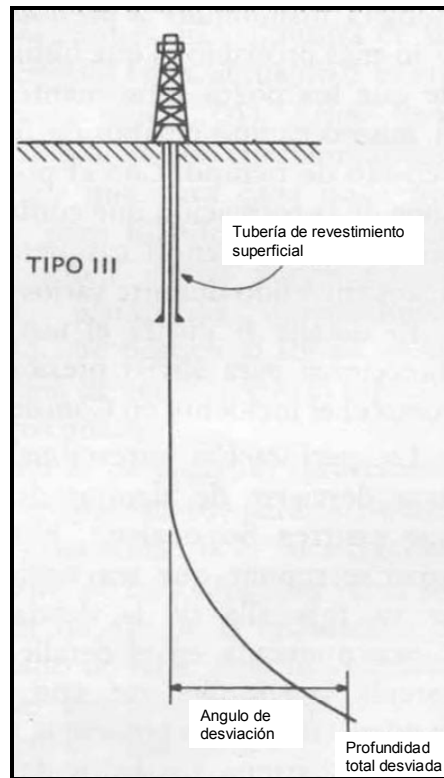


Fig. 4.12 Patrón de desviación tipo III⁵³

4.4.4 Tipos de Trayectorias.

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

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

La Fig. 4.13 muestra cuatro tipos de trayectoria más comunes que pueden ser perforados para alcanzar el objetivo. La trayectoria A es una trayectoria de incrementar y mantener; el agujero penetra el objetivo con un ángulo igual al máximo ángulo de incremento; la trayectoria B es una trayectoria "S modificada" y la C es una trayectoria "S". En la trayectoria S el agujero penetra verticalmente al objetivo y en la S modificada el agujero penetra con un ángulo de inclinación

⁵³ Robbins, Raúl "Curso Conceptos Fundamentales de Ingeniería Petrolera y Campos de Acción"

menor que el ángulo máximo en la sección de mantenimiento. Para la trayectoria D, que es una trayectoria de incremento continuo, la inclinación continua incrementándose hasta o a través del objetivo. La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo, la trayectoria S modificada requiere mayor inclinación y la trayectoria S requiere aún más que la S modificada. La trayectoria de incremento continuo requiere la mayor inclinación de todos los tipos de trayectoria para alcanzar el objetivo.

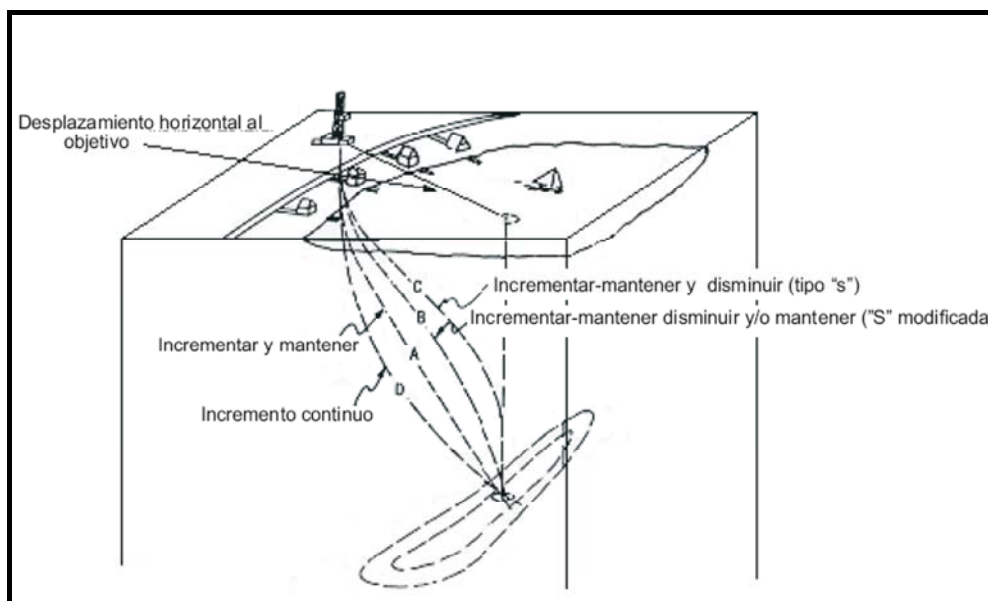


Fig. 4.13 Tipos de trayectorias más comunes en la perforación direccional⁵⁴

4.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Los pozos horizontales se definen desde un punto de vista operacional e incluyen los pozos desviados por encima de los 70 a 75° de la vertical, donde no se pueden usar las herramientas convencionales de línea de acero. Desde un punto de vista del yacimiento, pozos con desviación superior a los 80° se aproximan a la típica producción de los pozos productores horizontales.

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.

La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de los pozos verticales por muchas razones: los pozos horizontales generan una gran área de comunicación con la formación productora, atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas, por lo general justifica los costos de perforación con grandes gastos de producción, reducen las caídas de presión y generan una gran eficiencia de drenaje de la formación productora.

La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud del pozo. El largo del giro en el pozo depende de la técnica de perforación y del radio de giro. El radio de giro es el radio

⁵⁴ Manual de Diseño de la Perforación, 2003

requerido para girar de la vertical a la dirección horizontal. Las cuatro técnicas de perforación basadas en el radio de giro son: radio ultra corto, radio corto, radio medio y radio largo. La Fig. 4.14 muestra la longitud del pozo esperada para diferentes técnicas de perforación.

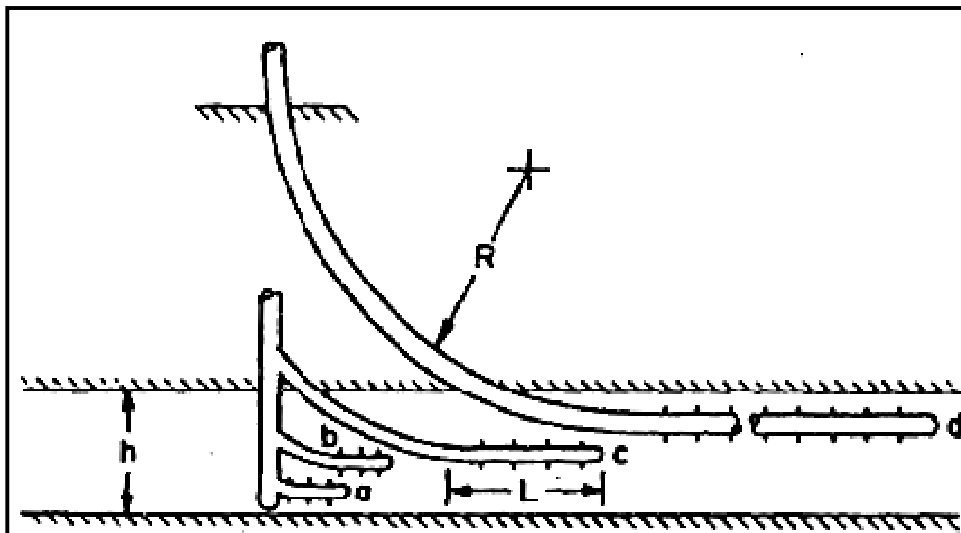


Fig. 4.14 Esquema de las diferentes técnicas de perforación⁵⁵

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

En general, los costos de perforación son proporcionales a la longitud del pozo, así, un pozo de radio medio con unos pocos miles de pies de extensión horizontal puede ser mas costoso que un pozo con un radio ultracorto o corto de unos pocos cientos de pies de extensión lateral.

La mayoría de los pozos horizontales del mundo han sido perforados usando la técnica de radio medio. Aunque de manera limitada unos pocos pozos han sido perforados usando la técnica de radio corto y ultracorto, donde la longitud del pozo es de solo unos pocos cientos de pies. Muchos pozos de radio medio y largo son perforados como pozos nuevos mientras la mayoría de los que cuentan con radio corto y ultra corto son en primera instancia operaciones de reentrada en pozos verticales existentes.

Los pozos horizontales pueden ser terminados en agujero descubierto, con liners ranurados, liners pre empaçados, liners con empaçadores externos, o con liners cementados y perforados. Estos métodos de terminación se muestran en la Fig. 4.15.

⁵⁵ R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G.2000

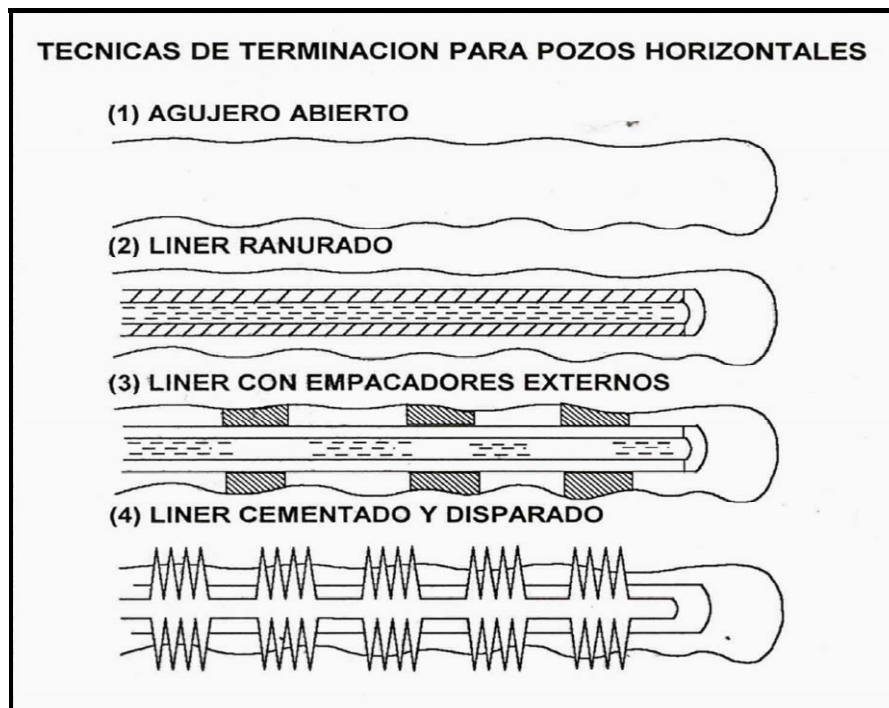


Fig. 4.15 Técnicas de terminación para pozos horizontales.⁵⁶

4.6 APLICACIONES

4.6.1 Yacimientos delgados

Los pozos horizontales perforados en yacimientos de espesor delgado son más efectivos que aquellos perforados en yacimientos gruesos. Por su simple geometría un pozo horizontal se adecua de mejor forma para la explotación de este tipo de yacimientos en los cuales con un pozo vertical el área de contacto con el yacimiento es menor, de tal forma que con un pozo horizontal se obtiene una mayor área de drene.

4.6.2 Yacimientos naturalmente fracturados

Los pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados pueden ofrecer un aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente. Los yacimientos naturalmente fracturados, usualmente tienen muy baja permeabilidad de la matriz y la mayor producción es a través de las fracturas.

4.6.3 Formaciones con problemas de conificación de agua y gas

Los pozos horizontales pueden reducir la conificación por la minimización de la presión diferencial en la región cercana al pozo. Además de que en un pozo de gran longitud, se puede mantener un alto gasto de producción aunque la producción por unidad de largo sea pequeña. Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de

⁵⁶ R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G.

arenas y calizas alrededor del mundo, algunas exitosas aunque otras no han dado los resultados esperados.

4.6.4 Yacimientos de aceite pesado

La mayoría de las aplicaciones de pozos horizontales en campos de aceite pesado han sido en Canadá, Venezuela y California en los Estados Unidos. El uso de pozos horizontales en aplicaciones no termal para recuperación de aceites pesados parece ser económicamente viable. El pozo horizontal Edad West en la arena Sparky en Canadá produce más de 7 veces el gasto de un pozo vertical promedio. La compañía Lagoven S.A. perforó el primer pozo horizontal en el Lago Maracaibo en Venezuela el cual produce a un gasto de más del doble de los pozos verticales.⁵⁷

4.6.5 Recuperación mejorada

Los pozos horizontales pueden ser usados como inyectores o productores en proyectos de recuperación mejorada. Un pozo inyector largo mejora la inyectividad al proporcionar una gran área de contacto con el yacimiento. También puede mejorar la eficiencia de barrido con una apropiada orientación de los pozos horizontales.

a) Aplicaciones de inyección de agua

La aplicación de los pozos horizontales perforados para la inyección de agua parece ser muy prometedora para obtener una recuperación adicional. La tecnología actual permite al éxito en la perforación y terminación en arenas delgadas y no consolidadas e incluso éxito en la intersección de bancos no productores en yacimientos parcialmente depresionados. Recientemente, se han perforado algunos pozos horizontales en los E.U. y Canadá para inyección de agua; sin embargo, no hay datos publicados disponibles de los resultados. Unos cuantos pozos horizontales han sido perforados en yacimientos donde el agua se inyecta por debajo de la estructura para mantener la presión.

b) Inyección miscible

Las aplicaciones de inyección miscible han sido exitosas en Canadá, actualmente muchas referencias muestran una delgada capa de aceite entre la capa superior de gas y la inferior de agua; se inyecta un solvente miscible en lo alto de la estructura, por lo que los pozos horizontales son perforados cerca de la zona de agua. El aceite es conducido hacia abajo y recuperado o capturado en los pozos horizontales.

c) Recuperación termal

El uso de los pozos horizontales en conjunto con el vapor muestran resultados económicos variados. El objetivo de la recuperación termal usando pozos horizontales son los mismos que los mencionados anteriormente (mejorar la eficiencia de barrido, mejorar las reservas producibles, incrementar la inyectividad de vapor y reducir el número de pozos de desarrollo), varios pozos horizontales han sido perforados como proyectos piloto para recuperación termal en yacimientos de bitúmenes y aceites pesados; algunos de ellos mostraron ser comercialmente viables. Para que un proyecto

⁵⁷ S. Lacy, W. Ding and S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc.

de recuperación termal pueda tener éxito económico, debe contar con las siguientes características comunes favorables.

- i. Alto contenido de aceite (>1400 b/acre-ft)
- ii. Poco profundo (500 a 2800 ft), (bajos costos de perforación, baja presión de inyección y bajas temperaturas)
- iii. Grosor de las arenas (45 a 100 ft o mas) y bajo contenido de lutitas
- iv. Altas permeabilidades en las arenas.

Debido a los dos últimos puntos esta aplicación no se recomienda en el Proyecto AFCT.

4.7 HERRAMIENTAS.

Es cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo, los motores de fondo, los MWD, las herramientas de registros direccionales, etc. son ejemplos de herramientas de fondo. Algunos tipos comunes de herramientas se describen a continuación:

4.7.1 Toma Sencilla (Single Shot).

Una toma sencilla magnética se utiliza para obtener datos magnéticos de dirección e inclinación de una trayectoria determinada, se puede bajar con cable o soltarlo desde superficie; sus principales componentes son.

- Baterías.
- Sistema de Unidad de Tiempo.
- Unidad de cámara y compás.

4.7.2 Tomas Múltiples Electrónico (EMS).

La herramienta EMS provee la misma información que la herramienta de toma sencilla, emplea un sistema de Acelerómetros y Magnetómetros muy similar a las herramientas de desviación pero utiliza baterías (Fig. 4.16). La herramienta se programa en superficie, las lecturas se toman en intervalos de tiempo programado, se almacenan en la memoria, y se procesa cuando la herramienta esta en la superficie.

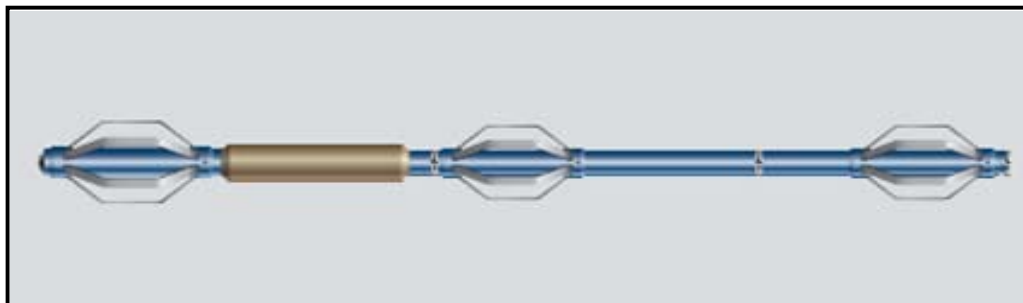


Fig. 4.16 Herramienta EMS⁵⁸

⁵⁸ Schlumberger, 2005

4.7.3 Registro Giroscópico (Gyro Survey).

Los sistemas giroscópicos no son afectados por la interferencia magnética, se usan principalmente para obtener mediciones dentro del revestimiento o KOP cuando la interferencia magnética es muy alta. Los dos tipos de giroscopios son el Giroscopio libre (Fig. 4.17A) y Giroscopio Aumentado (Fig. 4.17B).

Su pequeña masa se puede balancear para que pueda rotar libremente en uno o más ejes, es resistente a las fuerzas externas y mantiene su orientación en todo el intervalo.

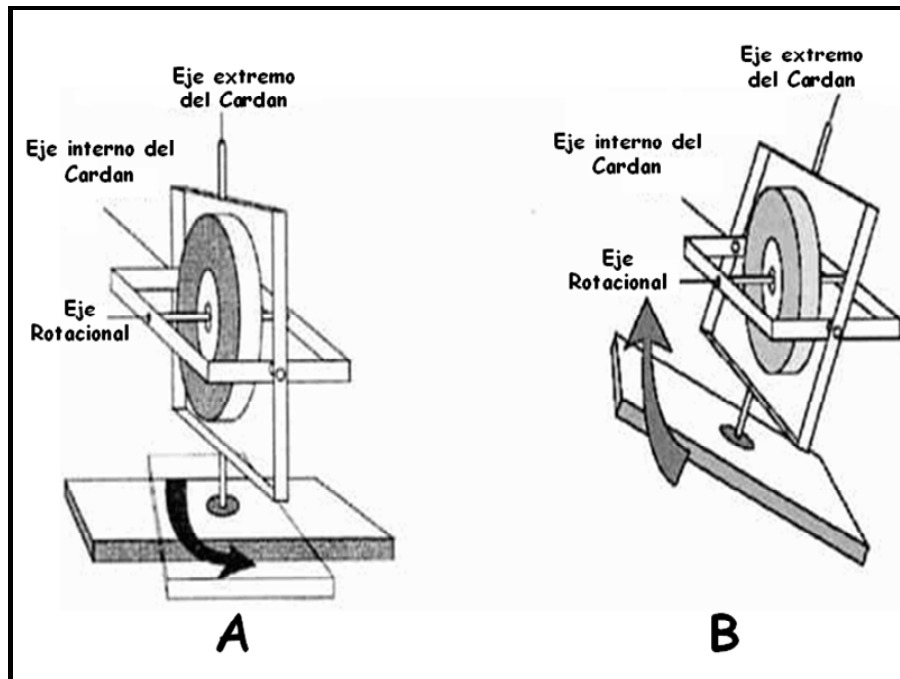


Fig. 4.17 Principales giroscopios de medición⁵⁹

4.7.4 Measurement While Drilling (MWD).

Muchas de las mediciones se toman mientras se perfora, el MWD (Fig. 4.18) se usa para tomar mediciones en el fondo del agujero con un dispositivo electromecánico localizado en la instalación del fondo del agujero (BHA).

Todos los sistemas MWD tienen tres subcomponentes de configuraciones que varían y que a continuación se describen.

1. Sistema de Energía: El sistema de energía se divide en dos clasificaciones generales que se describen en forma breve, batería y turbina, ambos tipos de sistema de energía tienen ventajas y responsabilidades inherentes. En muchos sistemas MWD se usa una combinación de estos dos tipos de sistema de energía para proporcionar energía a la sarta de herramientas con o sin flujo de fluido; en otras ocasiones se utiliza cuando existen condiciones intermitentes de flujo de fluido de perforación.

⁵⁹ Schlumberger, 2005

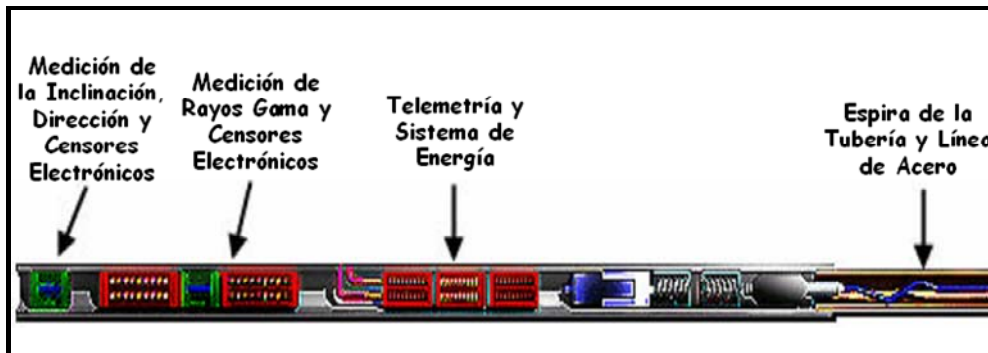


Fig. 4.18 MWD convencional⁶⁰

- i. Las baterías pueden proporcionar energía a la herramienta fuera de la circulación del fluido de perforación y son necesarios si los registros se toman durante la salida o entrada al agujero. Normalmente se usa el cloruro de Litio en baterías de los sistemas MWD debido a su excelente combinación de densidad de gran energía y un funcionamiento superior en el servicio de temperaturas (LWD); proporcionan una fuente estable de voltaje hasta muy cerca del final de su vida de servicio y no requiere complejos elementos electrónicos para reacondicionar la fuente. Aunque las baterías son seguras en temperaturas muy bajas, si está elevada por arriba de 180 °C pueden experimentar una violenta reacción acelerada y estallar con una significativa fuerza. Aunque estas baterías son eficientes durante su vida útil, no son recargables.
 - ii. La turbina, es la segunda fuente de generación de energía que utiliza el aparejo de perforación, la cual se forma a partir del flujo de fluido de perforación; se coloca un rotor en la corriente del fluido de perforación y se dirige la circulación sobre las láminas del rotor por un estator, la fuerza rotacional es transmitida del rotor a un alternador a través de un eje común. La energía generada por el alternador no es aprovechable de forma inmediata, los circuitos electrónicos son requeridos para rectificar la corriente alterna para usar corriente directa; los rotores de las turbinas deben tener un rango de gasto de flujo para bombear el lodo de perforación.
2. Sistemas de Telemetría: Aunque en diversas ocasiones se han tomado acercamientos para transmitir datos a la superficie, la telemetría de pulso de lodo es el método estándar en sistemas comerciales de MWD. Los sistemas acústicos que se transmiten sobre la tubería de perforación sufren una atenuación aproximadamente de 150 db/1000m en el fluido de perforación (Spinnler y Stone, 1978). Las bajas frecuencias de transmisión electromagnética son de uso limitado en sistemas de MWD, algunas veces son usados cuando se utiliza aire o espuma como fluidos de perforación. La profundidad de la cual se puede transmitir la telemetría electromagnética es limitada por la conductividad y el espesor de las formaciones sobrepuestas; los sistemas de telemetría de pulsos de lodo mas comunes son tres y se describen a continuación:

⁶⁰ Schlumberger, 2007

- i. Sistemas de Pulso Negativo: Crea una baja presión de pulso en el volumen de lodo para expresar una cantidad pequeña de lodo a alta presión de la tubería de perforación al espacio anular.
- ii. Sistemas de Pulso Positivo: crea una restricción momentánea del flujo (alta presión en el volumen del lodo) en la tubería de perforación.
- iii. Sistemas de Ondas Continuas: crean una frecuencia portadora que es transmitida a través del lodo y codifica los datos usando los desplazamientos de fase del portador.

Los sistemas de pulso positivo son comúnmente más usados en sistemas actuales de MWD. La detección de señal de la Telemetría se realiza por uno o más transductores que son localizados en el múltiple de válvulas (standpipe).

3. Sensores direccionales: La tecnología del sensor direccional se ha utilizado por varios años; es un arreglo de tres magnetómetros de válvula de flujo ortogonales y de tres acelerómetros, aunque en circunstancias normales los sensores estándar proporcionan mediciones aceptables puede ser problemática en alguna aplicación donde existe incertidumbre en la localización del fondo del agujero. Por la naturaleza de su profundidad, la investigación extendida de pozos puede sufrir errores significativos. Las localizaciones geográficas donde la componente horizontal del campo magnético de la Tierra afecta poco la exactitud del censor direccional. En la actualidad existen modelos de predicción de errores en las mediciones direccionales que no fueron diseñados en condiciones extremas en los métodos de perforación a condiciones de pozo. Los numerosos métodos de varianza de eficacia ayudan a las lecturas magnéticas correctas para la interferencia, las primeras correcciones asumieron que todas las interferencias eran axiales (solo los ejes de la sarta de perforación); los métodos más recientes analizan para interferencia inducida y permanente sobre tres ejes. Si las lecturas magnéticas se pueden corregir por variaciones en el campo, también se puede tener mayor confianza en la localización del fondo del agujero. Las lecturas magnéticas contribuyen en los errores para la profundidad absoluta solo cuando existe incertidumbre en la profundidad medida. Cabe mencionar que todos los métodos de corrección de azimut en tiempo real requieren datos reales para ser transmitidos a la superficie, los cuales se cargan ante un canal de telemetría. El giroscopio ofrece beneficios significativos sobre sensores existentes, además de mayor exactitud, el giroscopio no es susceptible a la interferencia de los campos magnéticos.

4.7.5 Motores de Fondo.

El motor de desplazamiento positivo (PDM) se ha desarrollado en el método primario de control direccional. Los PDM son herramientas que manejan fluido de perforación que regresa a la barrena independientemente de la rotación de la sarta de perforación; la potencia de un PDM es generada por un rotor y un estator basado sobre una geometría descrita por Moineau (1923). El rotor y el estator tienen lóbulos helicoidales que sirven para formar cavidades selladas con los elides (Fig. 4.19).

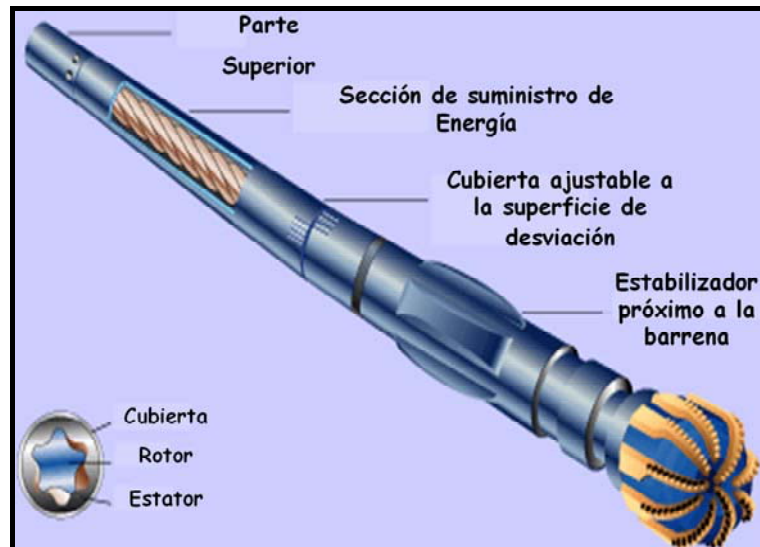


Fig. 4.19 La figura muestra los componentes de un motor de desplazamiento positivo⁶¹

El flujo de fluido a través de estas cavidades es la que origina la fuerza al rotor para que este pueda rotar. El perfil del estator, que tiene siempre un lóbulo más que el rotor, se modela de caucho dentro de la cubierta de motor. El rotor, el cuál viaja en un movimiento orbital alrededor de los ejes de la herramienta, se conectado a un acoplamiento flexible o articulado que transmite el torque mientras que se elimina el movimiento orbital; el acoplamiento habilita la cubierta del motor para brindar una curvatura usualmente de 0° a 3°. El acoplador transmite el esfuerzo de torsión a un eje impulsor, el cual se contiene en cojinetes para permitirle transmitir cargas axiales (peso de la barrena) y laterales de la sarta de perforación a la barrena. Los PDM tienen velocidades de 100 a 300 rpm; son los únicos motores en los que el gasto de fluido es linealmente proporcional al gasto de flujo y el torque es proporcional a la caída de presión generada.

Un motor dirigible, se configura típicamente de una curvatura en la parte externa de la superficie de la herramienta y dos o más estabilizadores de un PDM están configurados para operar en dos modos de sistemas (Fig. 4.20).

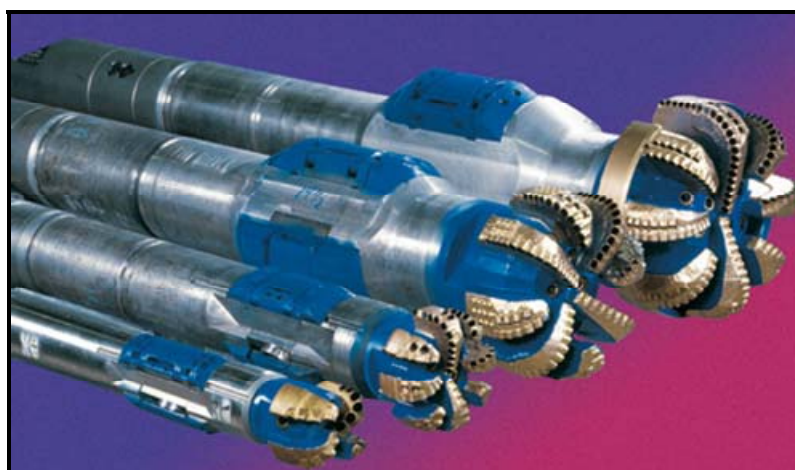


Fig. 4.20 diferentes motores dirigibles⁶²

⁶¹ Schlumberger, 2007

Los dos modos de operación son el “corredizo (sliding)” u orientado y el “rotatorio (rotary)”, y se describen a continuación.

En el modo corredizo, el motor dirigible se orienta por la lenta rotación de la sarta usando señales del MWD para determinar la cara de la herramienta o la orientación de la curvatura; la rotación requerida para conducir la barrena se genera completamente por el PDM, la combinación de estabilizadores y la curvatura de la cubierta genera una carga lateral sobre la barrena, haciéndola perforar en dirección de la cara de la herramienta. La capacidad de curvatura de los motores dirigibles son de 1 a 10°/100 pies.

En el modo de movimiento rotativo, la sarta gira y el efecto de curvatura se desliza, por lo menos en una dirección lejana si se trata. Cuando está rotado, el motor orientado se comporta direccionalmente como un ensamble rotativo en el que la tendencia direccional del motor se determinada por el diámetro y por la colocación de los estabilizadores. Los motores se instalan normalmente de forma recta en el sentido que rotan, aunque se pueden configurar para construir o para ángulos bajos mientras rota.

Los motores de turbinas son accionados por el fluido de perforación que mueve a la barrena, los PDM son accionados por un estator, por lo que no se asemejan a los motores de turbinas que utilizan láminas de metal que proporcionan gran resistencia a fluidos de perforación químicamente agresivos y a extremas temperaturas de fondo; sin embargo, la velocidad de la barrena decrece como la demanda del torque de la barrena aumenta, un incremento en el torque no resulta de un incremento de presión que pueda ser vista en la superficie, por lo tanto, la detección de atascamiento de la turbina es mas difícil que en los PDM y su velocidad es mucho más alta, la cual está cerca de los 1000 rpm. Como muchos PDM, las turbinas pueden ser configuradas dada su capacidad orientada con curvaturas y estabilizadores (Fig. 4.21).

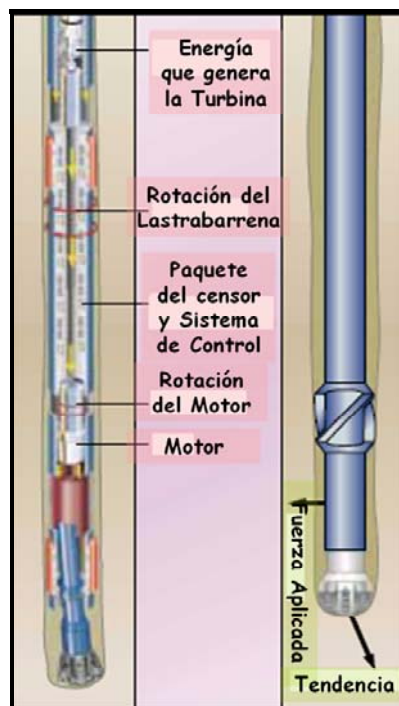


Fig. 4.21 La figura muestra como la turbina genera energía⁶³

⁶² Schlumberger, 2007

⁶³ Schlumberger, 2005

4.7.6 Ensamblados rotatorios y estabilizadores ajustables.

Los ensamblados rotatorios se usan de vez en cuando en los sistemas dirigibles, usualmente en secciones tangentes donde el objetivo direccional es perforar en dirección recta. Los ensamblados rotatorios son más usados en donde las tendencias de las formaciones son predecibles y los aparejos no son conducidos por motores dirigibles, el peso del lastrabarrena le da una tendencia para ceder o flexionar el lado bajo del agujero; la flexibilidad y la longitud del lastrabarrena, el diámetro del estabilizador y la colocación se dirigen como medios para controlar la cantidad de flexión para dar el asentamiento deseado, para disminuir o mantener la tendencia de la dirección.

En la Fig. 4.22 se observan arreglos para dar la forma al agujero y que consisten en estabilizadores ensamblados con los lastrabarrenas.

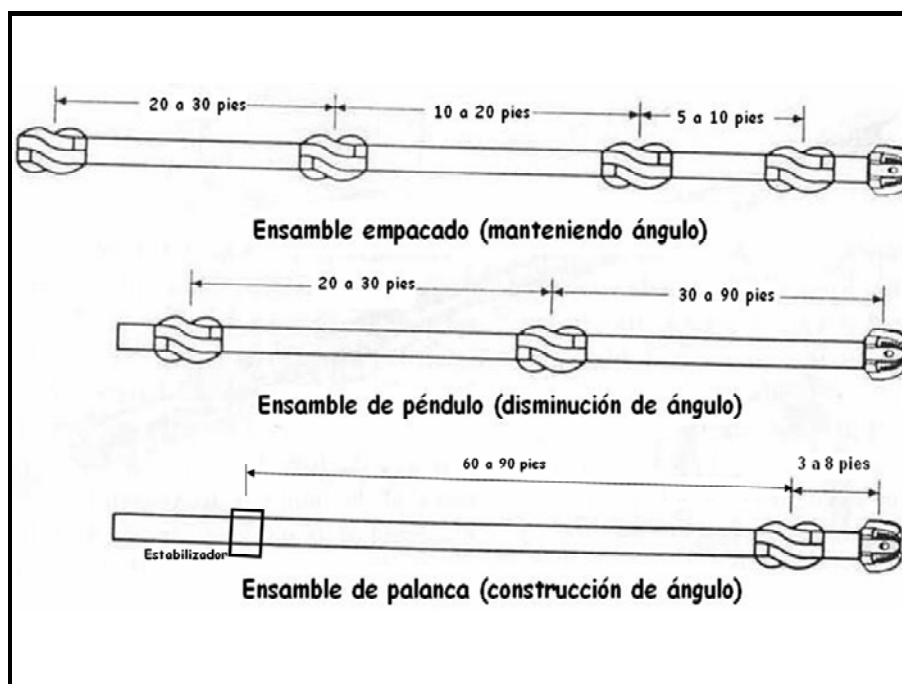


Fig. 4.22 Arreglos comúnmente más usados⁶⁴

Los ensamblados rotatorios fijos tienen una capacidad limitada de ajuste por variaciones en el plan, pero pueden ser prácticos en algunos intervalos de múltiples pozos de desarrollo donde las características de las formaciones se pueden identificar y los ensamblados pueden ser optimizados.

El diámetro ajustable de los estabilizadores es mejor sobre los ensamblados fijos porque el diámetro del estabilizador se puede ajustar en el fondo del agujero para compaginar las variaciones en el plan. Un BHA correctamente diseñado puede producir una tendencia de inclinación que se extienda de una estructura a un descenso usando solo el diámetro del estabilizador (Fig. 4.23).

⁶⁴ Michael J. Economides y Larry T. Watters, 1988

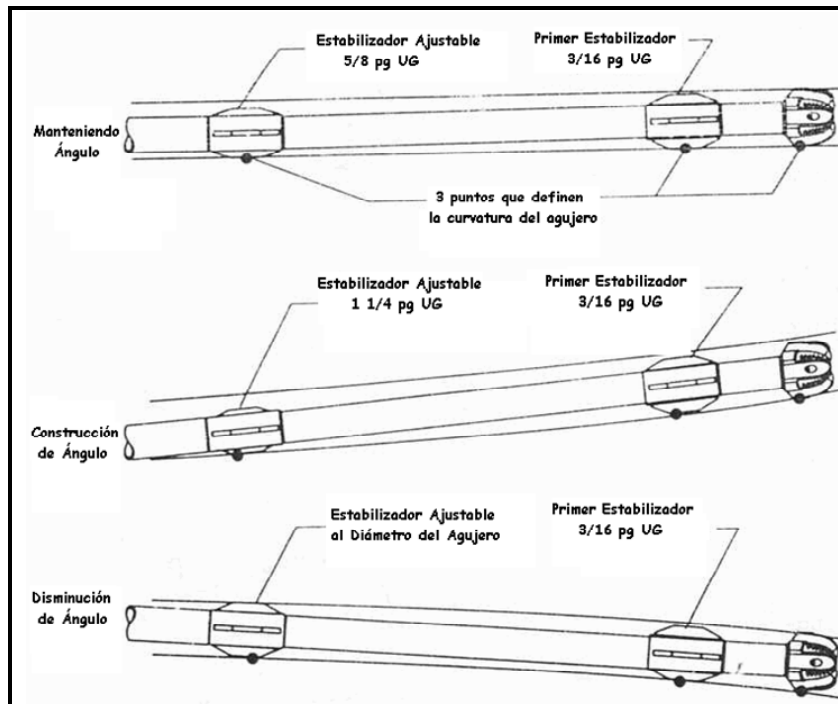


Fig. 4.23 Arreglo de diámetros de los estabilizadores⁶⁵

Los estabilizadores ajustables pueden ser usados en cualquier BHA solo rotario o en conjunto con motores dirigibles para optimizar el modo rotario de la tendencia direccional.

4.8 PARÁMETROS PARA EL ÉXITO ECONÓMICO

Mientras que los costos de los pozos horizontales disminuyen, se gana en experiencia en un área; los costos de los pozos horizontales son de 1.4 a 3 veces más que el de un pozo convencional. Sin embargo, las reservas recuperables de un pozo horizontal deben ser al menos dos a tres veces mayores que las que se obtienen con un pozo vertical para ser económicamente exitosos. Con la apropiada planeación y selección de la localización, un pozo horizontal puede incrementar la productividad. El éxito económico puede asegurarse si se consideran los siguientes criterios.

1. Intensidad de la fractura.

En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales deben ser perforados perpendicularmente a las fracturas, intersectando las más posibles; los pozos horizontales perforados perpendicularmente a las fracturas no deben mostrar solamente altos gastos de producción, sino también altas reservas recuperadas en comparación con un pozo vertical. Por otro lado, un pozo horizontal perforado paralelamente a las fracturas puede proporcionar un alto gasto inicial pero las reservas recuperadas pueden no ser significativamente diferentes de las de un pozo vertical. Similarmente a las formaciones naturalmente fracturadas, unos cuantos yacimientos con canales de arenas también muestran permeabilidades direccionales. En estos yacimientos, es deseable perforar pozos horizontales a lo largo de la dirección de la permeabilidad.

⁶⁵ Michael J. Economides y Larry T. Watters, 1988

2. Espesor de la zona rentable

Los pozos horizontales perforados en yacimientos delgados son más efectivos que aquellos que se perforan en yacimientos gruesos. Sin embargo existe un límite inferior de alrededor de 10 ft para yacimientos sin capa de gas o limitados inferiormente por un cuerpo de agua. Para yacimientos con capa de gas o cuerpo inferior de agua, la tecnología de perforación permite un límite inferior de alrededor de 12 ft de standoff (diferencia de altura entre el contacto agua-aceite y el agujero horizontal perforado). Este límite inferior se requiere para obtener una economía aceptable para los costos adicionales de perforación de un pozo horizontal.

3. Espaciamiento entre pozos

Las reservas incrementales para un pozo horizontal deben ser por lo menos proporcionales a los costos incrementales. Sin embargo, los pozos horizontales requieren un espaciamiento mayor que los pozos verticales. Los espaciamientos requeridos dependen al máximo de la permeabilidad y anisotropía. En un yacimiento naturalmente fracturado, el espaciamiento a lo largo de la tendencia de las fracturas debe ser tan grande como cuando es perpendicular a la tendencia de las mismas.

La Fig. 4.24 muestra la producción acumulada contra tiempo de un pozo productor horizontal en la formación Bakken Shale en la región de las montañas rocosas en los Estados Unidos. La producción acumulada para diferentes áreas de drenaje fue calculada usando un programa de software. Cada curva sólida representa un área de drene.

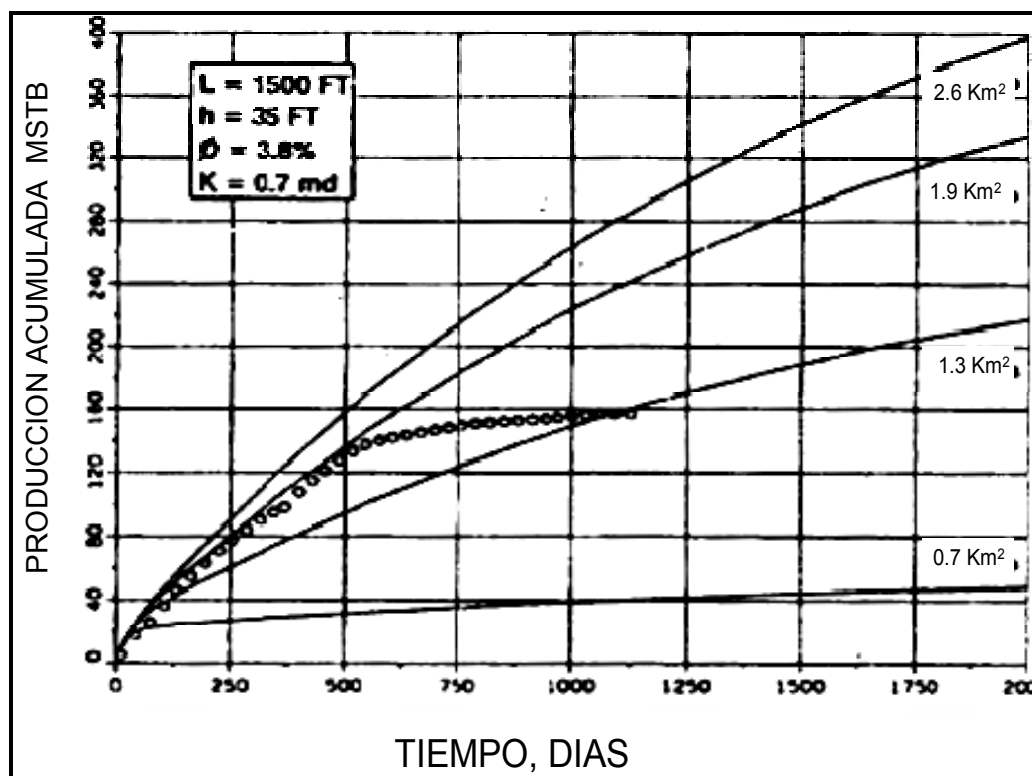


Fig. 4.24 Pozo horizontal en la Formación Bakken Shale E.U. Comparación del pronóstico contra la producción real.⁶⁶

⁶⁶ S. Lacy, W.Ding And S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc. 1992

Esto indica claramente el potencial de un pozo horizontal para drenar un gran volumen del yacimiento en un marco de tiempo pequeño incluso con permeabilidades menores a 1 md. La desviación del espaciamiento de la curva de 1.9 Km² cerca de los 500 días es causada por la interferencia desde la perforación de los pozos compensadores.

Es importante hacer notar que la interferencia de los pozos compensadores es obvia en yacimientos de tipo depresionado sin una presión de soporte (sin capa de gas o un cuerpo activo de agua). En yacimientos con algún tipo de presión de soporte, la interferencia puede no ser importante dependiendo de las condiciones económicas particulares. Puede ser recomendable un espaciamiento grande entre pozos (en comparación con los pozos verticales), incluso en yacimientos con una presión de soporte.

4. Comunicación vertical

La permeabilidad vertical es uno de los principales parámetros que determinan la productividad de un pozo horizontal. Una buena comunicación vertical en el yacimiento es esencial para el éxito de un pozo de este tipo. Un pozo horizontal puede drenar solamente la capa en la cual fue perforado. Si un pozo horizontal debe ser perforado en un yacimiento con una baja permeabilidad vertical (sin capa de gas o límite de agua), se debe considerar una estimulación mediante un fracturamiento para crear una comunicación vertical razonable e incrementar la productividad. Sin embargo, solo se puede fracturar un pozo de radio largo o medio, donde una pequeña porción de un pozo largo se puede ser aislar para un tratamiento efectivo.

En aplicaciones de conificación, la baja permeabilidad vertical debe reducir la tendencia a la conificación en pozos verticales. Sin embargo, una baja permeabilidad vertical también puede reducir la productividad de un pozo horizontal. Entonces, en aplicaciones de pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad vertical con capa de gas y límite inferior con agua no necesariamente debe comportarse mejor que un pozo vertical si se requiere una alta presión de empuje para alcanzar altos gastos de producción.

5. Daño a la formación y capacidad de limpieza mayor después de la perforación.

El daño a la formación en pozos horizontales puede ser significativo debido a un largo periodo de exposición al fluido de perforación. Los métodos usados para minimizar el daño incluye la perforación bajo balance o el uso de fluidos especiales de perforación con bajo o nulo contenido de sólidos. De lo contrario se debe planear un adecuado esquema de terminación y limpieza mayor.

6. Control geológico

Las áreas altamente desarrolladas deben tener buena información geológica pero estas pueden no tener suficiente espacio lateral para perforar horizontalmente. En áreas no desarrolladas la carencia de un control geológico pone en riesgo el éxito del proyecto. Varios proyectos de perforación horizontal tienen fallas debido a inclinaciones inesperadas de la formación, fallas con un gran desplazamiento lateral, etc. Una buena descripción geológica del yacimiento objetivo es esencial para el éxito del proyecto.

7. Prospectos de pozos múltiples

En estos casos se gana experiencia en ciertas áreas de la perforación horizontal y los costos disminuyen; el primer pozo normalmente cuesta dos o tres veces más que uno vertical y el segundo pozo normalmente cuesta mucho menos que el primero. Sin embargo un programa de múltiples pozos horizontales tiene una mejor oportunidad de éxito económico.

La Fig. 4.25 muestra los costos por pie de 50 pozos horizontales en Bakken Shale, donde las torres de perforación son desplazadas fácilmente en tierra; al ser perforados mas pozos, se observa una clara reducción en los costos.

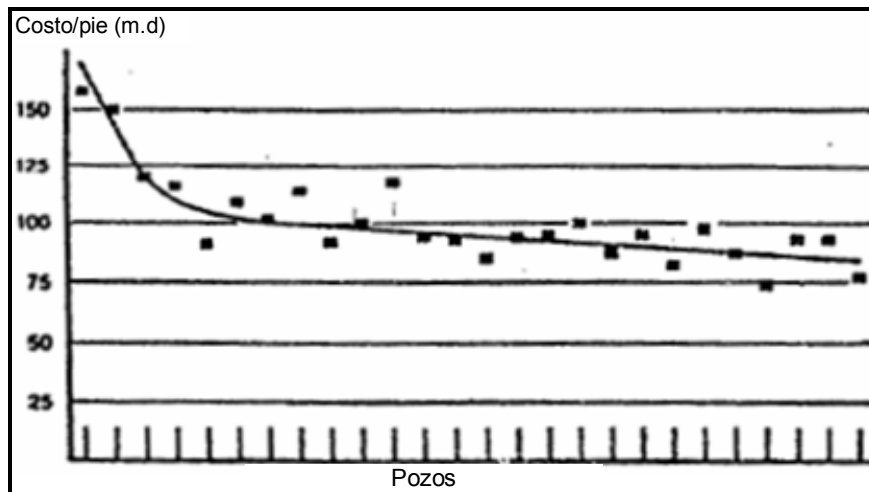


Fig. 4.25 Costos de perforación de pozos horizontales en la Formación Bakken Shale E.U, 1992⁶⁷

También se observa una disminución en los costos mientras mas pozos fueron perforados, en la Formación Prudhoe Bay, para un tipo de formación perforada en un ambiente hostil, el promedio del costo de los pozos (verticales y horizontales) puede bajar. (Fig. 4.26).

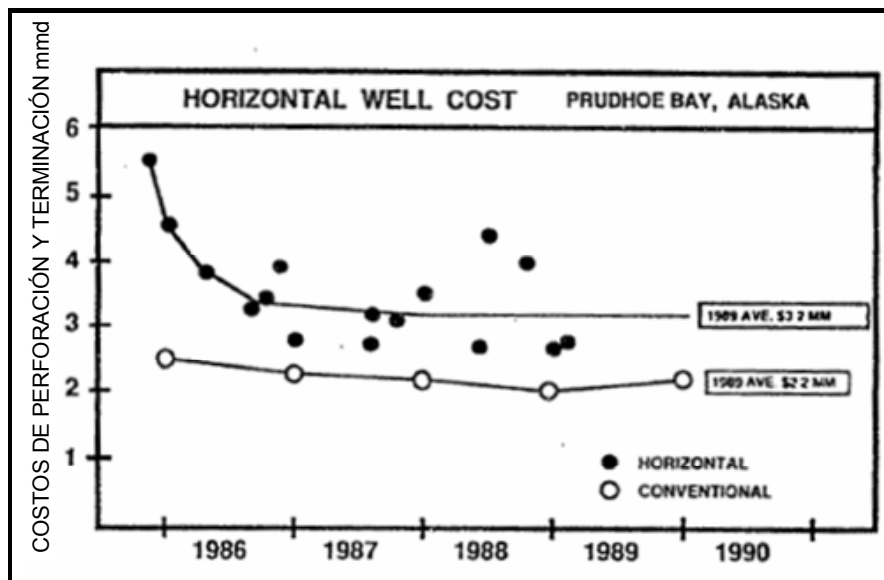


Fig. 4.26 Costos de perforación de pozos horizontales en la Formación Prudhoe Bay Alaska. 1992⁶⁸

⁶⁷ S. Lacy, W.Ding And S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc. 1992

En México se han perforado varios pozos horizontales en diferentes clases de formaciones, los cuales inicialmente han respondido a las expectativas de producción. Sin embargo, después de un corto tiempo de producción, las condiciones de producción se han reducido significativamente, lo cual prácticamente ha condenado el uso de estas tecnologías en el desarrollo de la explotación de los hidrocarburos.

En el campo Agua Fría se han perforado pozos horizontales con el fin de obtener una mayor producción, sin embargo, la terminación que se empleó en algunos pozos (Liner ranurado), impidió que se tuvieran buenos resultados, ya que se observó que la permeabilidad horizontal y la casi nula permeabilidad vertical de las formaciones del Grupo Chicontepec, no es suficiente para que los pozos fluyan continuamente, por lo que la mayoría de los pozos deben ser fracturados hidráulicamente.

Sin embargo, se ha hecho una evaluación comparativa de la productividad inicial de los pozos horizontales con respecto a los verticales para conocer su comportamiento e identificar los parámetros de diseño que gobiernan la viabilidad de obtener el éxito con los pozos horizontales.

4.9 EL PRIMER POZO HORIZONTAL EN MÉXICO

El primer pozo horizontal en México se perforó en 1991, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la formación Chicontepec en el campo Agua Fría, del Distrito Poza Rica en la Región Norte, los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H fueron perforados con una longitud horizontal de alrededor de 1000 m, para tratar de incrementar la productividad y reducir el número de pozos fallidos. La perforación horizontal fue motivada por que en la Formación Chicontepec se presentan diferentes cuerpos estratificados en forma aislada, los cuales son cruzados fácilmente por un pozo horizontal.

En mayo de 1991, después de perforar el primer pozo horizontal en México (Agua Fría 801-H), se diseñó una prueba de presión-producción usando una herramienta Hi-res (PLT). El diseño conducción y registro con equipamiento Hi-res, permite que los datos de la prueba de presión muestren las características del comportamiento del sistema pozo horizontal-yacimiento y que este sea adecuadamente interpretado con un modelo de pozo horizontal, (Fig. 4.27), obtención de la anisotropía del yacimiento, el daño y la contribución efectiva de la longitud en el flujo.

En el campo Agua Fría también se perforaron varios pozos verticales, algunos de ellos han sido fracturados hidráulicamente de la misma manera que los pozos horizontales mencionados anteriormente. Esta es una práctica común en este campo, para crear fracturas hidráulicas que mejoren las condiciones de producción de los pozos; no obstante, un tiempo después de estas intervenciones se presenta una declinación de la producción y es necesario realizar intervenciones periódicas para mantener una mejor producción.

Cuando se comparan las condiciones de producción de diferentes pozos en el campo agua Fría, se observa que los pozos verticales fracturados tienen productividades mayores a las de los pozos horizontales debido a que esas fracturas son de alta conductividad y los pozos horizontales de acuerdo al PLT y el estudio de las pruebas de presión, producen de pequeñas longitudes, esto es, la existencia de intervalos no productores (Fig. 4.28).

⁶⁸ S. Lacy, W.Ding and S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc. 1992.

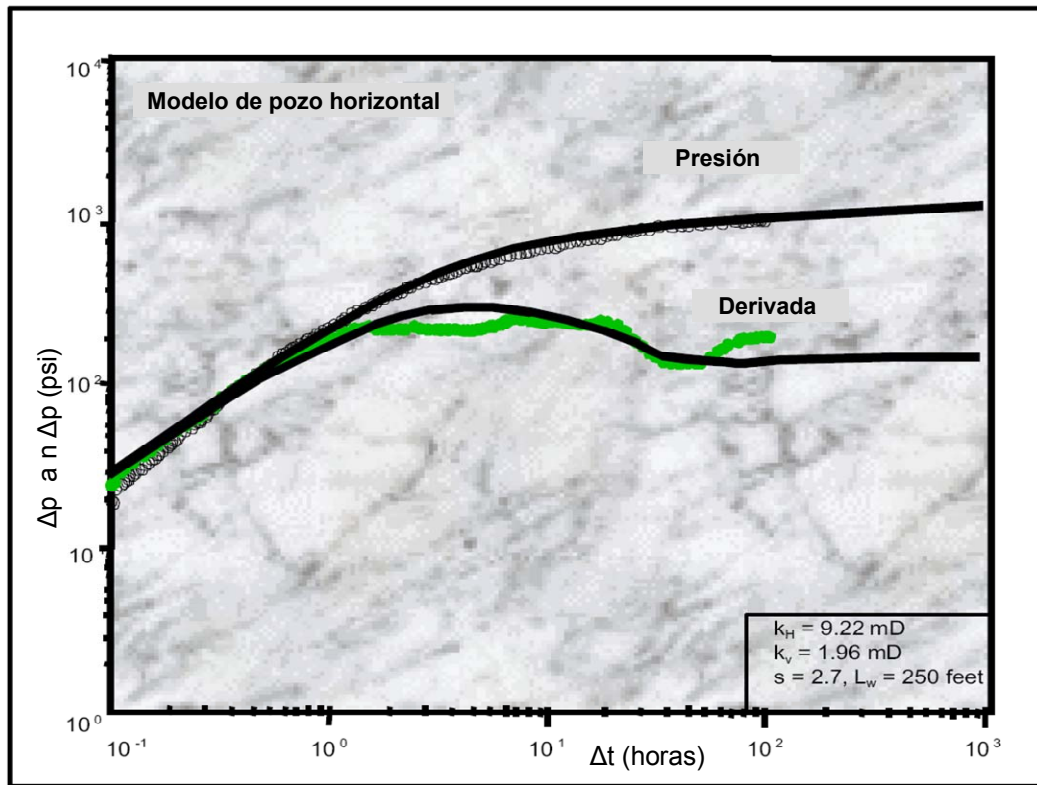


Fig. 4.27 Construcción del análisis de presión (18-22 de mayo de 1991) registrado en el pozo horizontal Agua Fría 801.⁶⁹

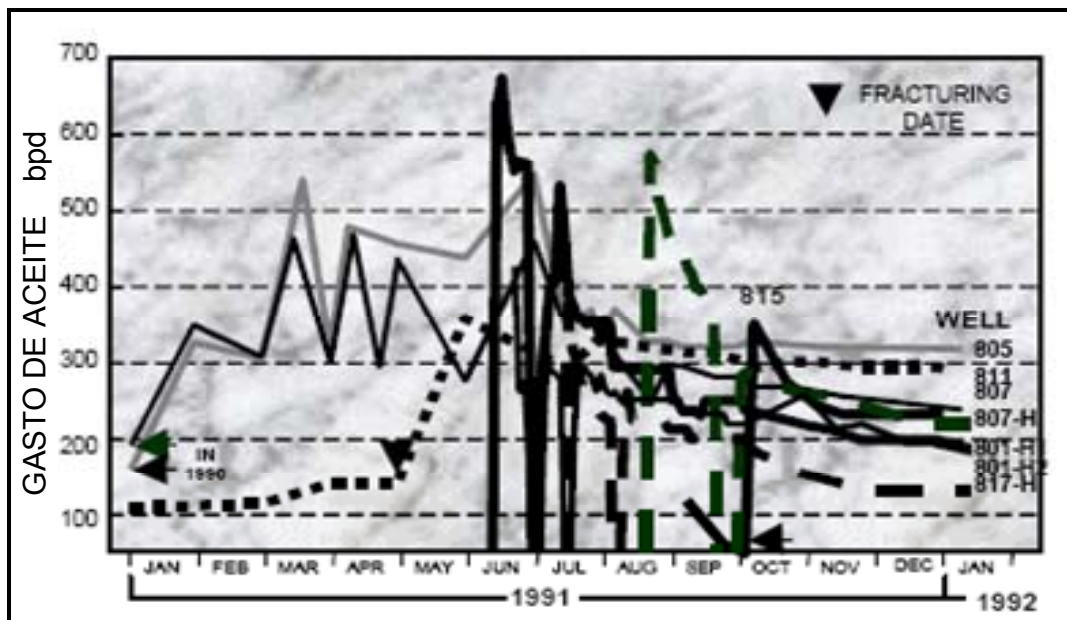


Fig. 4.28 Comparación de producción de los pozos en el Campo Agua Fría.⁷⁰

⁶⁹ R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G 2000.

⁷⁰ R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G.2000

Sin embargo, esto es necesario para disparar nuevamente todos los intervalos con posibilidades de contribución y estos pozos han sido perforados considerando el conocimiento detallado de la geología para tener registradas las pruebas de interferencia y determinar exactamente las direcciones preferenciales de flujo, lo que ha permitido definir la anisotropía del yacimiento, la trayectoria adecuada y la longitud horizontal óptima.

Esto también es importante para advertir que la estrategia de explotación de yacimientos de la formación chicontepec puede ser por medio del desarrollo de un programa que combine el fracturamiento vertical y la perforación de pozos inclinados y horizontales.

4.10 Evaluación de la producción

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

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

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

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

$$J_V = \frac{q_V}{P_e - P_w} \dots\dots\dots(2)$$

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

Respectivamente.

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

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

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

4.11 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE POZOS VERTICALES, HORIZONTALES y DIRECCIONALES

La comparación de la productividad entre pozos horizontales y verticales fracturados ha sido reportada por varios autores considerando que un pozo horizontal representa un caso particular de un pozo que penetra totalmente fracturas de conductividad infinita. Esto es importante porque indica que la productividad de un pozo horizontal es fuertemente dependiente de la relación de permeabilidades, k_v/k_H .

Con objeto de obtener una apropiada y representativa evaluación del comportamiento de producción de pozos horizontales, se ha colectado la información correspondiente a pozos horizontales, verticales y direccionales, en los campos Agua Fría, Cantarell y Abkatun que se presentan en la Tabla 4.1.

Campo	Tipo de pozo	Q _o bpd	Δp (kg/cm ²)	J (bpd/kg/cm ²)	L (m)
Agua Fría	Vertical fracturado	921.5	21.9	42.0	80
	Vertical sin fracturar	245.0	100.7	2.43	-
	Horizontal	409.0	71.7	5.70	150
Cantarell	Direccional (2094)	7071	1.14	6203	-
	Horizontal (2074)	8800	116.6	75.5	290
Abkatun	Vertical (212-A)	1234	39	31.6	-
	Horizontal (221)	2599	20	129.9	365
	Horizontal (223)	2432	31	78.6	100

Tabla 4.1 Comparación de la productividad de pozos horizontales verticales y fracturados en el campo Agua Fría⁷¹

⁷¹ R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G 2000.

Como se puede ver en la tabla anterior, para un incremento del valor de k_v/k_H , la productividad de los pozos horizontales se incrementa. Se observa que el comportamiento del pozo Abkatun 221 refleja una mayor producción de aproximadamente cuatro veces más que un pozo vertical.

Para pozos horizontales perforados en el campo Abkatun, se observa que estos tienen un comportamiento similar a uno de los pozos fracturados de conductividad finita.

La comparación de las productividades, refleja claramente que los pozos horizontales presentan excelentes condiciones iniciales de producción.

Los pozos horizontales se comportan como pozos con conductividad infinita y por lo tanto, satisfacen los requerimientos básicos del concepto de pozos horizontales; estos resultados indican que los pozos horizontales significan una buena alternativa de explotación de yacimientos.

4.12 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El trabajo de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, 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, es decir, hasta fracturar o hacer fallar la formación, el fluido de fractura es el encargado de transmitir la presión hidráulica al yacimiento. Después de alcanzada la falla, el mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de ruptura inicial.

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; 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 que entra en la fractura es el encargado de la creación de la misma y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de la formación creadas por la fractura, las cuales son las paredes de la misma. Para prevenir el cierre de la fractura, una vez que se detiene el bombeo, se deben adicionar al fluido de fractura los agentes de sostén, los cuales son los encargados de mantener la fractura abierta una vez que el trabajo ha terminado. Ellos también colaboran en el incremento de la conductividad del aceite o gas, a través de la fractura hasta el pozo. A lo largo de los años se han utilizado diferentes tipos de materiales como agentes de sostén, entre los que se encuentran la arena, esferas de aluminio, acero, bauxita, etc. En la actualidad los agentes de sostén están disponibles en diferentes distribuciones de tamaño y se pueden utilizar en cantidades variables.

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 y la altura de la fractura a la que se le coloca el agente sustentante, son todos factores importantes. Una alta conductividad de fractura, combinada con una buena longitud de la misma y la correcta colocación del agente sustentante, puede resultar en un buen incremento de la producción para pozos viejos o nuevos y puede convertir un pozo cuya producción no era rentable en uno que sí lo es.

4.12.1 Objetivos del Fracturamiento Hidráulico

Una vez que un pozo es perforado y terminado, se abre a producción, consecuencia de lo cual empieza a disminuir la presión del pozo, hasta que la misma se hace más pequeña que la presión del yacimiento. Ya sea a través de los mecanismos de producción naturales o por procesos de recuperación secundaria, se llega a un nivel de diferencia entre ambas que convierten al pozo en no rentable, debido a la insuficiencia de su producción. Suponiendo que el yacimiento aún contiene cantidades comerciales del hidrocarburo, esto podría estar sucediendo por tres motivos: existe daño alrededor del pozo, la permeabilidad de la formación es baja o la misma no es homogénea.

Los canales de flujo naturales dentro del yacimiento, resultado de la permeabilidad de la formación o de la existencia de fracturas naturales, deberían ser suficientes como para permitir gastos de producción rentables, sin embargo, si existe daño de la formación alrededor del pozo, este se presenta como un taponamiento severo de los canales de flujo en la zona adyacente a la cara del pozo. Este taponamiento puede haber sido causado por los fluidos de perforación o de terminación y la reacción de la roca con los mismos, para la generación del daño. Una posible solución a este problema sería la remoción del daño a través del lavado con un ácido; sin embargo, la solución que mayormente se ha adoptado para traspasar el daño y llegar a la sección de la formación no afectada, es el fracturamiento hidráulico.

La baja permeabilidad de la formación es la principal causa de la realización de un trabajo de este 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 este tipo de formaciones, 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 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 caso de formaciones homogéneas; el modelado de los yacimientos ubicados en este 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.

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

Una modalidad del fracturamiento hidráulico que también se utiliza con fines de estimulación es el fracturamiento ácido. Este se rige por las mismas consideraciones del fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que en el fracturamiento ácido la conductividad se genera a través de la remoción de material de la formación por parte del ácido, quedando canales de flujo después de que la fractura se cierra.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico, de tipo comercial, fueron realizados por la empresa "Halliburton Oil Well Cementing Company" en 1949, la técnica pasó por muchos cambios hasta alcanzar los procedimientos que actualmente se conocen. Desde entonces hasta nuestros días, se han realizado grandes avances en la materia y su optimización en función del

logro de sus objetivos ha hecho que tres de cada cuatro pozos fracturados hayan incrementado su producción de un modo rentable y aumentado tremendamente las reservas potenciales.

Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron realizados con pequeños volúmenes de fluidos altamente viscosos, cuando ocasionalmente se realizaron trabajos con mayores volúmenes, para lo cual se requerían mayores gastos de inyección, se descubrió que su resultado eran mayores incrementos sostenidos de producción. Como resultado de esto se comenzaron a aumentar los tamaños de los trabajos así como los gastos de producción. Con el uso de altos gastos de inyección se empezó a considerar que quizás ya no eran necesarios los fluidos de alta viscosidad y se hicieron pruebas con fluidos menos costosos, de baja viscosidad, obteniéndose buenos resultados.

A finales de 1952 se comenzaron a usar los residuos de la refinación del petróleo como fluido de perforación, así como crudos más pesados e hidrocarburos gelificados; estas alternativas permitieron mayores volúmenes por dólar de costo. Posteriormente se hicieron populares los fluidos en base aceite, mientras que el tamaño de los trabajos se incrementó paulatinamente. Aunque actualmente se siguen realizando trabajos de pequeños volúmenes, es común dedicar varios millones de dólares al fracturamiento hidráulico de un pozo, utilizándose de 200,000 a 500,000 galones de fluido de fractura y 500,000 a 2,000,000 libras de agente sustentante.

Hoy en día la producción de muchos campos petroleros es debida a la aplicación de esta técnica; así mismo, gracias a la posibilidad de uso de la misma, muchos horizontes que serían descartados por los operadores por considerarlos comercialmente no productivos, son explotados actualmente de manera exitosa.

4.13 AGENTE SUSTENTANTE

El objetivo de la colocación del agente sustentante, en el interior de la fractura, es mantener la conductividad deseada de la misma, dentro de los límites económicos pertinentes. La conductividad de la fractura depende de una serie de factores, relacionados entre sí, como son: tipo, tamaño y uniformidad del agente sustentante, grado de empaque del mismo, grado de trituración y/o deformación, cantidad y manera de colocación.

Debido a la interdependencia existente entre todos los elementos que gobiernan el diseño de fracturas, debe tenerse cuidado especial con cada uno de ellos, especialmente cuando se trata del agente sustentante, debido a que el mismo es el responsable de lograr la conductividad final de la fractura. La correcta selección y colocación del agente sustentante gobernará el incremento de la productividad del pozo, después del trabajo de fracturamiento.

Para predecir el comportamiento del agente sustentante, bajo condiciones específicas del pozo en cuestión, se deben medir y comparar las propiedades físicas de varios tipos del mismo, antes de tomar la decisión; las propiedades a considerar son las siguientes:

- Redondez y esfericidad
- Tamaño y uniformidad de tamaño
- Permeabilidad
- Gravedad específica
- Densidad total
- Solubilidad en ácido

- Partículas finas
- Resistencia a la trituración

4.13.1 Transporte del agente sustentante

La conductividad de una fractura rellena con agente sustentante, influencia la efectividad del trabajo de fracturamiento realizado, la conductividad va a depender del tamaño y resistencia del agente sustentante y de la distribución del mismo en la fractura.

Es usual suponer que cualquier parte de la superficie de la fractura que no quede separada por partículas de agente sustentante, se cerrará tratando de volver a su posición original, bajo la influencia del esfuerzo in situ; por ello, sólo las partes de la fractura rellenas con agente sustentante, estarán disponibles para el flujo de fluido y contribuirán al incremento de la producción esperada después de todo tratamiento de fracturamiento. Es lógico esperar que la fractura en una formación productora resultará en un gasto de producción más grande si una gran parte de la fractura está expuesta, que si sólo una pequeña parte de ella permaneciera abierta, por lo que la predicción de la distribución final del agente sustentante es una parte importante del diseño de un trabajo de este tipo.

En un principio se suponía que el agente sustentante viajaba junto con el fluido, constituyéndose una mezcla entre ambos de forma que la distribución de agente sustentante era siempre la misma que la del fluido, quedando la fractura rellena en un 100%. Esta suposición no estaba fuera de la realidad para el caso de trabajos pequeños y si el fluido era de alta viscosidad, ya que este fluido podía suspender las partículas durante todo el tratamiento. A medida que el tamaño de los trabajos se fue incrementando y se fueron mejorando las características de los fluidos de tratamiento, la suposición de la suspensión del agente sustentante en el mismo, dejó de ser válida. Actualmente las características, tanto de los fluidos de fractura como de los agentes de sostén, presentan una amplia variación, lo que afecta las propiedades de la suspensión del agente sustentante. Recientemente, los operadores han utilizado incluso gas nitrógeno comprimido como fluido fracturante, con concentraciones muy bajas de agente sustentante, sin fase líquida.

En el transporte de las partículas del agente sustentante están involucrados varios pasos. Primero, las partículas deben pasar por los equipos de superficie y luego por los tubulares del pozo. Adicionalmente, las partículas se mueven y cambian de dirección a través de las perforaciones y finalmente, deben moverse a través de la fractura misma. Puede ocurrir el asentamiento de las mismas mientras la fractura se está cerrando.

Como ya se ha planteado con anterioridad, la fractura puede ser horizontal o vertical; una fractura horizontal es una abertura radial, alrededor del pozo en todas las direcciones, contenida en un plano perpendicular al eje del pozo. Una fractura vertical es una abertura que se extiende en dos direcciones a partir del pozo; ésta puede ser radial o de forma cercana a la rectangular (Fig. 4.29).

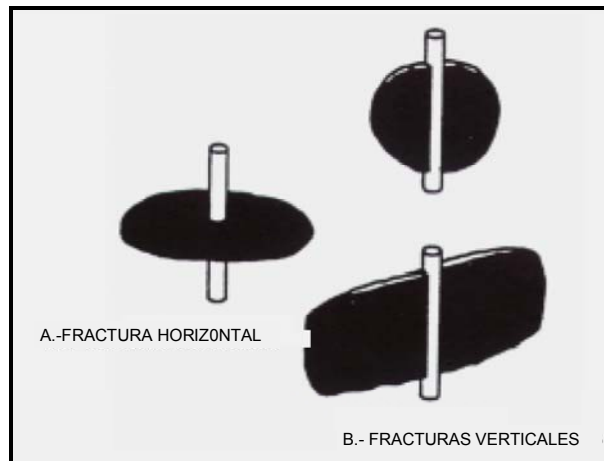


Fig. 4.29 Forma de las fracturas dependiendo de los esfuerzos principales.⁷²

La fractura vertical de forma rectangular es la más comúnmente esperada, en la mayoría de los trabajos de fracturamiento. Las fracturas radiales, ya sean horizontales o verticales, ocurren sólo bajo condiciones muy especiales, en muy pocas áreas.

La forma de la fractura vertical podría ser vista como elíptica, tanto en un corte longitudinal como transversal, por lo tanto, cada una de las dos alas de la fractura puede ser esquematizada como se muestra en la Fig. 4.30, la cual muestra sólo el ala derecha de la misma.

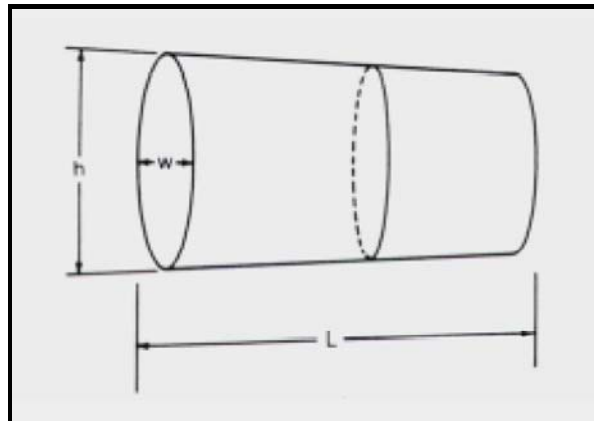


Fig. 4.30 Representación esquemática de una de las alas de una fractura hidráulica vertical.⁷³

Para predecir el movimiento de las partículas en la fractura, se deben determinar las viscosidades y velocidades del fluido a través del sistema (Babcock et al., 1967, Lee et al., 1985). Según se observa en la figura anterior, la sección transversal varía a lo largo de la longitud de la fractura; como resultado de ello, existe una velocidad diferente para cada posición a lo largo de la misma. La forma real de una fractura dada es en verdad desconocida. Para simplificar los cálculos de velocidad, generalmente se puede suponer que la fractura tiene forma rectangular, tal como se muestra en los tres casos de la Fig. 4.31. Tales representaciones esquemáticas se utilizan para modelado; la forma seleccionada dependerá del grado de precisión y sofisticación del modelo a utilizar. Este tipo de fractura modelada se considera de

⁷² Andrés R. Vázquez H.

⁷³ Andrés R. Vázquez H.

altura constante con un ancho que varía a lo largo de la longitud, excepto para el modelo más sencillo, en donde el ancho se considera constante (Caso 1). El Caso 3 representa un modelaje más sofisticado en donde la sección longitudinal se considera elíptica, con la mayor variación del ancho de fractura hacia las puntas.

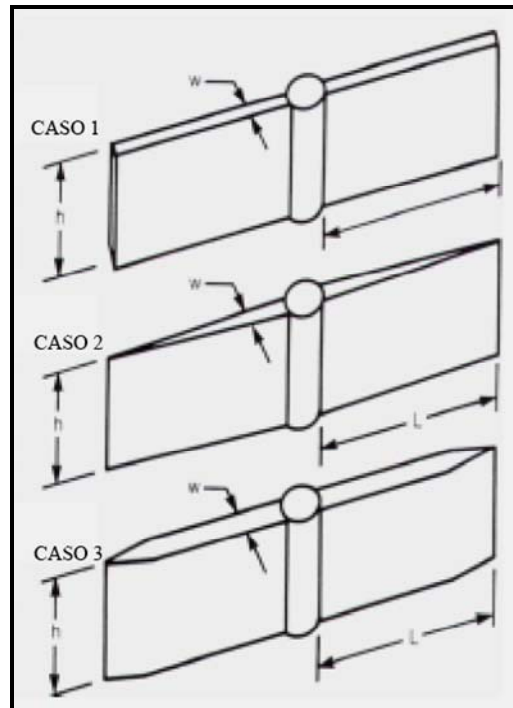


Fig. 4.31 Modelos de fracturas hidráulicas rectangulares.⁷⁴

Lo que generalmente se supone, es que toda la altura de fractura está abierta a la entrada de fluido y que el agente sustentante entra uniformemente a través de su ancho a nivel de la cara del pozo. Para fluidos de baja viscosidad, esta primera porción de agente sustentante cae al fondo de la fractura y en la medida en que más partículas entran a la fractura, la altura del empaque logrado se va incrementando hasta alcanzar cierto punto de equilibrio. La arena adicional es luego transportada por encima de la zona empacada y depositada más lejos (Allen, 1993). Estas simplificaciones ayudan enormemente en la resolución del modelo matemático del movimiento del agente sustentante, donde el alcance de la estimulación depende de la colocación de agente sustentante en una larga fractura, o donde las fracturas se pueden extender por debajo de la zona productiva, donde la predicción del transporte del agente sustentante cobra importancia. Esto es aún más importante cuando la fractura no se cierra rápidamente, después de la detención de las bombas, y por tanto el agente sustentante tiene más oportunidad de asentarse mientras la fractura se cierra.

El área de la fractura más cercana al pozo, es la de mayor importancia en lo que respecta a la colocación del agente sustentante. Esto es debido a que la eliminación del efecto del daño de formación es la principal razón para la estimulación. Usualmente, el incrementar la concentración de partículas de agente sustentante en esta zona, es la mejor solución.

⁷⁴ Andrés R. Vásquez H.

4.14 PRODUCTIVIDAD DE POZOS FRACTURADOS

El objetivo principal de una estimulación de pozos es incrementar la productividad del pozo removiendo el daño en las inmediaciones del agujero o por la superposición de una estructura de muy alta conductividad en la formación. Entre las técnicas de estimulación mas conocidas están las acidificaciones matriciales en arenas y calizas, las fracturas hidráulicas masivas en arenas de baja permeabilidad, las fracturas hidráulicas con ácido en calizas y los fracturamientos en arenas de alta permeabilidad.

Cada una de estas técnicas de estimulación tiene como objetivo proveer un aumento neto en el índice de productividad, el cual puede ser usado para aumentar el gasto de producción o para disminuir el diferencial de presión de producción (drawdown). Una disminución del drawdown Δp puede aliviar o eliminar problemas de producción de arenas (arenamiento) y/o producción de agua.

Para hablar de productividad definimos el parámetro **J** conocido como índice de Productividad que relaciona el gasto de producción **q** y la caída de presión de la siguiente manera:

$$q = J \Delta p$$

Durante la vida de un pozo, el mismo está sujeto a una gran variación de condiciones, donde destaca bajo condiciones de estado constante el gasto de producción del pozo para un valor fijo de caída de presión, de la siguiente manera:

$$q = \frac{2\pi k h \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{B\mu} \Delta p$$

donde:

k = Permeabilidad de la formación productora

h = Altura de la formación productora

r_e = radio efectivo de drenaje del pozo

r_w = radio del pozo

B = factor volumétrico del crudo

μ = viscosidad del crudo

Debido a la naturaleza radial del flujo en un pozo productor, la mayoría de la caída de presión ocurre cerca al agujero y cualquier zona de daño en esta región causa un aumento significativo en la caída de presión. El impacto de la zona de daño alrededor del pozo puede ser representado por el parámetro **s** conocido como "skin" que se relaciona con el índice de productividad de la siguiente manera:

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)}$$

El skin es una idealización que captura todos los aspectos importantes del daño e implica que la caída de presión adicional producto del daño es proporcional al gasto de producción. Muchos investigadores prefieren hablar de pseudo daño en algunas ocasiones para poder incluir otros efectos, que aunque físicamente no son daño al pozo, representan una restricción del flujo hacia el pozo y puede ser modelado matemáticamente con el parámetro **s**.

En pozos con fracturas hidráulicas la productividad debe incluir no solo la caracterización de la roca de formación, sino también las características de la fractura y por lo tanto se introdujo el parámetro de conductividad de fractura adimensional (dimensionless fracture conductivity) definido como:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Donde:

k = permeabilidad del yacimiento

x_f = longitud de una de las alas de la fractura

k_f = permeabilidad de la fractura

w = espesor promedio de la fractura

La conductividad de fractura adimensional conjuntamente con la longitud de fractura controlan el comportamiento de producción de los pozos fracturados. El producto **k_f x w** es conocido en la literatura como la conductividad de fractura la cual es dimensional.

Para caracterizar el impacto de una fractura vertical de conductividad finita en el comportamiento de producción de un pozo vertical se presenta el valor de skin como función de la conductividad de fractura adimensional de la siguiente forma:

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_f \right)}$$

y donde el valor de pseudo daño para fracturas hidráulicas **s_f** puede ser leído de la Fig. 4.32. Uno de los ejes de la gráfica incluye el término **ln(r_w/x_f)** porque el daño se define con respecto al flujo radial y donde la frontera interna es el radio del pozo, mientras que el comportamiento de un pozo fracturado es independiente del radio del pozo. Se puede observar que el daño disminuye a medida que aumenta la conductividad de fractura adimensional y tiende a **ln 2** a valores altos **C_{fD}**. También se puede utilizar la expresión explícita siguiente para el pseudo daño de fracturas hidráulicas:

$$s_f = \ln \frac{r_w}{x_f} + \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.06u^2 + 0.005u^2}$$

donde definimos $u = \ln C_{fD}$, la cual es una aproximación aceptable de la curva de Cinco-Ley y Samaniego (1981).

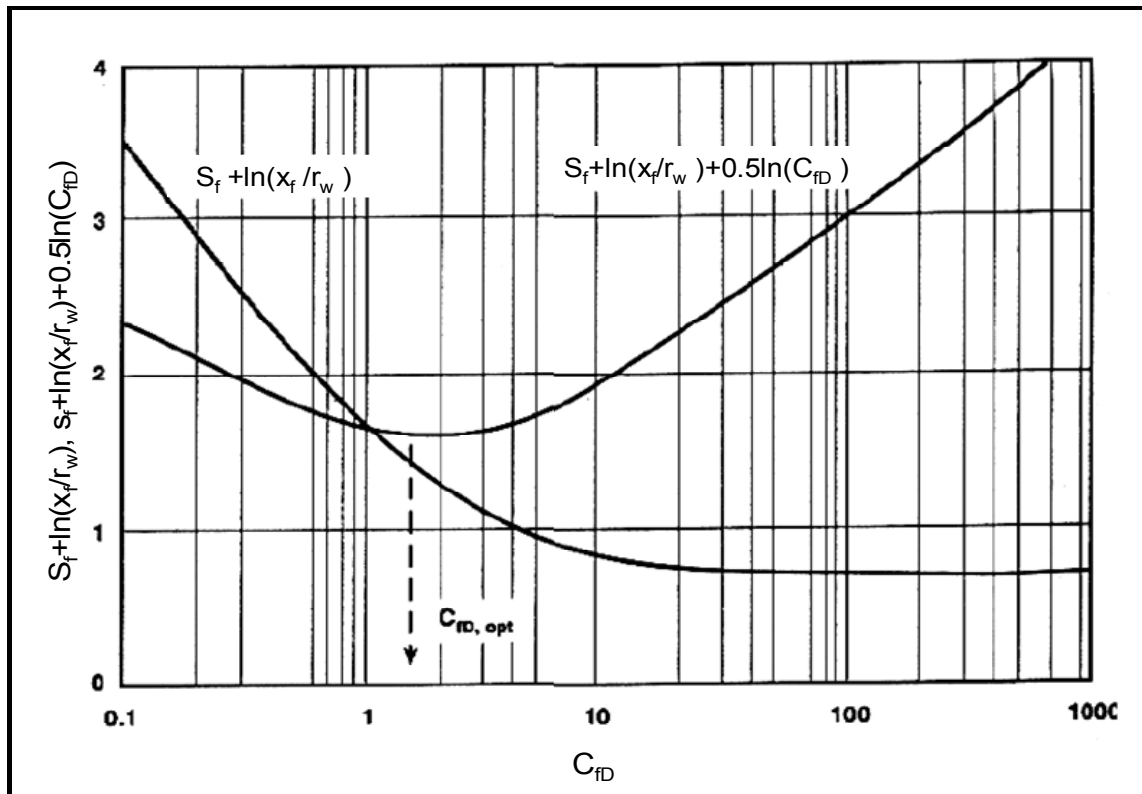


Fig. 4.32 Factor de pseudodaño para una fractura vertical de conductividad finita ⁷⁵

Basado en lo anterior podemos plantear el siguiente problema de optimización: como seleccionar la longitud, espesor y altura de un ala de la fractura hidráulica de volumen $V_f = w \times h_f \times x_f$ para poder maximizar el índice de productividad en el régimen de flujo de estado constante. Asumiendo que el espesor de la formación, el radio de drenaje, la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad de la formación son constantes dadas para un pozo y que la fractura tiene la altura del intervalo productor, podemos expresar la longitud de fractura de la siguiente manera:

$$x_f = \sqrt{\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k}}$$

⁷⁵ Andrés R. Vásquez H.

y entonces podemos expresar el índice de productividad de un pozo con fractura hidráulica de la siguiente forma:

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu} \left[\frac{1}{\ln 0.472r_e + 0.5 \ln \frac{hk}{V_f k_f} + \left(0.5 \ln C_{fD} + s_f + \ln \frac{x_f}{r_w} \right)} \right]$$

Donde la única incógnita es C_{fD} , considerando que los otros parámetros son constantes, entonces sabemos que el índice de productividad máximo ocurre cuando el valor del siguiente término se vuelve mínimo.

$$\left(0.5 \ln C_{fD} + s_f + \ln \frac{x_f}{r_w} \right)$$

Esta cantidad también se grafica en la figura 4.33, ya que solo depende de C_{fD} , por lo que se puede apreciar que el valor óptimo de C_{fD} es una constante igual a 1.6 y esto se aplica para cualquier yacimiento, pozo y agente sustentante.

Lo anterior explica matemáticamente el hecho de que el yacimiento y la fractura son subsistemas parte de un sistema trabajando en serie. El yacimiento puede aportar mayor cantidad de hidrocarburos si la fractura es larga pero debido a que el volumen de la fractura es fijo, esto implica una fractura de poco espesor. Obviamente existe un valor mínimo de espesor de fractura donde la resistencia al flujo puede ser significativa. El valor óptimo de conductividad de fractura adimensional representa el balance entre estos dos sub-sistemas. Podemos entonces decir que la longitud óptima de fractura viene dada por:

$$x_f = \sqrt{\frac{V_f k_f}{1.6hk}}$$

Y el espesor óptimo de fractura viene dado por:

$$x_f = \sqrt{\frac{1.6V_f k}{hk_f}}$$

Esto nos demuestra que no hay diferencias teóricas entre los fracturamientos en formaciones de alta permeabilidad y los fracturamientos en formaciones de baja permeabilidad; en ambos casos existe una fractura óptima desde el punto de vista matemático con un valor de C_{fD} cercano a 1.6. Para formaciones de baja permeabilidad este requerimiento de C_{fD} implica fracturas largas y de bajo espesor y para formaciones de alta permeabilidad este requerimiento de C_{fD} implica fracturas cortas pero de gran espesor.

Finalmente, además de todo este tratamiento teórico hay que añadirle las limitantes operacionales. Una fractura con dimensiones óptimas desde el punto de vista técnico quizás no pueda ser bombeada con la tecnología actual o quizás no sea económica.

4.15 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA CONTROL DE ARENA

El problema de arenamiento de pozos desde el punto de vista geomecánico ocurre cuando los esfuerzos desestabilizadores creados por un pozo productor son mayores que la resistencia mecánica de la formación; los esfuerzos desestabilizadores están compuestos principalmente por el drawdown y las fuerzas de flujo alrededor del pozo.

La resistencia mecánica de la formación es de carácter friccional (mayor resistencia con mayor esfuerzo efectivo normal) y por lo tanto viene dada por parámetros intrínsecos de resistencia al corte (como lo son el ángulo de fricción interna y la cohesión) y el estado de esfuerzos de la formación. Debido a que no es posible cambiar el estado de esfuerzo y la resistencia mecánica de la formación solo podemos cambiar la distribución de presiones y tasas de flujo alrededor del pozo. Esto puede lograrse con la inserción de una vía de alta permeabilidad como es una fractura hidráulica y por lo tanto las mismas funcionan como un método de control de arenas.

Hasta el año 1993, la técnica de fracturamiento hidráulico era percibida como un método de mejora de producción y era utilizada casi exclusivamente en yacimientos de baja permeabilidad, sin embargo, para 1996 se comienzan a reportar unos 300 trabajos anuales en los Estados Unidos, cantidad que se incrementa sustancialmente en los años siguientes.

Los altos valores de pérdida de filtrado y las arenas no consolidadas asociados a yacimientos de alta permeabilidad impiden la iniciación y extensión de una fractura individual con suficiente espesor para aceptar una cantidad considerable de agente sustentante y poder así obtener altas conductividades de fracturas. Sin embargo existe una metodología de bombeo de agente sustentante conocida como "arenamiento controlado en la punta" (TSO - Tip Screen out) que impide el crecimiento longitudinal de la fractura y permite que esta se hinche y se pueda empaquetar creando mayor conductividad de fractura. El TSO ha permitido crear fracturas cortas pero de mucho espesor. Generalmente se pueden crear fracturas con espesores de 0.25 pulgadas con las fracturas hidráulicas tradicionales en materiales de baja permeabilidad, pero es posible obtener fracturas con espesores mayores a 1.0 pulgada con fracturamiento tipo TSO en formaciones no consolidadas.

El TSO o arenamiento controlado en punta ocurre cuando el agente sustentante se acumula en el borde de la fractura impidiendo que esta continúe propagándose. Una vez que la fractura ya no puede crecer, y asumiendo que la tasa de inyección es mayor que la tasa de pérdida por filtrado, la fractura solo puede aumentar en espesor y se habla que la fractura se infla en analogía como un globo. El aumento en espesor por el efecto globo es directamente proporcional al parámetro conocido como presión neta de fracturamiento, P_{net} . Si se aumenta la presión neta de fracturamiento una vez que ocurre el TSO se hará que la fractura se infle más. El tratamiento de fractura hidráulica como método de control de arena involucra dos etapas: la primera etapa de creación de fractura la cual es idéntica a los tratamientos de fracturamiento hidráulicos convencionales seguido por una segunda etapa de empaque luego que ocurre un TSO (Fig. 4.33).

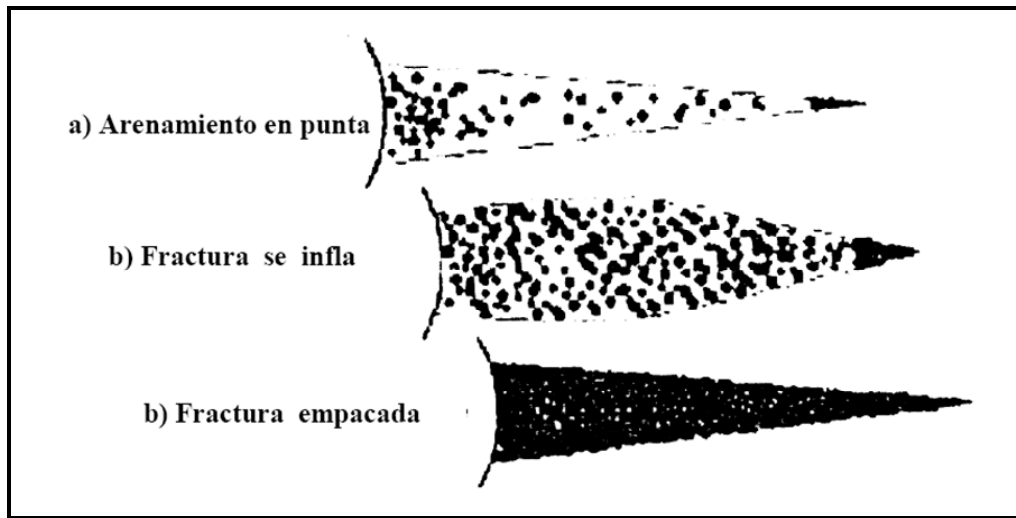


Fig. 4.33 Crecimiento del espesor de la fractura mediante el arenamiento controlado en la punta de la fractura.⁷⁶

Para hacer un empaque de alta conductividad no solo se requiere que ocurra un TSO; también se requiere colocar la mayor cantidad de agente sustentante dentro de la fractura para conseguir un empaquetamiento de alta densidad. La densidad de empaque del agente sustentante en fracturamiento hidráulico se cuantifica en libras por pie cuadrado de fractura empacada. Una vez que ocurre el TSO no es aconsejable que se aumente demasiado la presión neta de fracturamiento ya que puede ocurrir que la fractura se infle demasiado (sobre inflación de fractura) y luego se obtenga una densidad de empaque de fractura menor. En tratamientos convencionales con TSO se continúa bombeando a la misma tasa para aumentar el espesor de la fractura. En tratamientos para control de arena que requieren altas densidades de fracturas empacadas, se disminuye la tasa de inyección después de ocurrido el TSO para mantener un valor constante de presión neta de fracturamiento hasta alcanzar la máxima densidad de empaque posible.

La palabra Frac-Pack ha sido utilizada por diferentes personas en la industria petrolera, pero básicamente involucra una fractura hidráulica con TSO y se bombea el fluido a través de una herramienta "crossover" y se coloca una rejilla para impedir que la grava se produzca. Sin embargo, para este trabajo la palabra Frac-Pack va a incluir lo anterior pero añadiéndose la condición que la tasa de bombeo después del TSO es modificada para que la fractura quede empaquetada con la mayor densidad posible.

Hasta la actualidad, solo el simulador de fracturas hidráulicas tridimensional MFRACF-III distingue el método de empaquetamiento de fractura del TSO con el del Frac-Pack.

4.16 OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN

Las características petrofísicas poco favorables de los desarrollos arenosos presentan un reto tecnológico para la rentabilidad del proyecto AFCT; la construcción de los pozos debe estar orientada a diseños económicos, sin que este principio afecte la integridad técnica de los mismos. La producción de los pozos debe asegurar que los indicadores económicos alejen el

⁷⁶ Andrés R. Vásquez H.

patrón de marginalidad que ha caracterizado la perforación en el área y limitado el desarrollo de la Región Noreste de México.

En los últimos años, los pozos en el área de la Cuenca de Chicontepec han mostrado altos tiempos de perforación debido a problemas de reparación de equipos, logísticos, inestabilidad del agujero y tiempo adicional asociado a los diseños de fluidos y barrenas utilizadas, así como el número de tuberías de revestimiento empleadas.

Los altos tiempos de perforación y el riesgo de mantener marginal la rentabilidad del proyecto llevaron a establecer un proceso de optimización basado en la metodología DDE (diseño-ejecución-evaluación) la cual se explica a continuación.

4.16.1 Etapa de diseño

4.16.1.1 Identificación de áreas de mejora

Dentro de la metodología de optimización “DEE” se introduce el concepto del “límite técnico”. Esta técnica consiste en el desglose de cada uno de los procesos y subprocesos que conforman la perforación por cada fase e identifica el mejor tiempo que se haya registrado en cada uno de los subprocesos. Una vez identificado el mejor tiempo de cada subproceso, se grafica contra la profundidad promedio ponderada por cada fase. La curva resultante representa el pozo ideal, el cual puede ser construido con las herramientas técnicas y tecnologías disponibles para un área y tiempo determinada, a esta curva se le conoce como límite “el técnico del área”.

La importancia del límite técnico es que permite identificar las áreas de mejora a través de un método sencillo; así como identificar las áreas de oportunidad para la introducción de nuevas tecnologías en procura de optimizar los tiempos de perforación. Esta curva se retroalimenta a través del proceso de mejora continua, lo que permite entrar en un círculo virtuoso de generación de valor en el proceso de optimización. En un principio, la aplicación de esta técnica arrojó que un pozo promedio podía ser perforado en un tiempo de 10.3 días; posteriormente, con la revisión de los procesos, mejoras introducidas la evaluación de nuevas tecnologías, la curva fue evolucionando hasta obtener un límite técnico de 7.7 días para los pozos a ser perforados en la zona de AFCT.

Luego de construir el pozo ideal o pozo modelo, fueron identificadas cinco áreas de mejora de aplicación inmediata, estas son:

- 1. Rediseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.** De los datos históricos revisados, se encontró que en los pozos la tubería de revestimiento superficial estaba asentada a 150 m con una tubería de revestimiento intermedia colocada a 500 m. Además se observó que en algunos pozos la tubería de revestimiento intermedia no existía y la profundidad de la tubería de revestimiento superficial se encontraba a 300 m. Este contraste fue revisado y con fundamento en el análisis de geopresiones del área y pruebas de integridad realizadas, se logró eliminar la tubería de revestimiento intermedia, convirtiendo la tubería superficial en un conductor, el cual se asienta a 4 m y se hace durante la etapa de construcción de los contrapozos. La próxima tubería de revestimiento superficial fue rediseñada y se asienta a 300 m.
- 2. Lodo de emulsión inversa.** Con la finalidad de eliminar los problemas de estabilidad del agujero observado en algunos pozos, y con la idea de mejorar las tasas de penetración se introduce el lodo de emulsión inversa en el diseño del pozo. Esto permitió estabilizar las arcillas reactivas de la zona, además de incrementar la tasa de penetración en un 30% con respecto a lo establecido con anterioridad.

- 3. Equipos de perforación.** Con base en la información obtenida sobre el diseño de las plataformas multipozos, profundidad y demás características de los pozos, se diseñaron los equipos de perforación con una filosofía ajustada a las necesidades de desarrollo del campo; equipos pequeños con capacidad de carga definida para el trabajo a realizar en la Cuenca de Chicontepec, versátiles, con sistema de perforación por dobles y de lapido movimiento entre contrapozos. Cabe destacar que estos equipos se mudan con la tubería de perforación parada deslizándose sobre patines hidráulicos, realizando la operación de mudanza en tan solo 4 horas.
- 4. Rediseño de los diámetros del agujero y tuberías de revestimiento.** Con base en los datos de producción de los pozos, se redefinieron los diámetros de las tuberías de revestimiento en función del caudal a manejar. Esto permitió hacer un diseño mas liviano, seguro y de fácil manejo; incrementando la eficiencia de las cuadrillas y con ello la velocidad en las operaciones. En lo que respecta a los agujeros, los nuevos tamaños facilitaron el proceso de optimización en las barrenas PDC.
- 5. Diseño de barrenas y motores de fondo.** Para la selección y diseño de las barrenas y motores de fondo, se realizó un análisis comparativo del área, se revisaron los diferentes modelos utilizados y se simularon los esfuerzos de roca y grado de dureza con base en información de registros sísmicos corridos en el área.

El análisis y la evaluación combinada de ambas herramientas: barrenas y motores de fondo, hicieron posible encontrar la aplicación adecuada para la litología a atravesar y lograr el objetivo de perforar en un solo tramo la sección del agujero de explotación.

En cuanto a las barrenas, se evaluaron tres diseños cuyas variantes consistieron en el tamaño y tipo de cortadores y el numero de aletas; obteniendo mejores resultados cuando se utilizan diseños de barrenas de 5 aletas con cortadores de 13 mm.

Igualmente se evaluaron lo tres tipos de motores de fondo cuyas variantes se basan en la fuerza al torque que cada uno de estos genera; obteniendo mejor resultado cuando se incrementa el torque del motor.

4.16.2 Etapa de ejecución

La etapa de ejecución se estructura en dos fases bien diferenciadas las cuales son:

1. Conformación de los equipos multidisciplinarios de trabajo.

El proceso de optimización se inicia con la conformación de un equipo multidisciplinario entre PEMEX y la Compañía Schlumberger, ejecutora del contrato de servicios integrados en la Cuenca de Chicontepec.

Una vez que las áreas de oportunidad han sido identificadas, se evalúa la factibilidad de la aplicación operacional y viabilidad contractual en mesas de trabajo definidas para tal fin, dando así inicio a la ejecución o rechazo del proceso que se pretende implementar, el cual puede consistir de un cambio de método, procedimiento o la introducción de una nueva tecnología.

2. Control y seguimiento.

El proceso de control y seguimiento se realiza a través de 3 tipos de juntas de seguimiento que se clasifican en:

- Juntas diarias de seguimiento operacional.
- Juntas semanales de seguimiento ejecutivo del contrato.
- Juntas mensuales de calidad.

En el primer y segundo caso, se evalúa el estado de las operaciones y se presentan las curvas de avance de la perforación, comparando la curva de “tiempo contractual”, la curva de “límite técnico” y la “curva real de perforación”. Se elaboran planes de acción en caso de desviaciones.

Las juntas de seguimiento semanal tienen carácter gerencial y se exponen las trabas y desviaciones que no han sido resueltas en las juntas diarias. Las opciones de adecuaciones al contrato son discutidas en estas juntas en caso de que aplique o sea necesario para la optimización de las operaciones.

Las juntas de calidad se llevan a cabo con cada línea de servicio involucrada en el contrato, se evalúan desviaciones y elaboran planes de acción para corregir cualquier desviación encontrada.

4.16.3 Evaluación de resultados-reinicio del ciclo “DDE”

La etapa final de la metodología “DDE” consiste en la evaluación de resultados y retroalimentación del ciclo de mejora continua. Entre las herramientas utilizadas en el proceso de evaluación se encuentran:

- Gerencia del dato
 - Control estadístico
 - Simulaciones numéricas
 - Indicadores de gestión
- Gerencia del conocimiento
 - Creación y divulgación de las lecciones aprendidas
 - Aplicación de “mejores practicas” operacionales reconocidas por la industria a nivel nacional e internacional
 - Participación en jornadas técnicas nacionales e internacionales
- Actualización de la curva del límite técnico

De esta manera la optimización se convierte en una actividad dinámica que se actualiza constantemente y envuelve al conjunto en un proceso de mejora continua.

4.16.4 Resultados del proyecto

Entre los resultados de la aplicación de esta metodología de optimización, se destacan los ahorros en tiempos de perforación y costos de los pozos, pasando de tener un tiempo real promedio por pozo perforado en el área AFCT de 40.0 días a 11.0 en promedio. Igualmente los costos de los pozos se abarataron en un 58% respecto al promedio que se tenía antes de la introducción de esta nueva filosofía de trabajo.

4.16.5 Aplicación de nuevas prácticas para la maximización del ritmo de penetración (ROP).

Aunado a esta nueva forma de trabajo, se ha probado una nueva tecnología de barrenas PDC en combinación con motores de desplazamiento positivo (PDM) más potentes que han arrojado buenos resultados al incrementar el ROP en el área AFCT lo que significa un ahorro de recursos considerable.

Los pozos típicos perforados tienen un perfil direccional en forma de "S" (por arriba de 4°/30 m DLS) con tres puntos de revestimiento. El principal reto es la construcción de una sección de 6-3/4" generalmente entre 500 y 2000 m incluyendo las formaciones Tantoyuca (500-700 m), Guayabal (700-1200 m), Chicontepec (1200-2000 m).

Antes de la articulación del proyecto de mejoramiento, se requerían un promedio de 35 días desde el inicio de la perforación hasta alcanzar la Formación Chicontepec y terminar la perforación. La inaceptable lentitud en la perforación tiene varias causas que la originan. Primero, los temas de logística y las localizaciones remotas retrasan la entrega de herramientas y abastecimientos para la perforación. Segundo, la inestabilidad del agujero y lo inapropiado de los sistemas de fluidos junto con los diseños anticuados de las barrenas se suman a los retos. Finalmente, la dependencia objetivo-localización del pozo; la mayoría de los pozos requiere una sección de 6-3/4" para lograr una inclinación de entre 18 y 45°.

4.16.6 Tecnología Diamante Policristalino Compacto (PDC)

En un intento de mejorar el comportamiento, se experimentó con varios tipos de barrenas de (PDC's) combinadas con una variedad de distintos motores. Este tipo pertenece al grupo barrenas de cuerpo sólido y cortadores fijos que utilizan diamantes sintéticos. Sin embargo, las combinaciones arrojaron resultados inconsistentes caracterizados por una significativa caída del ROP durante los últimos 1000 m perforados de la sección de 6-3/4". Lo cual es causado por factores que incluyen formación de grandes esfuerzos compresivos, carencia de potencia y/o torque en el motor con las vibraciones asociadas que en muchos casos requiere que el operador haga un viaje adicional de la barrena.

La nueva barrena seleccionada tiene una innovadora tecnología de control de la profundidad de corte diseñada para eliminar el problema del torque reactivo mientras se desciende. La barrena también tiene nuevos cortadores PDC altamente abrasivos y resistentes para incrementar la durabilidad. Esta nueva tecnología se complementó con un conjunto revisado de parámetros de operación, recomendaciones para optimizar el comportamiento y satisfacer los requerimientos de ritmo de penetración.

Se debió documentar como la implementación de mejores prácticas y la combinación correcta del motor, PDC, Aparejo de fondo (BHA) contribuye a perforar 30% de toda la sección productora de 6-3/4" en el 2005, a un promedio ROP de 35.3 m/hr. Esto arroja una reducción de

tres días en el promedio para terminar los pozos, ahorrando 1.5 millones de dólares mientras se ubica un nuevo punto de referencia.

4.16.7 Control de la profundidad de corte

El control de la profundidad de corte se explica de una mejor manera al compararla con el uso de un cepillo de mano ordinario para trabajar madera. Esta herramienta remueve una cantidad controlada y precisa de madera cuando avanza. La cantidad de material removido es controlada por la proyección de la hoja cortadora en el cuerpo de la herramienta. Una proyección grande de la hoja cortadora remueve una gran cantidad de material y requiere más energía para avanzar el cepillo. Esta analogía con la barrena PDC es válida por que se puede controlar la penetración de los cortadores PDC dentro de la formación (profundidad de corte) y la cantidad de energía requerida para avanzar el cortador (torque). La penetración de un cortador se puede modificar ajustando su proyección a partir del cuerpo de la barrena.

Se trabajó en la incorporación de la estrategia de control de la profundidad de corte en la nueva barrena. La exposición del cortador y la geometría de la hoja fueron ajustados para que la barrena pudiese perforar hasta una profundidad de corte preestablecida. En teoría, la cantidad de peso sobre la barrena (WOB) que se requiere para penetrar un poco más, se incrementa exponencialmente, mientras el torque debe incrementarse linealmente. El efecto neto es un repentino y agresivo desgaste en la superficie de la barrena en contacto con la formación.

4.16.8 Motor de desplazamiento positivo (PDM)

Al inicio del proyecto Chicontepec, se empezaba a perforar usando motores PDM de 4-3/4" El primer PDM usado fue un 4:5 que mostró un comportamiento relativamente bueno en la sección superior del pozo pero se debían resolver problemas que permanecían en las areniscas de la formación Chicontepec. La siguiente opción fue un PDM 7:8 más poderoso que perforase a ROP's más bajos que el usado en la primera sección pero que tuviera mejores resultados en las areniscas inferiores de la formación Chicontepec.

Este desbalance obligo a buscar un motor más potente que entregase altas RPM's en las formaciones superficiales mejorando la velocidad de la barrena, así como entregar altos valores de torque al final de la corrida para eficientar el término de la sección del agujero.

El motor 5:6 elegido por debía trabajar con el mismo ritmo de flujo que uno 4:5 (entre 100 y 250 galones por minuto GPM) y entregar desde 105 hasta 260 RMP. La principal ventaja de este tipo de motor, es el torque, que es capaz de manejar (2800 ft-lb contra 2550 ft-lb de un 4:5).

La velocidad en la sección está determinada por la velocidad a la que la barrena puede perforar los primeros 100 m donde se construye y desarrolla el ángulo. En general, solo se requiere una barrena para completar el intervalo.

Mientras se perforan los últimos metros del pozo, se debe incrementar el peso en la Barrena (WOB) para mejorar el comportamiento debido al progresivo incremento de los valores UCS. Sin embargo, el incremento del WOB causa pérdida en el motor debido a la limitada capacidad de torque. Con el PDM de 5:6 se incrementa el torque total disponible pero se incrementa la presión diferencial en la barrena generando aumento del resbalamiento de la barrena y disminución de la ROP. Después de perforar más de 30 pozos en el área, con esta barrena, se hizo obvio que se requería un motor con una nueva tecnología para eficientar el logro del objetivo direccional a un ROP óptimo. Se eligió utilizar un nuevo tipo de motor, el GT 5:6 que está optimizado para perforar con barrenas agresivas al máximo ritmo de penetración.

4.16.9 Resultados

La barrena inicial usa cortadores de 13 mm especialmente diseñada para resistencia a la abrasión. Los cortadores en el cono contienen un bisel afilado y una exposición reducida, mientras 24 cortadores se colocados en el frente de la barrena para prevenir daño por frotamiento. La barrena también incluye protección de carburo de tungsteno en su cubierta, indicador y portador para combatir el daño por posibles vibraciones. Se colocaron cinco porta boquillas para optimizar la remoción de los recortes y reducir el tiempo de residencia de las partículas e incrementar el ROP. El diseño del nuevo estilo de barrena se corrió en cinco ocasiones perforando un promedio de 1540 m a 32.83 m/hr. La barrena salió del agujero como nueva, con solo un ligero desgaste superficial en la nariz.⁷⁷

Para mejorar en forma adicional el ROP, se modificó la exposición de los conos cortadores para incrementarla ligeramente. Sin embargo, el promedio de la ROP cayó ligeramente a 32.62 m/hr debido principalmente a factores no relacionados a la tecnología de barrenas PDC.

En base a estos resultados, se decidió cambiar a cortadores con mayor resistencia al impacto, reducir el bisel de los cortadores y el número de insertos de carburo de tungsteno para cubrir solamente la superficie y el área de engranes. En la nueva corrida se perforaron 1398 m a 30.68 m/hr bajando el ritmo de penetración ligeramente con respecto a la corrida previa.

Como un cambio final al diseño, se incremento el número de los insertos de carburo de tungsteno en la nariz y engrane. La corrida final incremento la ROP nuevamente hasta los 35.31 m/hr mientras se redujo el desgaste.

⁷⁷ J. Quiroga, R. Valera, A. Fernández, A. Arias y H. Bravo. 2006

5. DESARROLLO DE CAMPOS

El ciclo de vida de un activo (campo o yacimiento de hidrocarburos) lo conforman varias etapas o fases; éste se inicia con la fase de exploración durante la cual se recopilan datos del subsuelo que permitirán una evaluación de la magnitud de la oportunidad.

El objetivo final de las actividades de exploración consiste en localizar las acumulaciones de hidrocarburos que sean económicamente rentables durante su explotación, para posteriormente desarrollarlas como campos petroleros en base en los trabajos y datos de exploración iniciales que indican una gran probabilidad de que existen hidrocarburos en las áreas estudiadas.

Una vez que se confirma la existencia de hidrocarburos en la zona estudiada, por medio del pozo descubridor (pozo exploratorio), se procede a la etapa de desarrollo del yacimiento o campo.

El aspecto más importante dentro de la Gerencia Integrada de Yacimientos lo constituye la estrategia para recuperar las reservas de hidrocarburos. La recuperación de estas reservas puede hacerse por métodos primarios, secundarios o por procesos de recuperación mejorada.

Las estrategias de explotación representan el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en la recuperación de las reservas y están basadas en la caracterización detallada del yacimiento.

- Cada Yacimiento responde a políticas de explotaciones particulares e individuales.
- No existen procedimientos y normas específicas para elaborar un plan de explotación.

Se trata de delinear políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas, más que maximizar la recuperación y las estrategias de explotación que dependerán de la etapa en la que se encuentre el Yacimiento dentro de su ciclo de Vida.

En el caso de yacimientos o campos recién descubiertos, la estrategia estará orientada a definir el mejor esquema para desarrollar el campo (espaciamiento de pozos, número de pozos, esquema de recuperación primaria y la factibilidad de aplicar métodos de recuperación secundaria).

En el caso de yacimientos que han estado bajo explotación por métodos primarios, las estrategias consideraran la factibilidad de de la implantación de los métodos de recuperación secundaria. En todos los casos, las estrategias estarán orientadas a lograr maximizar el valor integral del activo considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

La evaluación de las estrategias de explotación envuelve aspectos técnicos y económicos y serán más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento; desafortunadamente la mayor cantidad de datos e información por lo general se encuentra disponible en las últimas etapas del ciclo de vida del yacimiento (final de la etapa de desarrollo, etapa de agotamiento). Por lo anterior, la definición de la mejor estrategia de explotación durante etapas tempranas de la vida del yacimiento (delineación, desarrollo) debe basarse en la evaluación de distintos escenarios utilizando modelos analíticos o de simulación.

Los resultados obtenidos con esto modelos serán utilizados como datos de entrada en modelos de evaluación de riesgo y elementos económicos (VPN, TIR).

Para la realización exitosa de las estrategias de desarrollo de campos es importante contar con un equipo multidisciplinario que apoye todas las actividades dentro del respectivo plan de explotación.

El equipo de trabajo debe integrar las distintas disciplinas (geofísica, geología, petrofísica, sedimentología, ingeniería de yacimientos, ingeniería de perforación e ingeniería de producción), cuyo principal objetivo es optimizar el desarrollo del campo y predecir su comportamiento.

Durante la definición de la mejor estrategia de explotación de un campo o yacimiento, se evalúan distintas opciones con objeto de lograr un plan de desarrollo viable tanto en el aspecto técnico como económico.

La evaluación de opciones abarca el estudio de esquemas de recuperación primaria o secundaria así como la definición de la infraestructura requerida, el número de pozos requeridos y sus tipos (verticales, horizontales, multilaterales, altamente desviados,), esquemas de manejo de fluidos (flujo multifásico), definición de métodos de producción (bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo mecánico).

La evaluación de opciones de desarrollo permitirá definir:

- Producción de aceite, agua y gas con bajo grado de incertidumbre.
- Maximizar el factor de recuperación.
- Optimizar el nivel de inversiones y gastos.
- Cuantificar la incertidumbre de los esquemas de explotación en el futuro.

5.1 MODELO PETROFÍSICO

Se han construido mapas estructurales de la base y cima de la secuencia productora de la Cuenca de Chicontepec; asimismo, se han construido mapas de facies y de espesores netos, a partir de las superficies correlacionables regionalmente (Fig. 5.1).

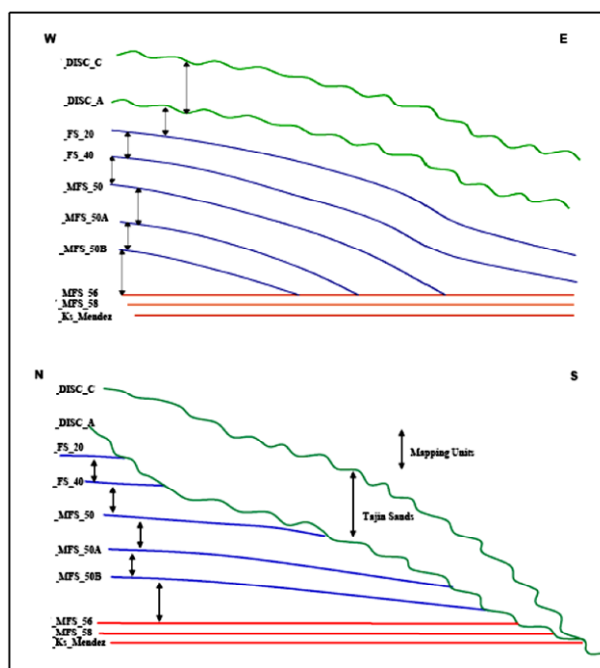


Fig. 5.1 Definición de Unidades Estratigráficas productoras (Grupo Chicontepec).⁷⁶

⁷⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Los mapas de facies se construyeron para cada unidad genética al asignar el patrón de registro dominante (grano creciente, fino creciente, aserrado o caja) de cada pozo utilizando los registros de rayos gama y resistividad. Se ha dividido la secuencia del Cenozoico de Chicontepec en nueve unidades estratigráficas limitadas por secciones condensadas marinas/inundación máxima y/o superficies discordantes.

Los yacimientos se encuentran en siete de las nueve unidades. La geometría de las arenas brutas y el carácter de las facies de registro de este mapeo indican que la acumulación de sedimentos en Chicontepec se presentó en episodios múltiples de depositación de abanicos submarinos y que cuatro secuencias arenosas son los complejos principales: Canal de abanico medio, canal de abanico medio y lóbulo, lóbulo de abanico medio y lóbulo de abanico externo.

Se identificaron cuatro marcadores sísmicos regionales, que corresponden con la cima del Cretácico, la MFS 50, la Discordancia A y la Discordancia C, las cuales se identificaron y correlacionaron a través de la cuenca.

En términos de control de facies, los complejos de canal de abanicos y de canal de abanico medio tienen los espesores de arena bruto más gruesos, mientras que los complejos de lóbulos de abanico externo tiene el menor espesor (Fig. 5.2).

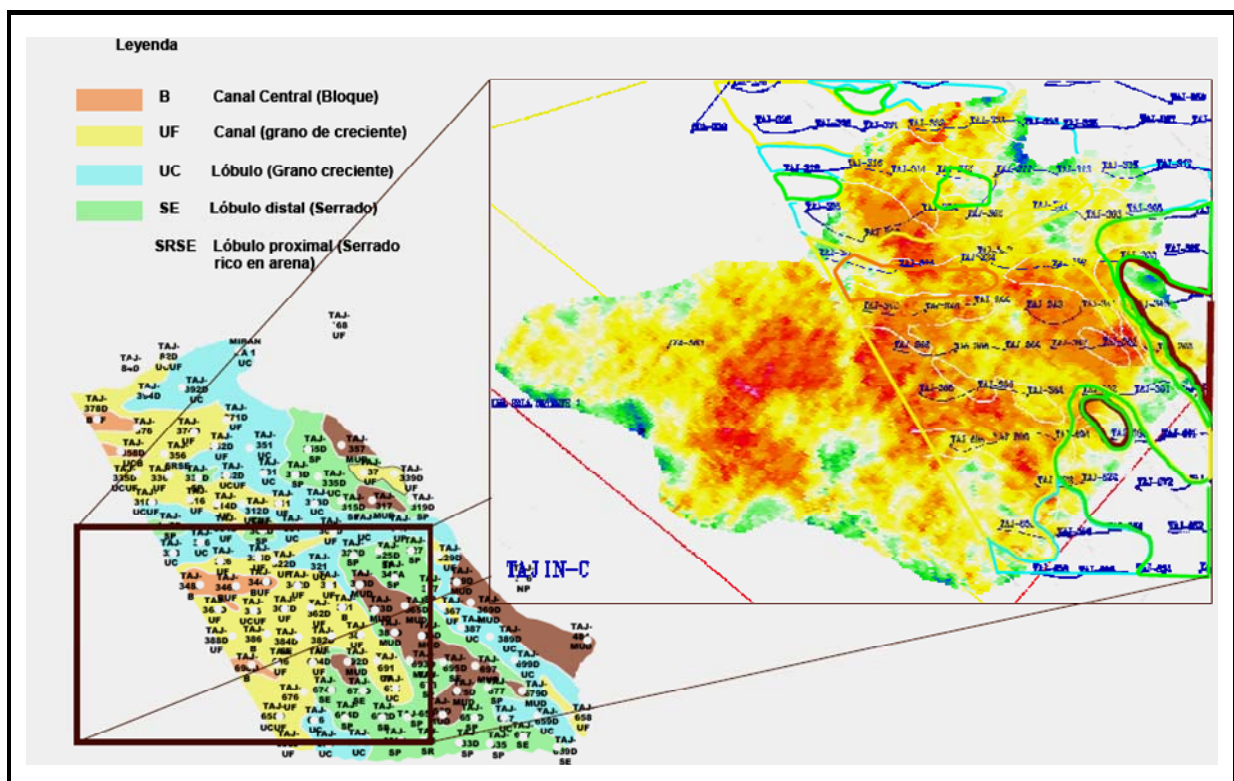


Fig. 5.2 Mapa de Facies del Grupo Chicontepec (Formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec superior).⁷⁷

En cuanto al sistema poroso, se tiene un diámetro de poro de 10 a 40 micras y la garganta de poro de 1 a 4 micras; los minerales arcillosos más comunes son la clorita, illita, smectita y

⁷⁷ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

caolinita, teniendo de 2% al 7% de arcilla dispersa. El factor de cementación es de entre 1.3 a 1.7. Los granos de la roca son de cuarzo y carbonato principalmente.

Después de la depositación, las turbiditas de Chicontepec fueron enterradas a 1000 m de profundidad aproximadamente, conforme la profundidad aumentó el cemento de cuarzo y calcita relleno los poros originales de las arenas, originando una reducción de la porosidad. Después el agua bajosaturada disolvió el cemento de calcita durante la segunda mitad de la última etapa de la diagénesis. La abundancia de cementos es el principal controlador de la calidad del yacimiento, (si el cemento disminuye, la porosidad aumenta).

Experimentos de laboratorio muestran una pequeña reducción en la porosidad debido a precipitación mineral que puede causar una gran reducción en la permeabilidad. La porosidad secundaria es cualquier porosidad que ha sido mejorada por medio de la disolución o reducida por cementación. La porosidad efectiva obtenida de registros de pozos se considera como la que ya ha sido influenciada por los efectos de la diagénesis en cualquier dirección (mejorada o reducida). Por lo tanto, esta es considerada como porosidad secundaria (porosidad actual). La porosidad primaria es la que se genera a momento de la depositación de los sedimentos. Ambos tipos de porosidad presentes en el área AFCT.

Un análisis detallado de un gran número de datos indica una fuerte dependencia de la permeabilidad a pequeños cambios en la porosidad. La natural convergencia-divergencia de los canales entre los poros explican el posible taponamiento de las gargantas de los poros por precipitación mientras permanece el espacio vacío desconectado en el cuerpo del poro (Fig. 5.3).



Fig. 5.3 Ejemplo estudio petrográfico Pozo Agua Fría 801.⁷⁸

⁷⁸ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Al graficar los valores de porosidad vs permeabilidad se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal.

Se ha observado que las facies arenosas de grano más grueso normalmente presentan cementación fuerte de carbonato de calcio, sílice y arcillas por lo que la porosidad y permeabilidad de estas rocas son bajas a consecuencia de los efectos diagenéticos. Para comparar la relación entre la porosidad y permeabilidad se utilizó la información convencional obtenida de núcleos de diversos pozos terminados en zonas profundas dentro del campo. Los núcleos intersectaron cuatro distintas facies. Estas fueron: canal, lóbulo, lóbulo distal e interlóbulo (o sección condensada). Se observa que los datos caen sobre dos poblaciones, las facies distales (depósitos de lóbulo distal e interlóbulo) y facies más próximas (canales y sus lóbulos asociados). Los valores máximos de porosidad y permeabilidad son sustancialmente altos en las facies cercanas. Al graficar los valores de porosidad vs permeabilidad se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal (Fig. 5.4).

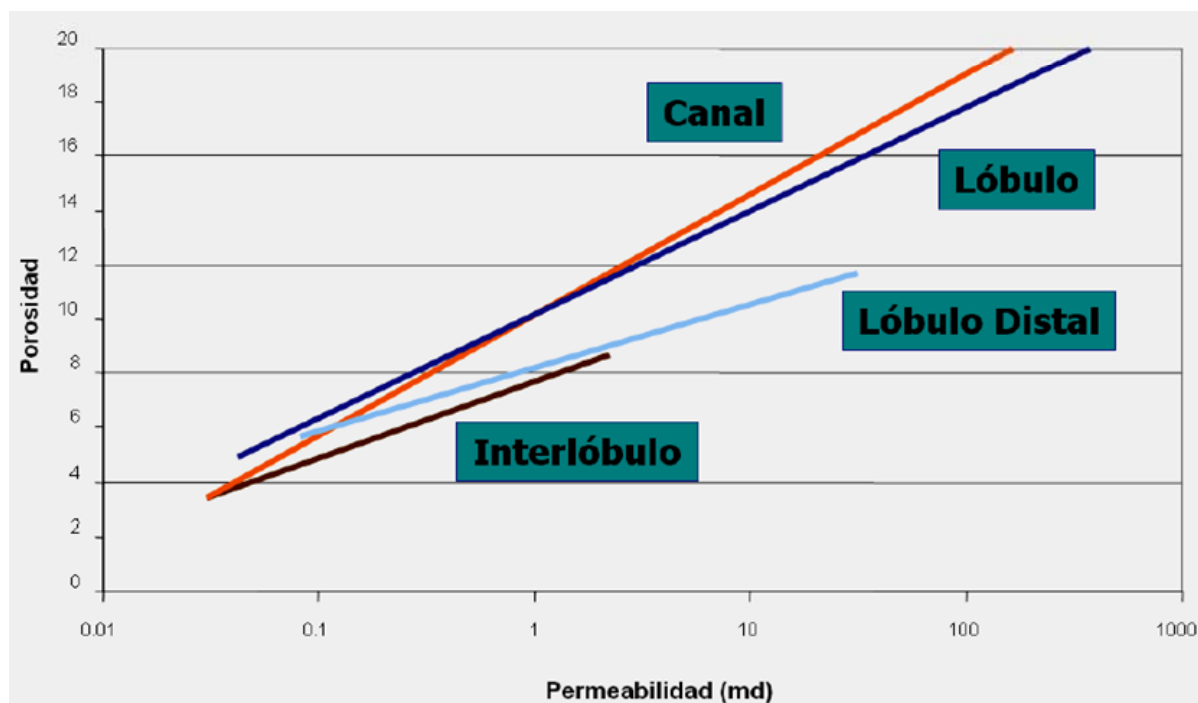


Fig. 5.4 Ejemplo de estudio petrográfico Pozo Agua Fría 801.⁷⁹

Para la evaluación petrofísica de los registros de pozos, todas las curvas han sido editadas, normalizadas y calibradas con núcleos. Se han calculado y determinado los volúmenes de arcilla, porosidad, permeabilidad, areniscas brutas, espesor neto poroso, unidades de flujo, tipo de roca y litología de los pozos.

Las unidades de flujo geológicas son unidades populares para caracterizar o zonificar un yacimiento. Una unidad de flujo geológica se define como una porción maleable del yacimiento total dentro de los cuales las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos

⁷⁹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

son consistentes y predecibles a partir de las propiedades de otros volúmenes de roca del yacimiento.

Las unidades de flujo tienen las siguientes características en común:

1. Una unidad de flujo es un volumen específico de un yacimiento, el cual está compuesto de una o más cualidades litológicas del yacimiento y pueden contener uno o más tipos de fluidos;
2. Una unidad de flujo es correlacionable y maleable en la escala entre pozos;
3. Una zonificación de unidad de flujo es reconocible en los registros de pozos;
4. Una unidad de flujo puede estar comunicada con otras unidades de flujo.

Una técnica diferente para la zonificación de las unidades de flujo de un yacimiento es usando la gráfica "estratigráfica modificada de Lorenz" de (SML)". Esta es una grafica de capacidad de flujo acumulativo definida por el producto $K \times h$ para cada intervalo. Se calculan los valores de Capacidad de Flujo Acumulativo (eje y) y la Capacidad de Almacenamiento Acumulativo (eje x) y se grafican en orden estratigráfico, empezando desde la base del intervalo. Intervalos con pendientes o tendencias diferentes definen las unidades de flujo. Segmentos de línea con pendientes mayores de 45 grados a partir de la horizontal tienen una capacidad de flujo mayor y una baja capacidad de almacenamiento. Segmentos de línea con pendientes menores de 45 grados a partir de la horizontal tienen una capacidad de flujo menor y una alta capacidad de almacenamiento. Segmentos que estén cerca de los 45 grados representan zonas caracterizadas por capacidades de flujo y almacenamiento similar. En la siguiente grafica se indican por separado además de la capacidad de flujo, el volumen de poros con hidrocarburos definido por $HCPV \times H$ y la capacidad de almacenamiento definido por $PHI \times H$ (espesor) contra la profundidad, de tal forma que se observan claramente sus variaciones en función de la misma (Fig. 5.5).

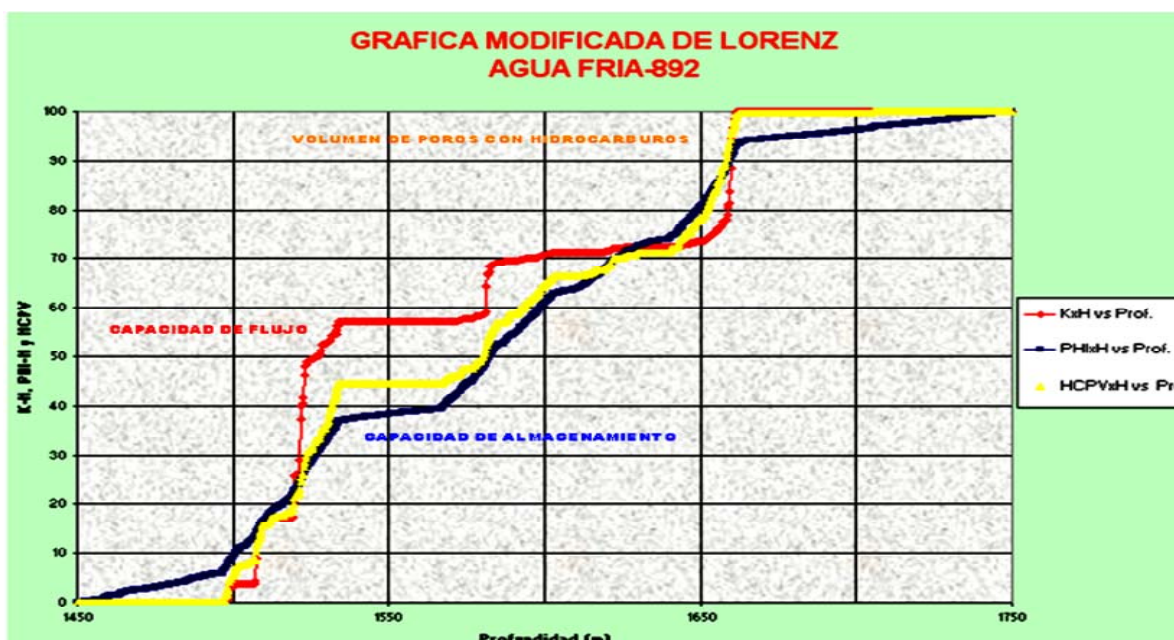


Fig. 5.5 Determinación de unidades de flujo Pozo Agua Fria-892.⁸⁰

⁸⁰ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

El tipo de roca se define como un intervalo de roca con geometría de poro única (relación de aspecto, número de coordinación y distribución del poro). La relación de aspecto es la relación del tamaño del cuerpo del poro al tamaño de la garganta del poro. En sistemas de matriz porosas, la relación de aspecto varía de 3:1 hasta >3000:1. Mientras que el número de coordinación es el número de gargantas que intersectan el cuerpo del poro.

Un tipo de roca es caracterizado por un sistema único de características petrofísicas:

- Relación de porosidad y permeabilidad
- Propiedades eléctricas
- Presión capilar
- Permeabilidad relativa, etc.

El tipo de roca también es referido como unidad hidráulica del flujo.

La porosidad y la permeabilidad son relacionadas dentro de sistemas de tipos de rocas específicos.

Rocas tipo 1

Rocas de tamaño de grano medio a grueso, con contenidos variables de microporosidad. Presentan las mejores características de porosidad y permeabilidad.

Rocas Tipo 2.

Rocas de tamaño de grano pequeño, con un sistema poroso homogéneo, definido por poros, principalmente intergranulares. Presentan de buenas a regulares características de porosidad y permeabilidad.

Rocas Tipo 3.

Rocas de tamaño de grano muy variado, con un sistema poroso heterogéneo. Presentan bajos valores de porosidad y permeabilidad, debido a la presencia de material cementante que rellena los espacios porosos.

Rocas Tipo 4.

Rocas de tamaño de grano muy variado, con un sistema poroso altamente heterogéneo. Presentan los valores más bajos de porosidad y permeabilidad, debido a la elevada presencia de material cementante que rellena los espacios porosos.

En la siguiente gráfica se observa el porcentaje correspondiente a cada uno de los tipos de roca encontrados, donde se observa un porcentaje de apenas 2% para el tipo de roca 1 que cuenta con las mejores características de porosidad y permeabilidad (Fig. 5.6).

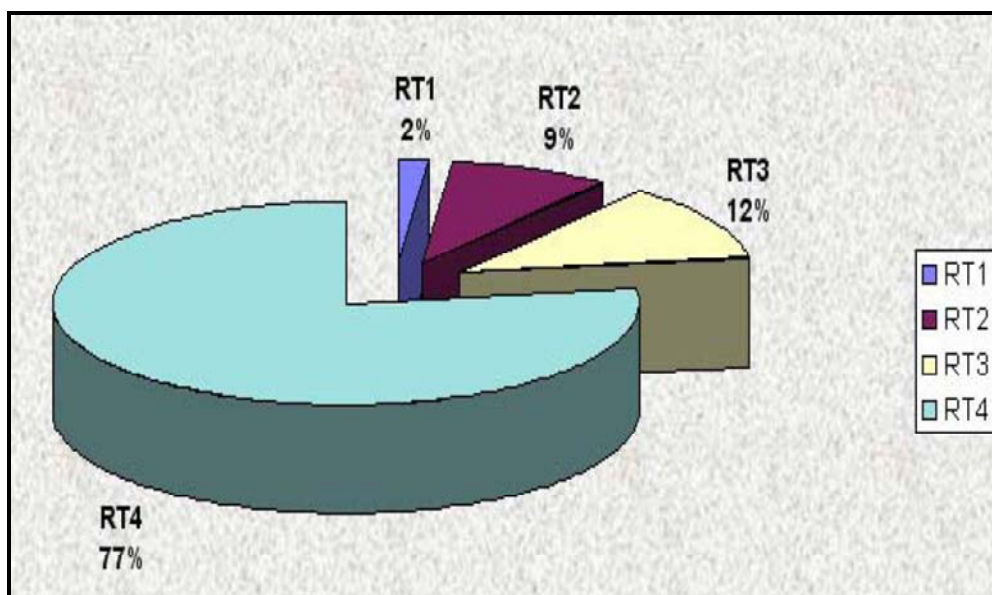


Fig. 5.6 Determinación de tipos de roca Pozo Agua Fría-892.⁸¹

Una forma de determinar el tipo de roca es mediante la grafica de Winland (1980) donde se grafican valores de porosidad en escala lineal contra permeabilidad en escala logarítmica obtenidos de registros y sus correlaciones. El valor de la fracción permeabilidad/porosidad representan los valores del radio de las gargantas en micrones y se indican por medio de líneas para un mismo valor de esta. Por lo que al graficar dichos valores de porosidad y permeabilidad para el Pozo Agua Fría-892 se genera la grafica en donde se puede apreciar cualitativamente los distintos tipos de roca y las características de porosidad y permeabilidad (Fig. 5.7).

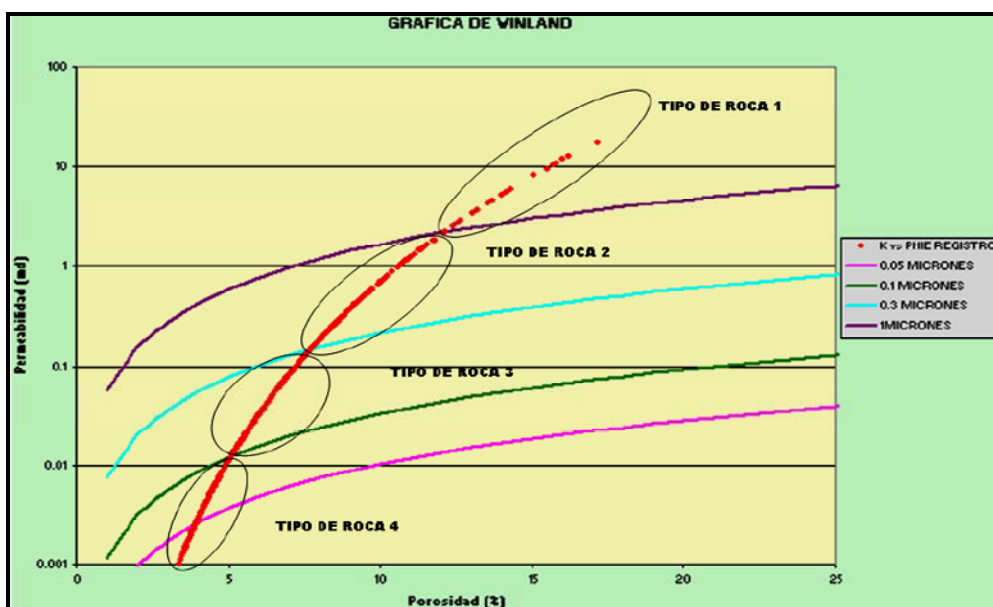


Fig. 5.7 Determinación de tipos de roca Pozo Agua Fría-892-Gráfica de Winland.⁸²

⁸¹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

El hidrocarburo que se produce en mayor proporción es aceite pesado; sin embargo, existe producción de aceite ligero hacia el Norte de la Cuenca de Chicontepec (Campos Soledad, Soledad Norte, Coyotes, Aragón, y Horcones). El tipo de empuje es gas en disolución, con presión original en la mayoría de los yacimientos del orden de 220 Kg/cm², su temperatura de fondo varía de los 65°C a los 75°C y la viscosidad es entre 5 y 105 cp. Los factores de recuperación estimados son de 7-10% para el aceite y de 60-70% para el gas.

Los afloramientos de los planos estratificados de Chicontepec, muestran una red de fracturas sistemáticas y no sistemáticas intersectadas. Las fracturas principales o sistemáticas están bastante espaciadas uniformemente y muestran un movimiento de desplazamiento, que se compensa subsecuentemente con la conectividad de las fracturas no sistemáticas.

El análisis microsísmico realizado durante la perforación, muestra que las fracturas sistemáticas tienen una orientación hacia el Noreste. Menos eventos microsísmicos con una orientación Noroeste capturan los efectos de las fracturas no sistemáticas. También se han realizado estudios de microsísmica de pozo para determinar la orientación preferencial de los esfuerzos litoestáticos de la columna sedimentaria en los pozos Ariel-1, Tajín-61 y Tajín-62. La figura correspondiente al pozo Tajín 61 muestra además de la trayectoria del pozo, la ubicación de la herramienta y la orientación de los esfuerzos para los tres eventos realizados. Los resultados indican que la orientación principal es N 30° E (Fig. 5.8).

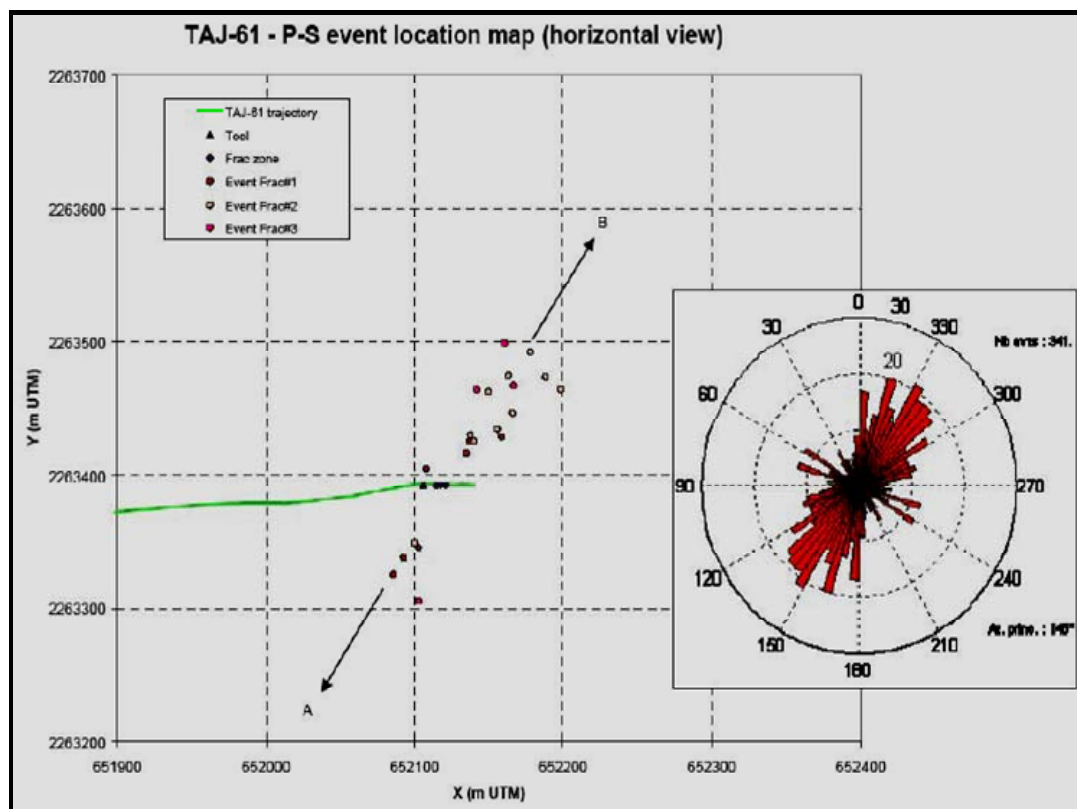


Fig. 5.8 Orientación de esfuerzos con micro sismica de Pozo.⁸³

⁸² PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

⁸³ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

5.2 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Actualmente la presión de yacimiento se encuentra muy cercana a la Presión de Burbujeo (0). La línea roja muestra el comportamiento de la presión desde el inicio de la explotación e indica que con una pequeña disminución de esta se genera una gran liberación de gas debido a las características del fluido, por lo que se hace primordial la implementación de un sistema de recuperación secundaria por Inyección de agua con el objeto de evitar que continúe el depresionamiento de los yacimientos.

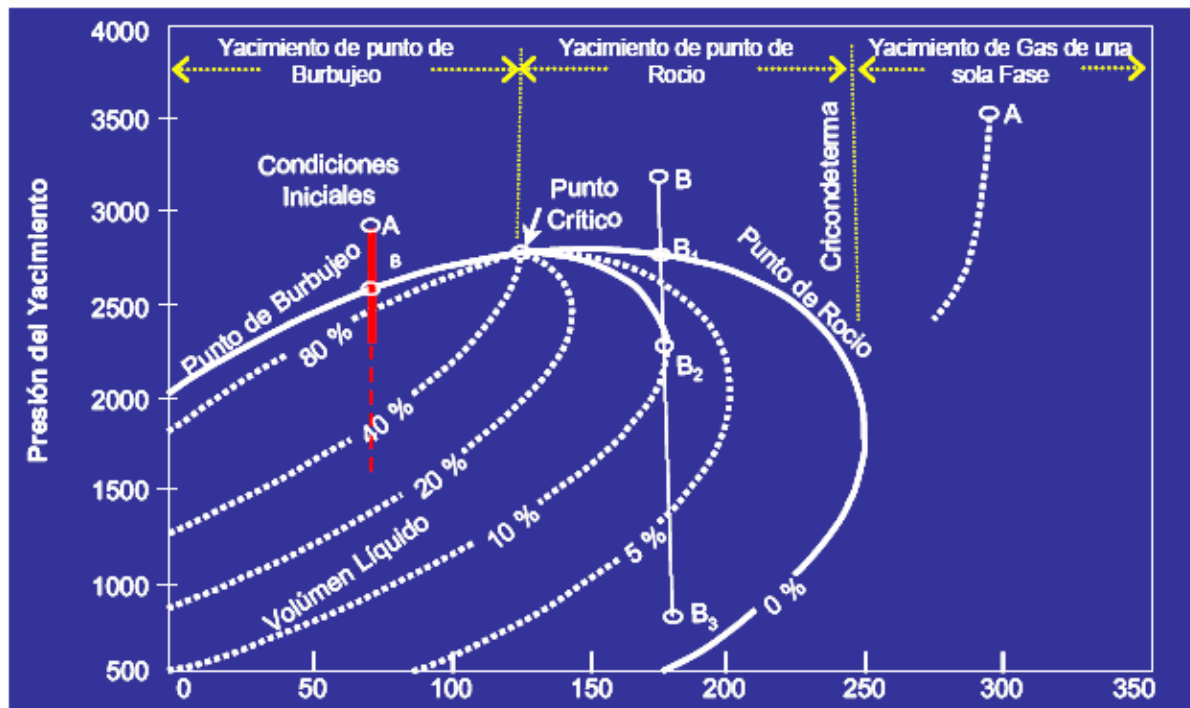


Fig. 5.9 Diagrama de fases.⁸⁴

El sistema consiste en la construcción de un acueducto, desde la central de almacenamiento y Bombeo (CAB) de Poza Rica hasta el campo Agua Fría, con un volumen de agua a manejar en la primera etapa de 12,000 BPD con su respectivo tratamiento químico, mismo que se hará mediante la dosificación de reactivos en la planta de inyección que estará instalada en el campo Agua Fría. Con la Inyección de agua se logrará un incremento en el factor de recuperación hasta de un 7% por medio de un acueducto de 16" y una longitud de 15 Km que deberá superar un desnivel en el terreno de 200 m (Fig. 5.10).

Dentro de las estrategias que se tienen para yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad se cuenta con la operación de sistemas artificiales de producción como el bombeo mecánico y bombeo neumático (BN) previo análisis de la factibilidad de implantación de los diversos sistemas artificiales de producción, en función de las características del yacimiento, de los pozos y de los fluidos a producir. La red de BN en su primera fase se basa en plataformas existentes y el posterior desarrollo en los años 2004 y 2005, de un gasoducto de una longitud de 18.52 km y diámetro de 12" para manejar un volumen de gas de inyección de 33.0 MMPCD (Fig. 5.11)

⁸⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

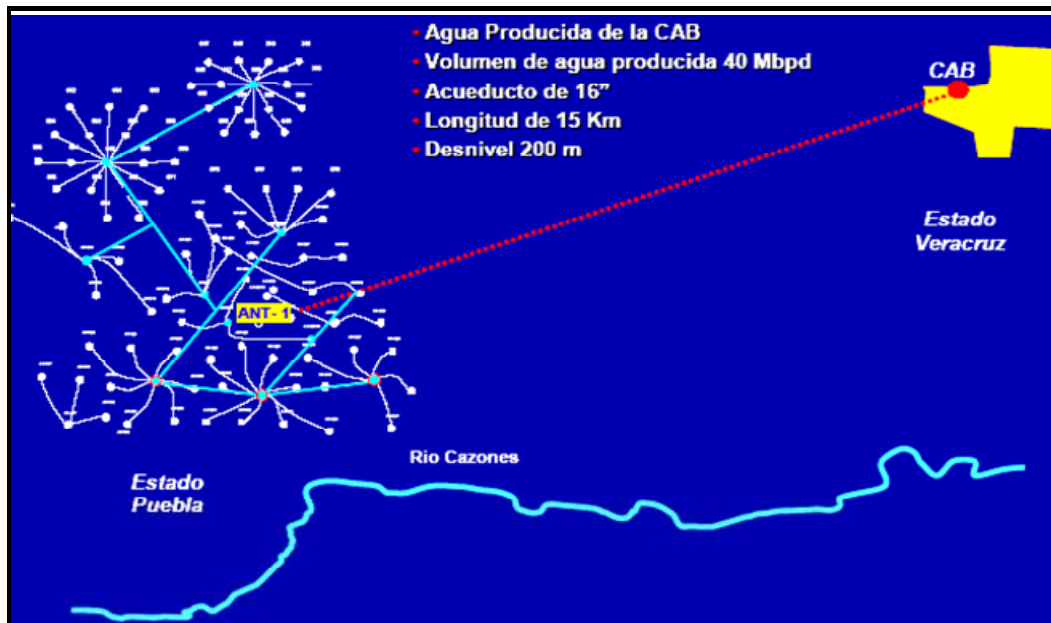


Fig. 5.10 Proyecto de recuperación secundaria.⁸⁵

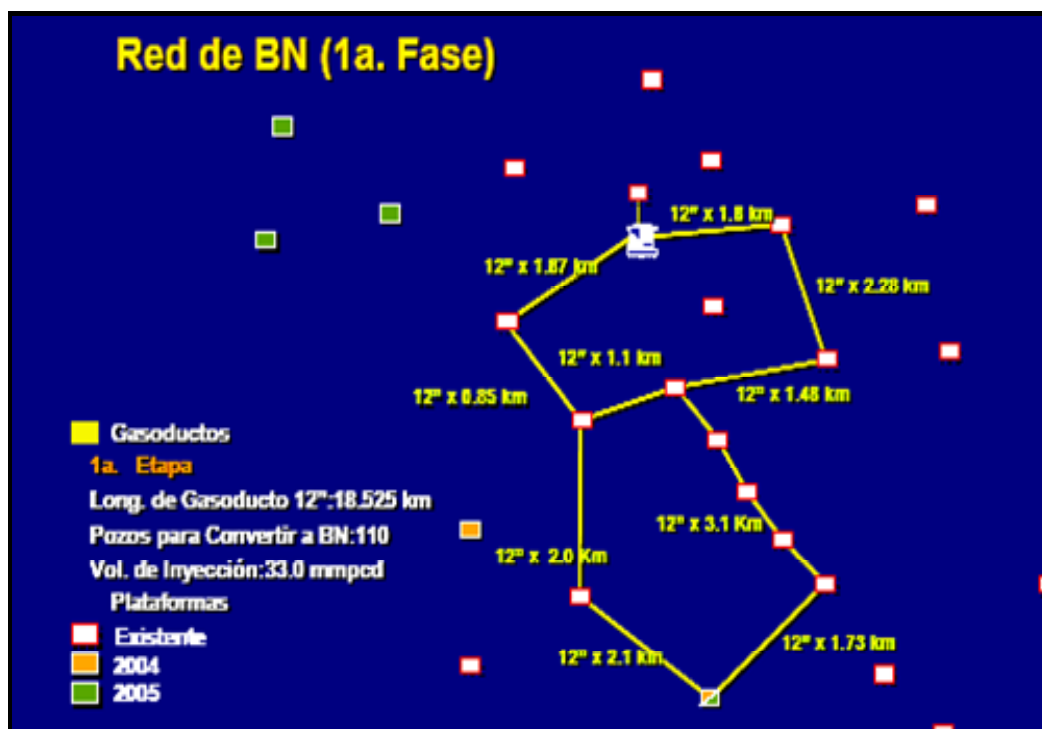


Fig. 5.11 Red de Bombeo Neumático.⁸⁶

⁸⁵ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

⁸⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

5.3 SISTEMAS ARTIFICIALES

5.3.1 Funcionamiento del sistema artificial con bombeo mecánico

Desde la superficie se transmite el movimiento mediante la unidad de bombeo mecánico donde se convierte un movimiento circular originado por el motor a un movimiento vertical; este movimiento se transmite a la bomba mediante la sarta de varillas. A continuación se ilustra el ciclo de bombeo (Fig. 5.12)

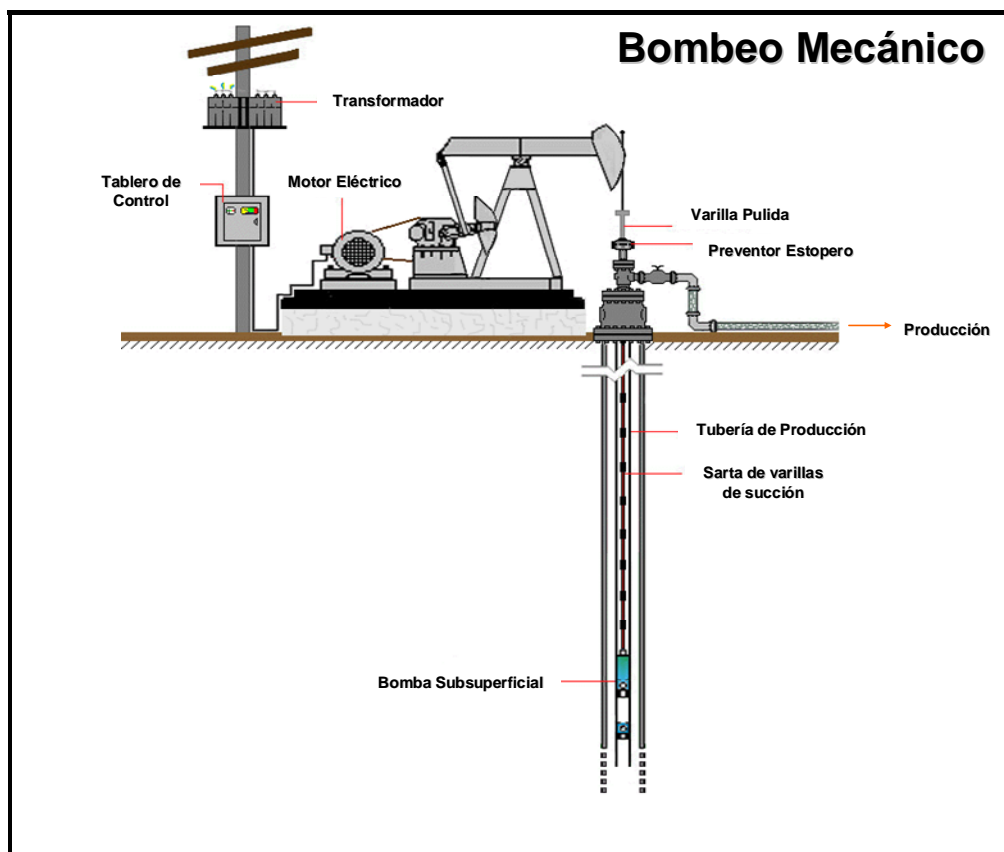


Fig. 5.12 Funcionamiento del bombeo mecánico.⁸⁷

5.3.2 Funcionamiento del sistema artificial con bombeo neumático

La energía se transmite al gas en una compresora elevando la presión de operación a lo requerido, éste se transporta mediante ductos al pozo, contando en la superficie con un control superficial de gas y el aparejo consiste en varias válvulas de inyección. En este caso, los elementos mecánicos no entran en contacto con los fluidos del yacimiento. También es posible operar el sistema de bombeo neumático utilizando gas húmedo producido, mediante un sistema cerrado recirculando el gas y el excedente se envía a proceso. Así el gas para inyección no se comprará, lo cual significa un gran ahorro para el sistema. (Fig. 5.13) El campo Agua Fría actualmente opera en esta forma.

⁸⁷ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

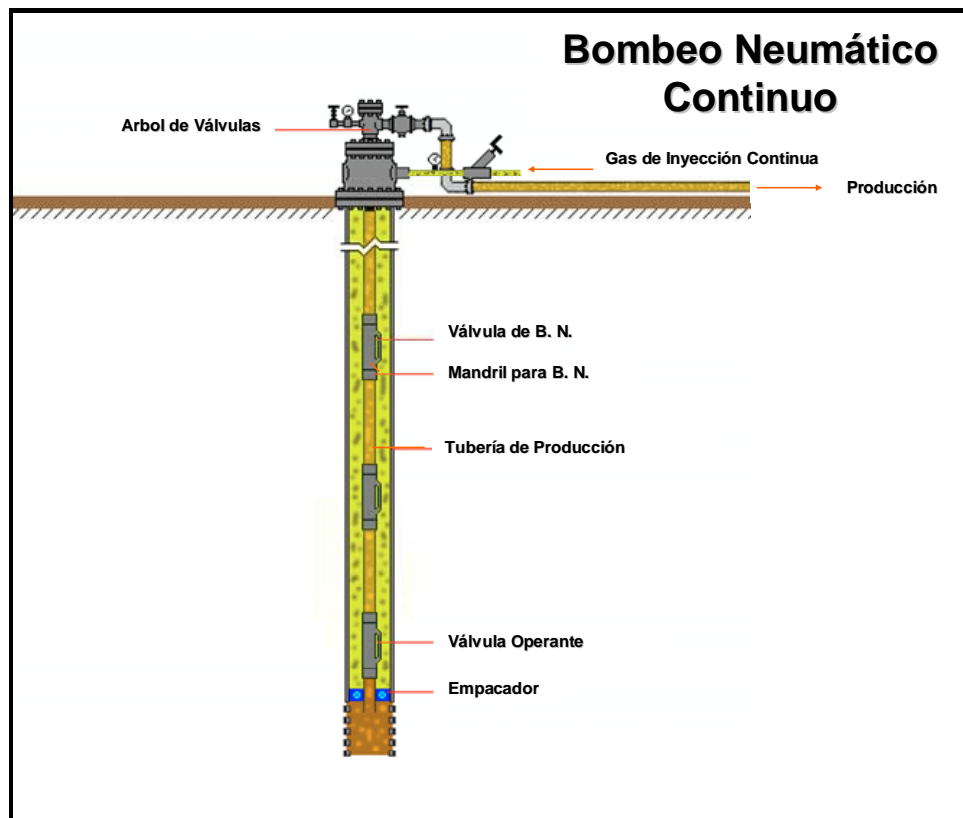


Fig. 5.13 Funcionamiento del bombeo neumático continuo.⁸⁸

Con el fin de garantizar la adecuada explotación del yacimiento se cuenta con una serie de análisis nodales que consideran la integración del mismo con las conexiones superficiales, lo cual permite el diseño y optimización de la Infraestructura de producción adecuada.

La técnica del análisis nodal involucra una metodología para determinar la capacidad de un sistema de producción mediante un análisis con una visión integral para:

- Diseñar los componentes.
- Determinar restricciones.
- Determinar el efecto de cambiar uno o varios componentes
- Estudiar el efecto del diámetro de la línea de flujo.
- Estudiar el efecto de una estimulación de la formación.
- Seleccionar el tamaño de la tubería de producción.
- Analizar el sistema de producción para detectar restricciones.
- Evaluar los efectos de la terminación del pozo.
- Analizar el comportamiento de pozos inyectoros de agua, gas, vapor, diluentes o cualquiera otro fluido

⁸⁸ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

- Analizar el efecto de la declinación de la presión de yacimiento y el tipo de mecanismo de producción
- Analizar sistemas de multipozos
- Optimizar los diseños de sistemas de levantamiento artificial
- Estudiar el efecto de la inyección alternada de vapor

La técnica se basa un análisis que combina los distintos componentes asociados a un pozo, con el objetivo de predecir las tasas de flujo y optimizar los componentes del sistema. La línea azul representa el volumen de fluido por unidad de tiempo que el yacimiento es capaz de aportar ante una caída de presión determinada. La línea roja se construye a partir de las curvas de gradiente dinámico, y es reflejo de las pérdidas de presión a través de la tubería de producción del pozo a distintas tasas de flujo. El cruce entre las curvas representa la producción real o esperada del sistema (Fig. 5.14).

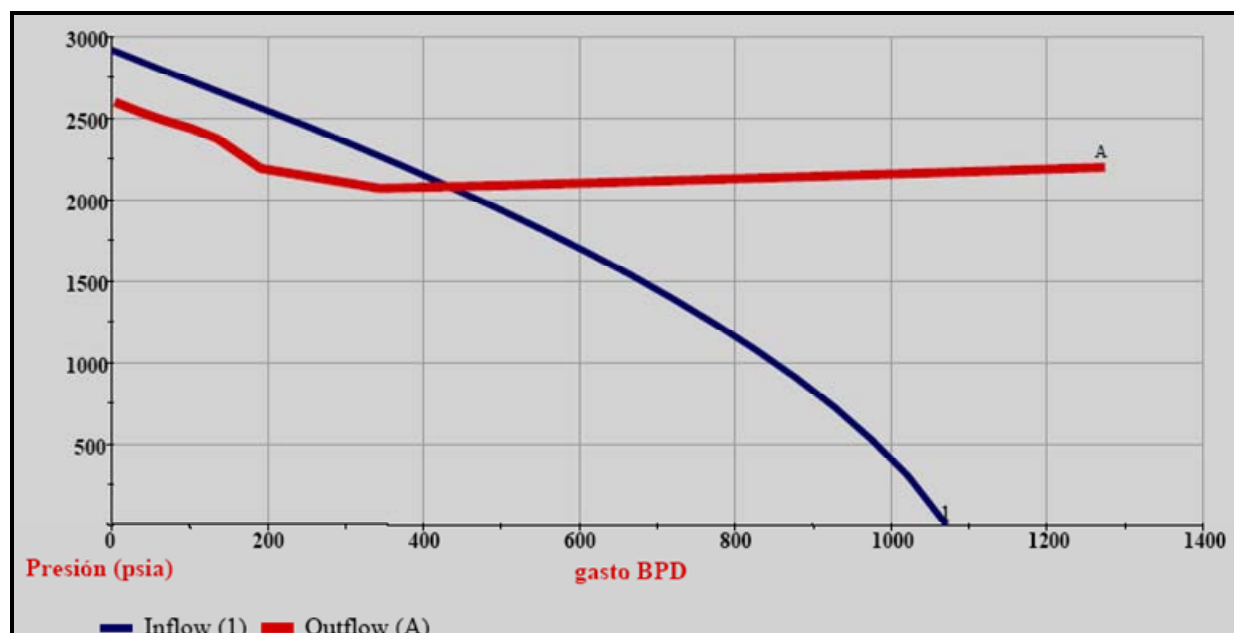


Fig. 5.14 Análisis nodal.⁸⁹

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque esta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan solo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

⁸⁹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores mediante un equipo artificial de de producción (su aplicación al bombeo neumático es muy común. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. También es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

5.4 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

De forma general, la Caracterización de un Yacimiento se puede definir como la detección y evaluación de los elementos que constituyen y afectan el comportamiento de un yacimiento. Esta definición consta de dos partes que definen por si mismas el tipo de caracterización que la constituyen. De estas, la primera se refiere a la caracterización estática, la cual se define como la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento. Y la segunda se refiere a la caracterización dinámica que a su vez se define como la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento.

Dentro de las actividades que se han desarrollado en este rubro están:

- Simulación numérica de la prueba piloto de inyección de agua; arenas 10 y 20, pozo AF-847; ajuste de las propiedades para simular la producción de agua y la irrupción del tritio inyectado como trazador.
- Predicción de inyección de agua en la arena AF-80, pozos AF-841 y AF-847.
- Predicción de producción de la plataforma AF-892 con distintos espaciamientos de pozos.

En el año de 1999 se realizó una prueba piloto de Inyección de agua en el Pozo Agua Fría 847 misma que ha servido como base para continuar con los estudios de simulación numérica para la implantación del sistema de recuperación secundaria en el campo.

La simulación de yacimientos es una herramienta esencial y poderosa para la administración de yacimientos que permite al ingeniero predecir el comportamiento del yacimiento (si se usa correctamente) bajo diferentes escenarios de operación. Las predicciones del comportamiento del yacimiento pueden usarse para decidir entre un número dado de diseños operacionales y resolver muchos problemas que surgen durante todas las etapas de desarrollo del campo.

La simulación numérica de yacimientos es el proceso de representar el comportamiento ya ocurrido (histórica) o por ocurrir (pronósticos) utilizando un "modelo" del yacimiento. Los modelos pueden ser físicos (de laboratorio) o matemáticos. Un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que describen adecuadamente los procesos del sistema en estudio (pozo, campo, yacimiento etc.). Los procesos que ocurren en un yacimiento de petróleo son básicamente: flujo de fluido en un medio poroso y transferencia de masa y energía dentro de ese mismo medio.

Los modelos numéricos de simulación son un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático. El modelo matemático es a su vez, el conjunto de ecuaciones que describen o representan los procesos físicos de flujo y transferencia de masa y energía que ocurren en el yacimiento que lo componen la roca y los fluidos que contienen. En estos casos, el yacimiento es visualizado como un conjunto de cuadros o bloques que representan volúmenes discretos de una malla con la cual se

subdividió el yacimiento. Estos métodos numéricos son necesarios debido a que con las ecuaciones de derivadas parciales del modelo matemático representan a un conjunto de parámetros del yacimiento como son: presión, saturaciones de fluidos, propiedades P.V.T, heterogeneidades de yacimiento, porosidad, permeabilidades, etc. Dada la gran cantidad y complejidad de estas ecuaciones y de los métodos de su solución, es necesario el uso de computadoras. Los métodos numéricos son bastante generales en su aplicación y han probado que son altamente eficientes para obtener soluciones bajo las condiciones complejas del yacimiento. Esto hace de los modelos numéricos de simulación la técnica más compleja y flexible disponible hoy en día para los ingenieros de yacimiento en el camino de comprender los yacimientos, su historia (cuando la hay) y los pronósticos para elegir una modalidad de aprovechamiento futura.

La simulación y los programas de computación son herramientas que ayudan a ahorrar tiempo en las predicciones del comportamiento de yacimientos pero no suministran una respuesta exacta del comportamiento del mismo, ya que los simuladores son sólo herramientas que cuando son alimentadas con datos que describen adecuadamente el yacimiento, pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general a ser esperado en un yacimiento bajo las condiciones operacionales y de contorno dadas por el usuario. De esta manera, los resultados de un estudio de simulación deben ser vistos como una aproximación al comportamiento esperado y no como una predicción exacta y sus resultados son reflejo de la calidad y cantidad de los datos así como de la bondad del modelo en representar los fenómenos físicos.

Se retomó una simulación numérica realizada previamente (en el año 2003) y se afinaron los ajustes a la historia de producción de la prueba piloto. En esta se ha considerado la zona de influencia de los pozos inyectores lo cual ha permitido determinar el factor de recuperación que se tendría en el mediano a largo plazo (Fig. 5.15). En esta figura se muestra la estructura en dos dimensiones del yacimiento así como la distribución de los pozos y la localización de los pozos inyectores.

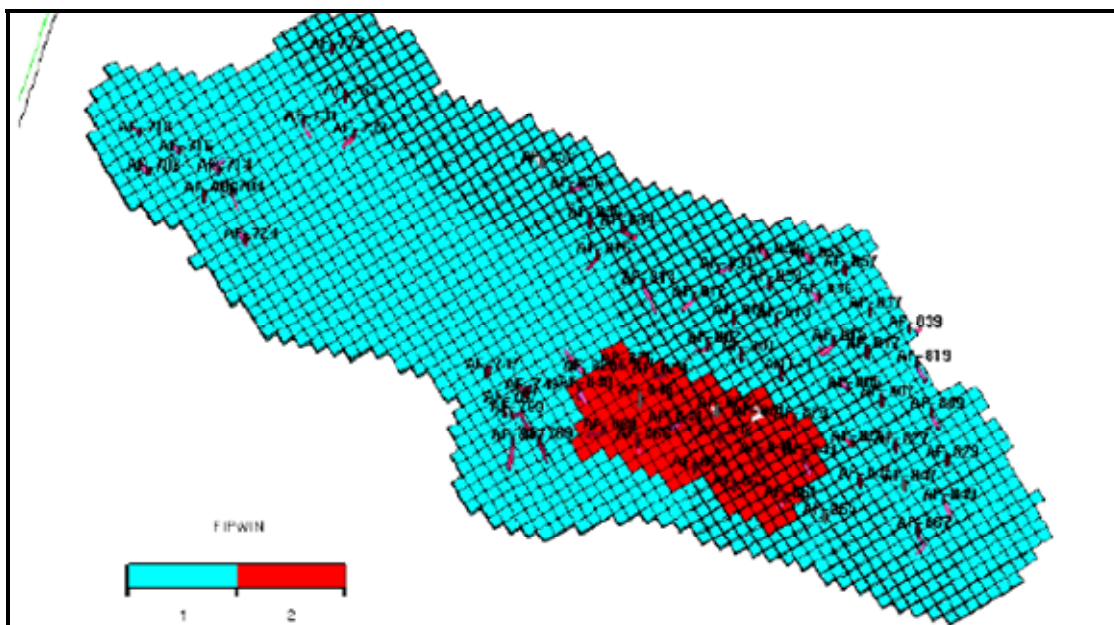


Fig. 5.15 Modelo de simulación que muestra la distribución de los pozos en el campo Agua Fría.⁹⁰

⁹⁰ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Los resultados del modelo de simulación demuestran que la producción de aceite atribuible a la inyección de agua tiene un comportamiento incremental considerable, ya que de no implementar este sistema la producción caería a cifras que resultarían incosteables desde el punto de vista económico, el cual puede ser contrarrestado al inyectar agua en los años recientes como se muestra en la grafica con la línea oscura, la cual indica un incremento en la producción a partir de 2005 aproximadamente, la línea verde indica el comportamiento de producción sin inyección y la línea azul el gasto de agua inyectado. (Fig. 5.16)

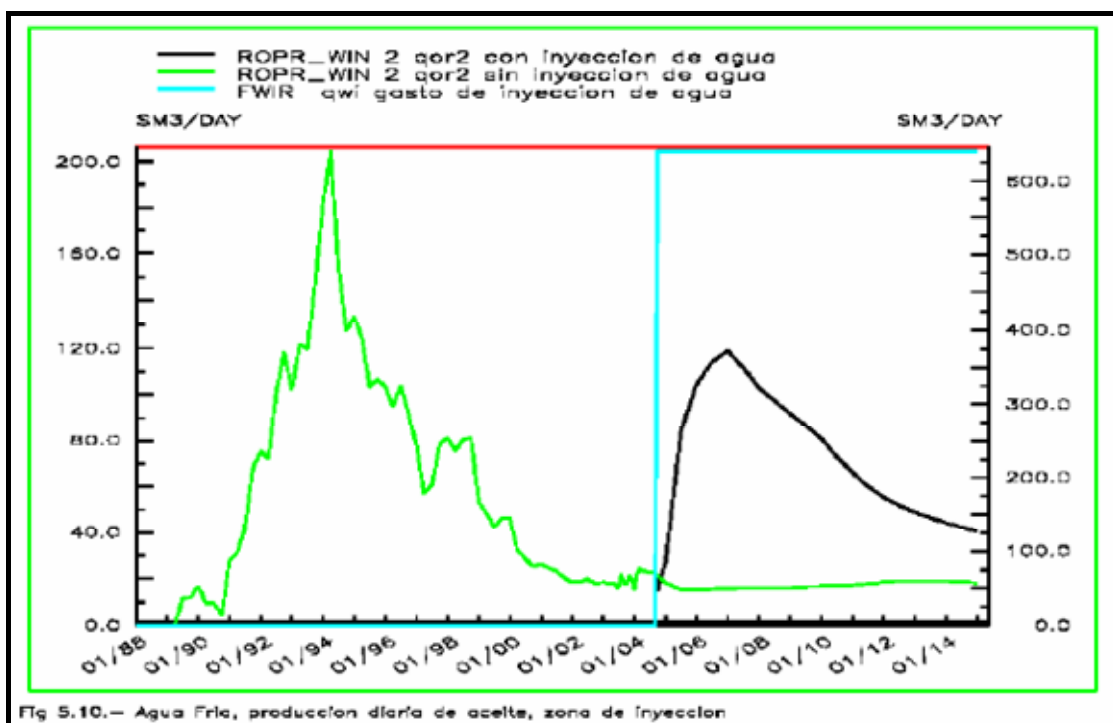


Fig. 5.16 Escenario de producción.⁹¹

5.5 ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO

Desde el año de 1982 se inició el desarrollo de este Proyecto en el área de Tajín y a la fecha se han perforado alrededor de 470 pozos.

La estrategia de perforación que ha regido el proyecto ha sido en base a la construcción de macro-plataformas en las cuales se perforan de 3 a 19 pozos, considerando un cabezal en cada una de ellas y manejando la producción a través de un oleogasoducto por plataforma hacia las baterías de separación.

Dentro de los aspectos importantes que soportan el proyecto son los estudios de interpretación sísmica, el modelo geológico sedimentario, las secciones estratigráficas, la toma de información de presiones por pozo y los resultados de producción, que en los últimos tres años nos han generado pozos con gastos iniciales estabilizados en un rango de 150 a 1000 BPD.

Debido a las características petrofísicas complejas del campo y en particular la permeabilidad, se hace necesaria la operación del fracturamiento hidráulico con apuntalante. Para ello se tiene una metodología para garantizar los buenos resultados de este tipo de operaciones, misma que

⁹¹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

se encuentra representada de manera general en la figura siguiente y en la cual se muestra el proceso establecido de una operación de fracturamiento hidráulico con cada una de las etapas necesarias para obtener los resultados esperados que van desde la recopilación y análisis de la información hasta la evaluación una vez terminada la operación para constatar tanto la obtención del tamaño y geometría de la fractura como el comportamiento de flujo de fluidos a través de esta, la producción y declinamiento. De esta forma se consideran todos los factores que influyen en el éxito de estas operaciones (Fig. 5.17)

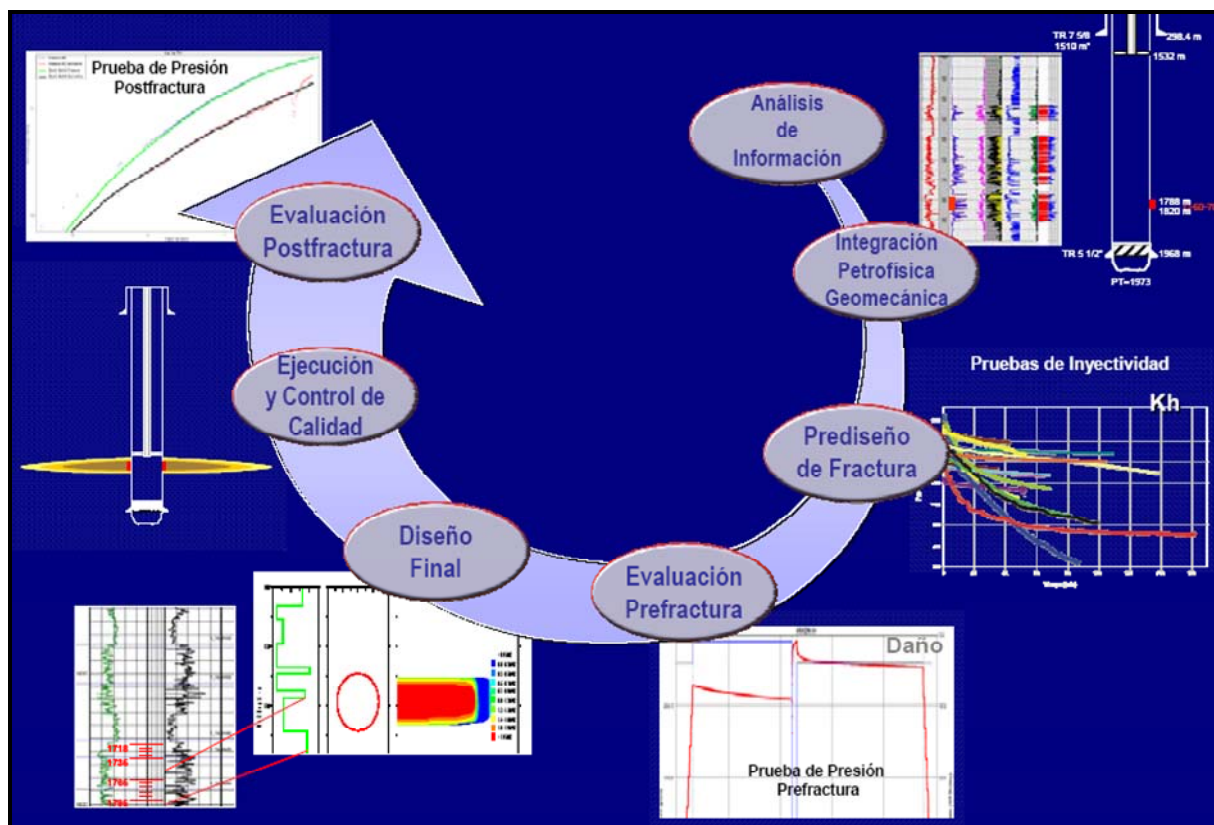


Fig. 5.17 Proceso de fracturamiento hidráulico.⁹²

Los resultados de producción por pozo, utilizando la técnica de Fracturamiento Hidráulico dependen de la calidad de los productos, se ha observado que los fluidos con baja carga polimérica y los apuntalantes con alta resistencia a la compresión generan altos gastos de producción debido a que se tienen fracturas de alta conductividad y longitudes del orden de 100 m.

5.6 ESTRATEGIA DE DESARROLLO

La ubicación de los pozos a perforar se ha llevado a cabo, utilizando la interpretación sísmica 2D y 3D, así como la información del modelo geoestadístico elaborado por JOGMEC (Compañía Japonesa). De acuerdo a los resultados de producción se ha ido ajustando el modelo con el

⁹² PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

objeto de identificar las zonas con mayor prospección, mejores características petrofísicas, contenido de arcilla y espesores netos impregnados. A partir de estos datos se elaboró un plano maestro donde se muestra la distribución y estado de los pozos, las instalaciones superficiales actuales y proyectadas así como la disponibilidad de equipos de perforación (Fig. 5.18).

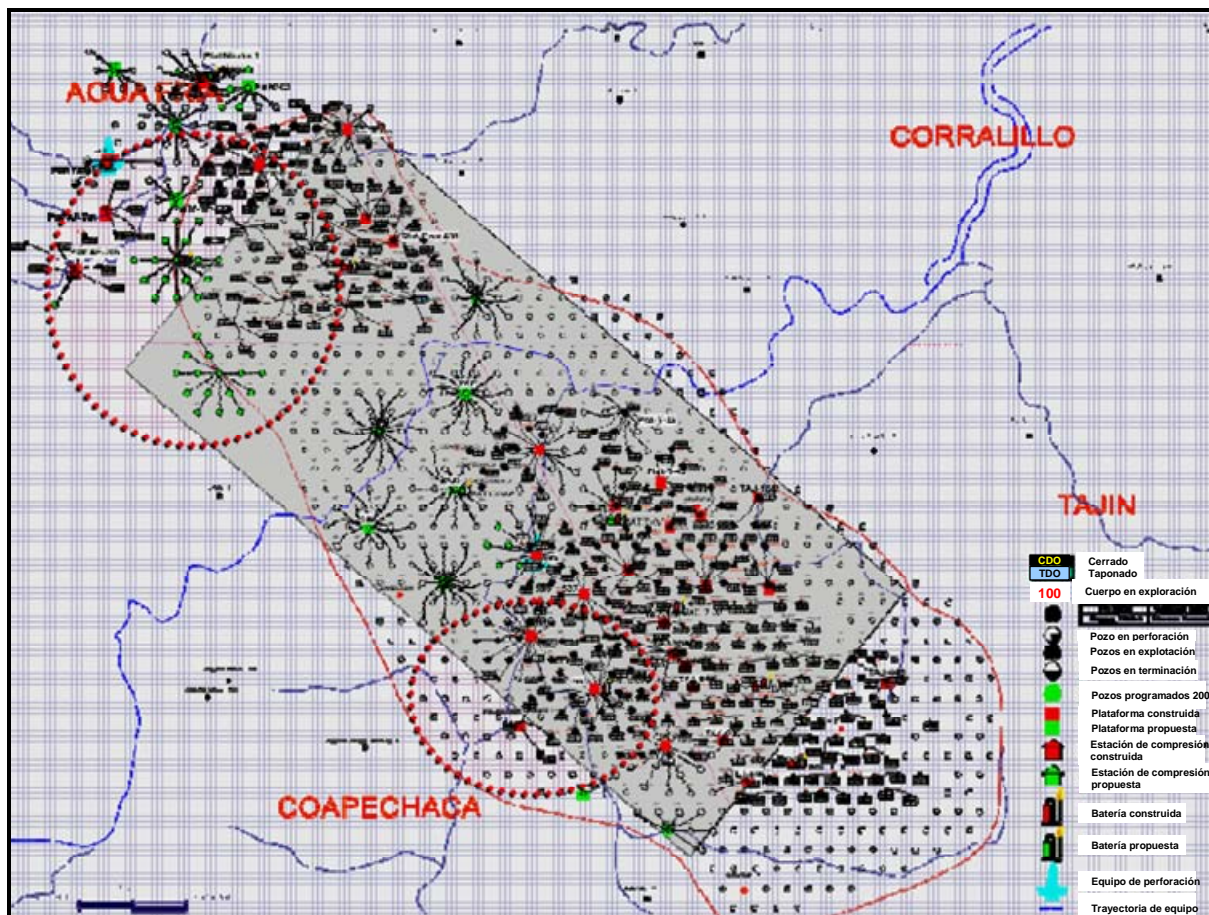


Fig. 5.18 Plano Maestro.⁹³

De acuerdo a los resultados de producción se ha ido ajustando el modelo con el objeto de identificar las zonas con mayor prospección, mejores características petrofísicas, contenido de arcilla y espesores netos impregnados.

En la Cuenca de Chicontepec ha tenido dos etapas importantes, de cinco que se pueden identificar por medio de las principales actividades realizadas en cada una de ellas desde el inicio del desarrollo. De esta manera, la primera etapa (1952-1070) se caracteriza por la realización de reparaciones mayores en los Campos Presidente Alemán y Soledad misma que se ve reflejadas en la baja producción que se eleva considerablemente de 1970 a 1982 gracias a los trabajos de perforación y desarrollo en los campos Soledad, Horcones, Aragón, Coyotes y Soledad Norte. A pesar del mantenimiento de pozos, la perforación y desarrollo de los Campos Agua Fria y Tajín la producción tuvo una nueva disminución en los años siguientes, para dar

⁹³ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

lugar a la primera de las dos etapas importantes registrando en el año de 1992, una producción de 16,000 BPD de aceite y 16 MMPCD de gas. Se ha observado que debido a la baja permeabilidad del yacimiento, se requiere un alto ritmo de perforación y terminación de pozos. Fue así como en el año de 2002 se reanudó la perforación intensiva en el campo alcanzando en una segunda etapa histórica una Producción de 24,314 BPD de aceite y 27 MMPCD de gas en el año de 2004 (Fig. 5.19)

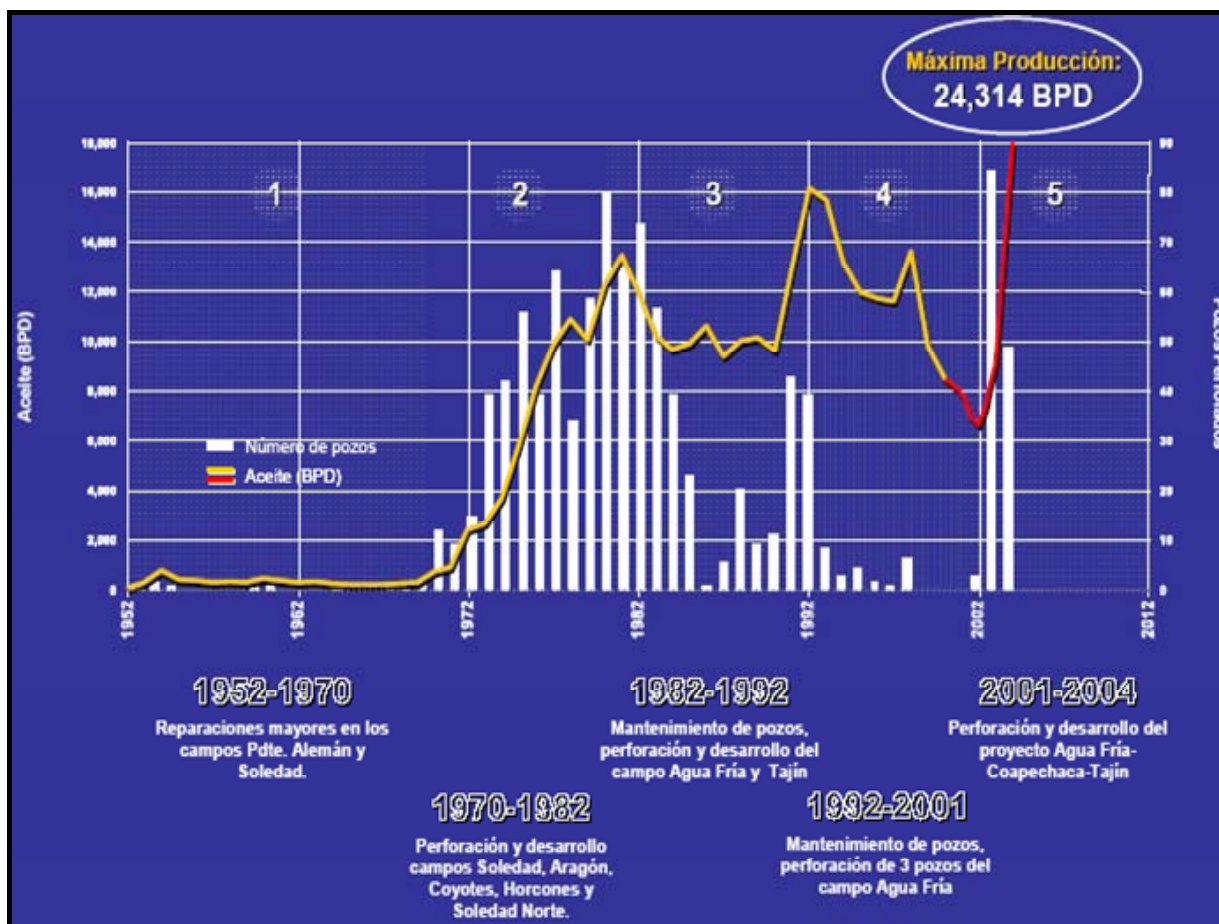
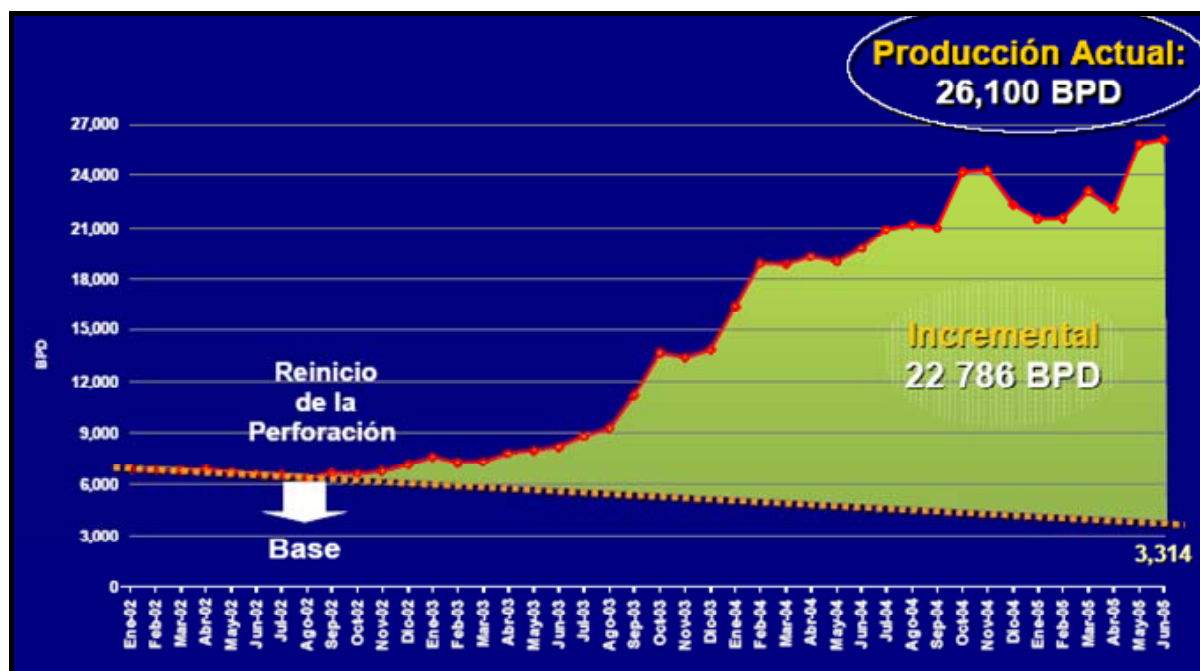


Fig. 5.19 Comportamiento histórico de producción.⁹⁴

En agosto de 2002 la producción era de 6,000 BPD de aceite y 3 MMPCD de gas; de haber seguido con la misma tendencia se habría llegado a cifras tan bajas como 3300 BPD, por el contrario se revirtió esta tendencia y el nivel de incremento en la producción alcanza los 22000 BPD. Se ha logrado en 3 años un incremento de 22,786 BPD de aceite, lo que corresponde a una aportación de producción acumulada de 8.5 MMB de aceite (Fig. 5.20).

⁹⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Fig. 5.20 Producción incremental.⁹⁵

5.7 IMPLANTACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

El mecanismo de empuje del Yacimiento es a través del gas disuelto y actualmente se tiene una presión muy cercana al punto de burbuja, por lo que se tomó la decisión de realizar una prueba piloto de inyección de agua en el campo Agua Fría en el año de 1999. Se llevó a cabo esta prueba piloto de inyección de agua entre marzo de 1999 y marzo de 2000. El pozo inyector fue el AF 847 y los pozos productores del arreglo de inyección fueron: AF 827 – 829 – 849 – y 867. Tanto el inyector como los productores fueron acondicionados para tener abiertos solamente los cuerpos AF10 y 20. La instalación de fondo en el inyector fue una tubería de producción (TP) con empacador simple, para inyectar conjuntamente en ambos cuerpos.

Durante los 13 meses de vida del proyecto se inyectaron 769 MB de agua, con gastos variables entre los 1,160 y hasta los 4,000 BWPD y con una presión de inyección en fondo máxima de 3,200 psi. Se estima que el 91 % del volumen total inyectado fue tomado por el Cuerpo AF 10.

La Fig. 5.21 muestra la evolución histórica de producción de los cuerpos AF10 y 20, los principales indicadores y los gastos diarios de inyección y producción durante la vida de la prueba piloto y posterior. Se observa la tendencia de producción al momento del inicio de la inyección, la cual se revierte y se mantiene estable a pesar de las variaciones y una tendencia a la baja.

⁹⁵ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

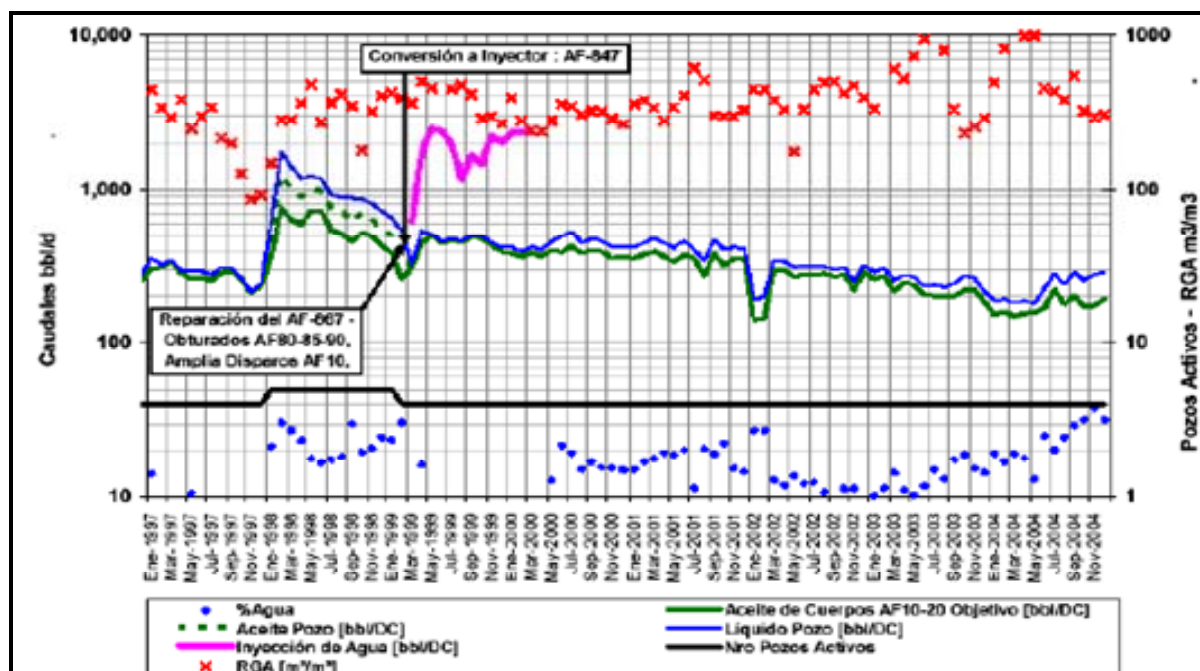


Fig. 5.21 Historia de producción – inyección.⁹⁶

Algunas pruebas de presión realizadas en el inyector y los productores (AF-827: 1,300 psi – AF-829: 1,250 PSI) al fin del período de inyección, indican que se registraron incrementos de unos 35 Kg/cm² (500 psi) en la presión del yacimiento. Además, la inyección de trazadores en el inyector fue detectada entre los 3 y los 6 meses después en los pozos AF-827 – 829 – 847 y 867.

En la Fig. 5.22 se representa la evolución del volumen poroso inyectado y producido por el piloto, calculados con la información del modelo geológico actual y otros parámetros que se han adoptado y calculado para el estudio. Se observa que existe una desviación considerable de la respuesta obtenida en relación a la que se pronosticó debido al tipo de arreglo de pozos de la prueba piloto: un inyector y cuatro productores y el tiempo de duración de la misma, por lo que se alcanzaron producciones incrementales de modesta magnitud (31 % del volumen total de producción del arreglo a fines de marzo del 2000). Considerando que la saturación de gas al inicio de la inyección era del orden del 10 al 12%, se estima que la producción acumulada de aceite durante la prueba debió haber sido el doble que la real.

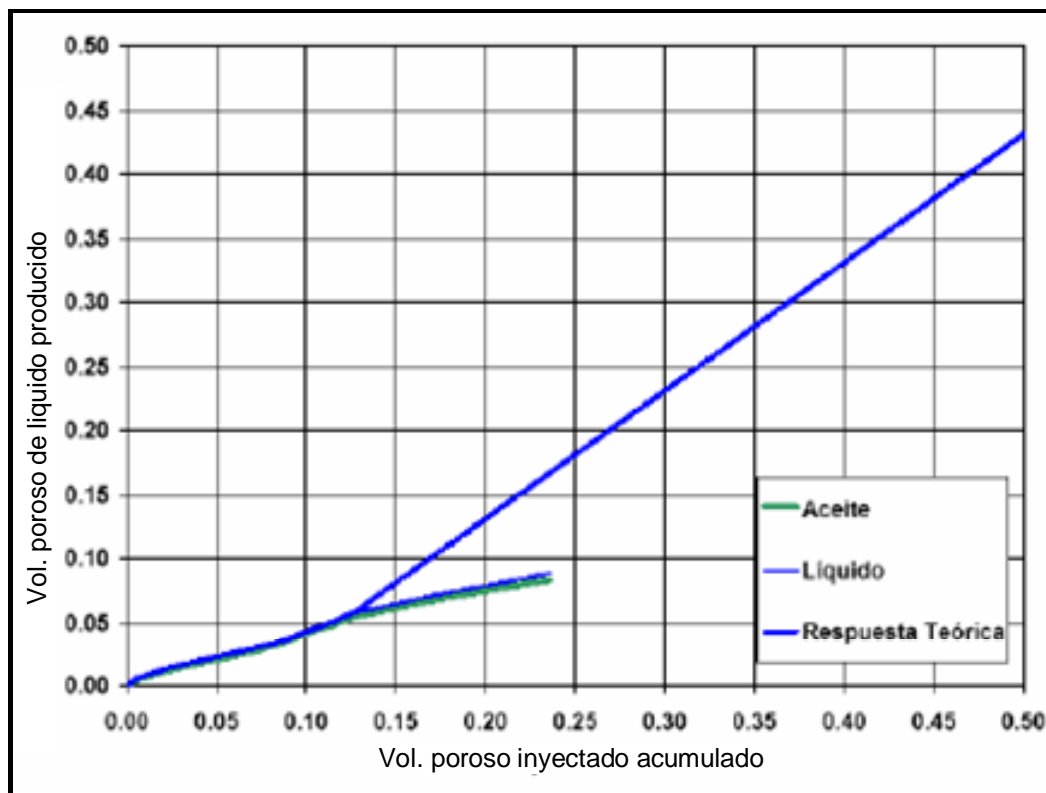
La toma de información en el período de la prueba fue de buena calidad y cumplió con los objetivos establecidos, lográndose integrar un banco de datos utilizable en las evaluaciones y pronósticos.

En el área de la prueba (cuerpos 10-20) existe buena compatibilidad entre el fluido inyectado y el sistema roca-fluidos del yacimiento lo cual propició un nivel de inyectividad aceptable.

El volumen total de agua inyectado fue de 768 942 bls con un promedio diario de 1957 bls.

De acuerdo al monitoreo del flujo fraccional y de los trazadores químicos y radiactivos, no se presentaron efectos de canalización del agua inyectada.

⁹⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

Fig. 5.22 Relación producción-Inyección.⁹⁷

Las presiones máximas de inyección en el fondo manejadas en la prueba (3200 psi) fueron inferiores a la presión de fractura de la formación permitiendo alcanzar un gasto máximo de inyección de 4 000 BPD.

La surgencia del agua inyectada ocurrió simultáneamente en los pozos localizados hacia el norte del inyector en agosto de 1999, cuando se habían inyectado aproximadamente 300,000 barriles de agua congénita (39 % del total inyectado).

Los pronósticos realizados usando los resultados de la prueba piloto, muestran que para los cuerpos 10 – 20 del Campo Agua Fría, se espera un factor de recuperación final de 10.1 % para el aceite y 72.1 % para el gas.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba piloto se ha tomado la decisión de realizar una segunda prueba en el área de Agua Fría, debido a que la calidad de yacimiento y propiedades petrofísicas son propicias para obtener el éxito esperado en la recuperación del aceite.

Derivado de lo anterior, se generó un estudio integral de yacimientos que ha permitido definir el proceso de implantación de un sistema de recuperación secundaria por Inyección de agua.

En base a este estudio integral, se seleccionaron las localizaciones geológicamente óptimas para los pozos inyectores. Las bases geológicas para la selección de los pozos candidatos para la inyección fueron:

⁹⁷ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

- Ancho óptimo de la arena
- Mínima heterogeneidad de las facies
- Buena resistividad como indicio de una buena saturación
- Distancia a las fallas
- Producción primaria de buena a moderada (como un indicador de buena calidad del yacimiento)

Se incluyeron además las siguientes consideraciones técnicas:

- Estado mecánico de los pozos
- Historia de perforación y producción
- Producción acumulada de aceite
- Continuidad y heterogeneidad del yacimiento
- Propiedades físicas del yacimiento definidas de pruebas de pozos.

El área piloto comprende 5 pozos inyectores y 18 productores con un patrón de 7 invertido con una cuota de inyección promedio de 4000 BPD. (Fig. 5.23).

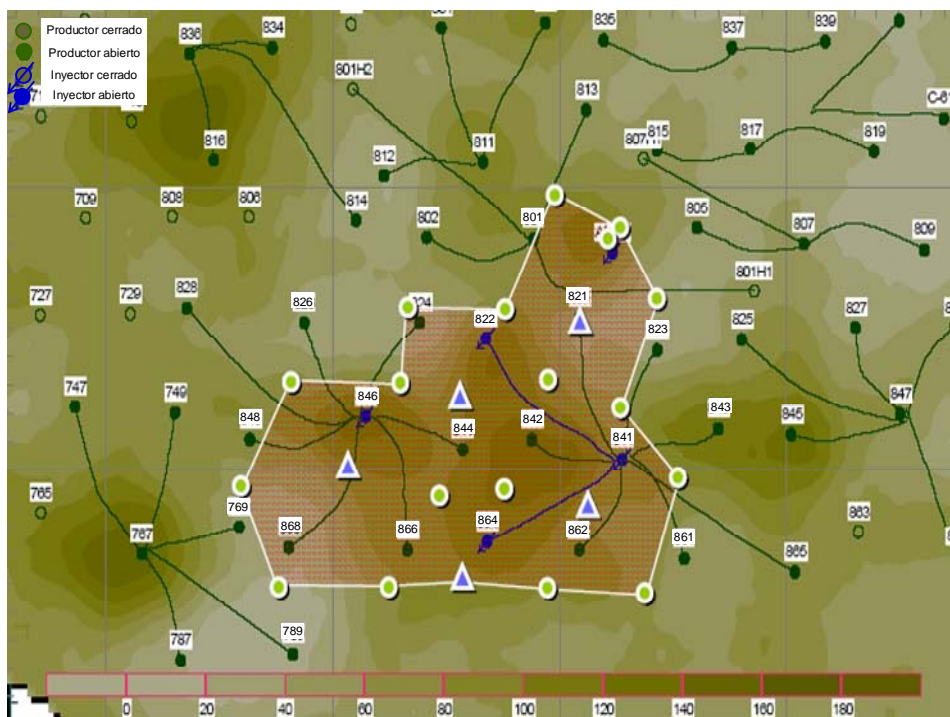


Fig. 5.23 Área piloto.⁹⁸

Dentro de los estudios previos que se han considerado para esta prueba están:

- Pruebas de compatibilidad de fluidos con la formación en base al análisis de núcleos

⁹⁸ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

- Pruebas de calidad del agua a inyectar contemplando agua congénita, agua dulce tratada y agua salada.
- Caracterización del fluido a Inyectar
- Análisis de la Infraestructura, planta de Inyección, bombeo y tratamiento químico del agua.

5.8 PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN

Con el objeto de continuar con la caracterización de yacimientos y la adquisición de información se tiene en el activo un programa que contempla registros de presión de fondo cerrado, fondo fluyente, curvas de variación de presión, pruebas isocronales, muestreo de fondo entre otros. En cantidad y frecuencia que garantice que los datos obtenidos sean confiables sin perder de vista los objetivos económicos. Este programa no es exclusivo del área AFCT objeto del estudio sino que se realiza en la totalidad de los campos que conforman la Región Norte (Fig. 5.24)

ACTIVIDAD	PROYECTO AFCT	PROYECTO APTV	ARENQUE LOBINA	INT. LANKAHUASA	ICPR	INT. TRES HNOS	OCPR (PEF)	ISAJ	TAM. CONST.	TOTAL
REGISTRO DE FONDO CERRADO	219	84	15	8	144	120	108	132	120	948
REGISTRO DE FONDO FLUYENDO	98	38	17	5	98	82	84	80	82	518
CURVAS POTENCIAL	38	11	5	2	24	17	12	12	17	138
CURVAS DECREMENTO	12	3	17	2	12	12	8	12	12	90
CURVAS INCREMENTO	24	3	14		12		12	12		77
M. DE FONDO PVT	4	11	4					2		21
REGISTRO TDT					15			12		27
REGISTRO PLT	7		15	5	8			8		42
CURVAS FALL-OF	24		8			12	3		12	59
RST			4							4
NÚCLEOS			4					2		6
ESTIMULACIÓN					12		4	8		24
TOTAL	424	148	103	20	324	223	231	258	223	1954

Fig. 5.24 Toma de Información.⁹⁹

Por la importancia que reviste el Proyecto Agua Fría-Coapechaca-Tajín se ha programado para el presente año actividades de toma de información estratégica enfocadas a soportar la toma de decisiones en el desarrollo de campos, reparaciones mayores y la implementación del sistema de recuperación secundaria (Fig. 5.25)

⁹⁹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005



Fig. 5.25 Importancia de la toma de información.¹⁰⁰

La Figura 5.25 muestra las diferentes ramas de las geociencias y su interrelación con la toma de Información, indispensable para la conformación de cada una de estas ramas que cubren todos los aspectos necesarios para la elección de la estrategia de desarrollo mas adecuada. Es relevante mencionar que la toma de información se encuentra desde el modelado estático, dinámico, historias de presión-producción, análisis petrofísico entre otros rubros.

5.9 INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN.

Dentro de este proyecto, juega un papel importante la Infraestructura tanto con la que se cuenta actualmente y a la cual se deberán hacer adecuaciones para su interconexión de tal forma que se puedan aprovechar de forma optima las instalaciones disponibles, así como la futura que considera la instalación de tanques, bombas, ductos, entre otros equipos y que será instalada en el campo Agua Fría para lo cual se ha elaborado un diagrama de flujo que muestra el funcionamiento de dichas instalaciones con cada uno de sus componentes actuales y sus características, proyectados para cada etapa (Fig. 5.26).

¹⁰⁰ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

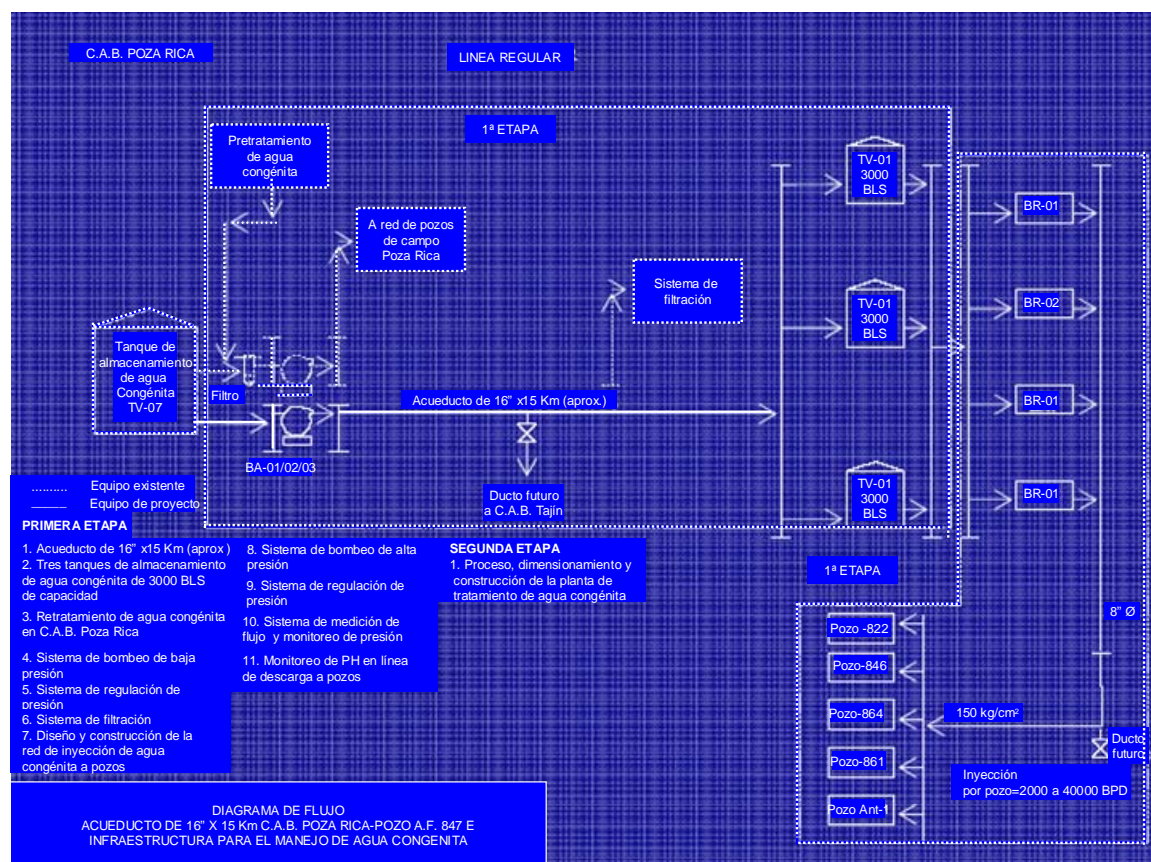


Fig. 5.26 Infraestructura requerida.¹⁰¹

En el año de 2001 el Proyecto AFCT contaba con 5 baterías de separación y 2 estaciones de compresión, infraestructura que permitió manejar la producción de manera oportuna durante los años de 2001 y 2002. La filosofía en el crecimiento de la capacidad instalada, esta basado en la Instalación de Infraestructura modular que permita optimizar las instalaciones conforme vaya creciendo o declinando la producción en las diferentes áreas del proyecto. Actualmente se tienen 7 baterías de separación, 3 estaciones de compresión, y una central de almacenamiento y bombeo, con una capacidad de manejo de 40,000 BPD, producción que se espera obtener en el mediano plazo (Fig. 5.27). En esta se muestra la distribución de estas instalaciones en el área AFCT y la ubicación de la C.A.B en Poza Rica.

¹⁰¹ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

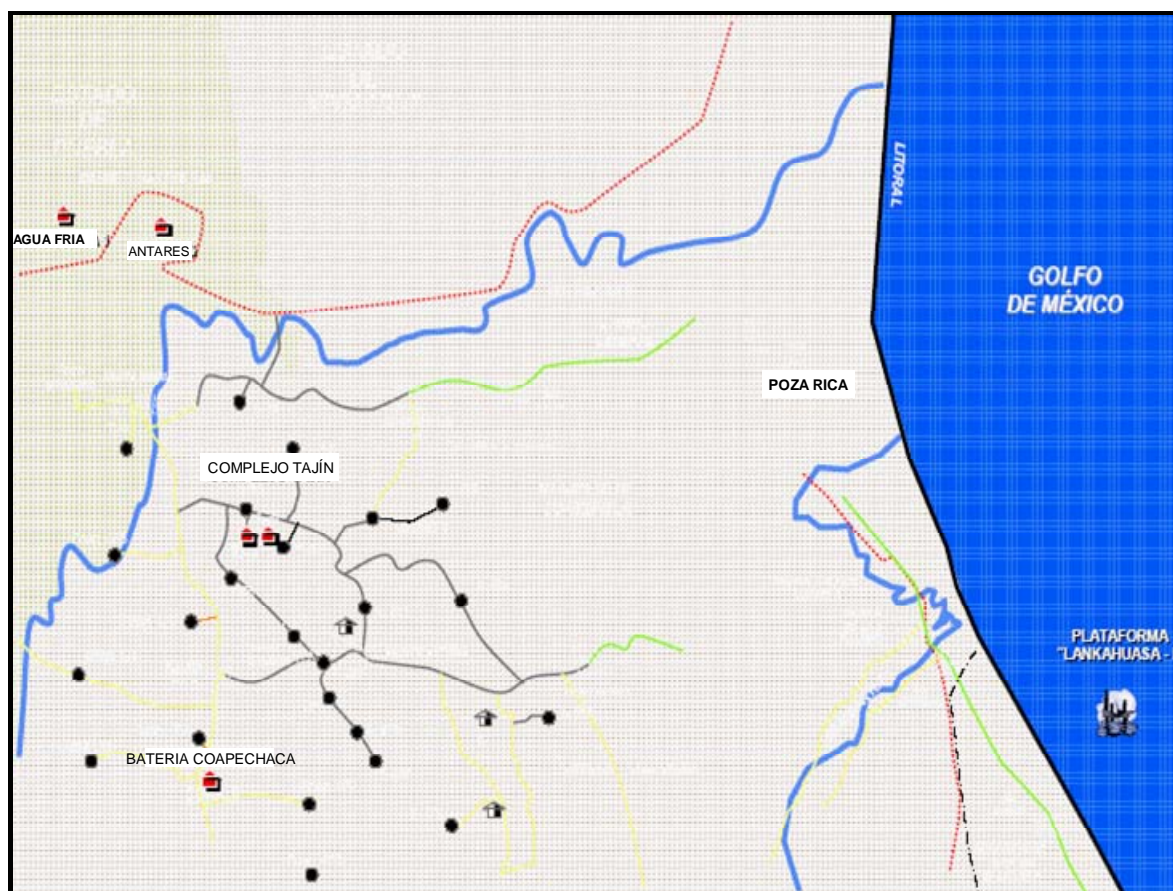


Fig. 5.27 Infraestructura de producción.¹⁰²

5.10 APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Dentro de las tecnologías de vanguardia que se han probado y que se tienen en programa para el Proyecto AFCT, están:

5.10.1 Registro MDT (Probador Modular Dinámico de Formación)

Se trata de una herramienta de prueba de formación, por cable. Cubre un rango muy amplio de adquisición de datos y objetivos de análisis como presión, muestra y determinación de permeabilidades. Representa uno de los avances más grandes que se ha tenido en tecnología.

Como la herramienta es modular, tiene varias configuraciones. Contiene módulo eléctrico, hidráulico, las cámaras y el probador. Los módulos adicionales ofrecen capacidades extras, permitiendo configuraciones óptimas para aplicaciones específicas. Cuenta con módulos intercambiables que permiten la definición del contenido de fluidos de la formación y su potencial productivo para optimizar las pruebas DST, los futuros disparos y reducir así los costos de terminación. Además permite la toma de muestras para análisis PVT, estimación del factor de daño y permeabilidades en fracturas y matriz. Los puntos de prueba pueden ser definidos a partir de los registros geofísicos previos o de imágenes resistivas.

¹⁰² PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

5.10.2 Registros espectrales para detectar longitud de fractura y porcentaje de fluidos recuperados

Existen diversos métodos para la evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de las fracturas. La precisión de las técnicas indirectas de respuesta de pozo esta relacionada con la precisión de los modelos de fracturas y yacimientos que generan la predicción. Sin lugar a dudas, la forma mas común de juzgar la eficacia de la aplicación del tratamiento y su geometría resultante es a través de la realización de de un análisis de la presión neta del tratamiento de fracturamiento inmediatamente después, o incluso durante, el tratamiento. El resultado de este análisis esta íntimamente relacionado con la presión del tratamiento y en consecuencia, se deteriora cuando no se cuenta con datos reales de presión de fondo del pozo. Desafortunadamente, en un gran porcentaje de las operaciones, la presión del tratamiento se mide en la superficie, corregida por la carga hidrostática y las caídas de presión por fricción dentro de la tubería. La presión del tratamiento se mide con más precisión en el fondo del pozo; sin embargo, hasta los datos de presión de tratamiento precisos no reflejan necesariamente la geometría de la fractura. Otra forma de deducir la geometría de las fracturas hidráulicas es mediante la utilización de datos de producción posteriores al tratamiento. Este método determina la productividad de los pozos y se presenta como una geometría efectiva de las fracturas que refleja la porción de la factura hidráulica que esta abierta, que se limpia y contribuye a la producción. Realizar el análisis puede requerir entre varios meses y años de historia de producción y es posible que la geometría de la fractura que ha sido limpiada resulte sustancialmente diferente de la geometría de la fractura creada hidráulicamente.

Se han utilizado métodos referidos a la región vecina al pozo para investigar la presencia de fracturas hidráulicas y estimar su altura. Estos métodos incluyen trazadores radiactivos y registros de temperatura y producción. Si bien estas técnicas se utilizan ampliamente, su limitación radica en que obtienen mediciones en una región situada en el pozo o cerca de este, pudiendo no ser representativas de lo que sucede lejos del pozo.

Los avances registrados en el trazado por isótopos radioactivos durante los procesos de inyección y en los métodos de interpretación que utilizan cientos de canales espectrales, permiten diferenciar mejor la colocación de fluidos y apuntalantes durante los tratamientos de estimulación de etapas múltiples. Los levantamientos de temperatura corridos después de los tratamientos de estimulación identifican las zonas de la región vecina al pozo que han sido enfriadas mediante la inyección de fluidos de fracturamiento y por lo tanto proveen una estimación de la altura de la fractura. Los registros de producción; mediciones tales como flujo de fluido, densidad del fluido y temperatura, se utilizan para identificar los intervalos de disparos que están abiertos y contribuyen al contraflujo o a la producción. Una respuesta de flujo positiva, desde un intervalo disparado, indica que la zona ha sido estimulada, especialmente si se compara favorablemente con registros de producción obtenidos previamente al tratamiento. No obstante, la existencia de flujo hacia el interior del pozo desde un grupo de disparos, quizá no signifique que un intervalo específico haya sido tratado en forma más efectiva porque los fluidos del yacimiento pueden fluir a través de las fracturas hidráulicas en comunicación con una zona adyacente.

EL registro espectral de rayos gamma registra la radiactividad de las formaciones rocosas. Estas emanan del contenido de uranio, torio, y potasio. Muestra la cantidad de cada uno de estos elementos que contribuyen a esta radioactividad. Se pueden calcular cuantitativamente volúmenes de calizas. Sugiere cambios en la litología, y puede ser usado para calcular volúmenes de material radioactivo, indicando ambientes deposicionales y sugiere zonas de fracturas

La sonda de registros es una herramienta de memoria que utiliza la tecnología adaptada para trabajar con unidades de línea de acero, cable de registros e incluso con tubería flexible. Información completa del espectro de rayos gamma, de los 512 canales de detección de la herramienta se almacena cada 1.6 segundos durante el registro, y se descarga una vez que se recupera la herramienta a superficie. Los datos del espectro de rayos gamma tomados en intervalos de tiempo se agregan a la información de profundidad/tiempo obtenida en superficie para proveer un registro de campos en la localización del pozo esto como un medio de control de calidad y para tener una vista preliminar de los resultados del registro final. Las capacidades completas de procesamiento incluyen intensidad de rayos gamma, indicadores de distancia relativa así como ancho de fractura o penetración de los fluidos fracturantes.

5.10.3 Empleo de fluidos fracturantes con baja carga polimérica

Las propiedades de los fluidos de tratamiento desempeñan un rol poderoso en la generación de la geometría de la fractura hidráulica y el emplazamiento efectivo de apuntalante durante cualquier operación de fracturamiento. El ancho, la longitud, la altura y la capacidad de transporte de la fractura dinámica quedan determinados fundamentalmente por el volumen, la viscosidad y el coeficiente de pérdida de fluido. Las características óptimas del fluido de tratamiento también son importantes para la minimización del daño de terminación durante el contraflujo y la limpieza posteriores al tratamiento.

Inicialmente, los criterios de selección de fluidos para las operaciones de fracturamiento y empaque se basaban en las operaciones de fracturamiento convencionales ejecutadas en yacimientos consolidados de baja permeabilidad, donde el ancho de la fractura es reducido (altas tasas de corte del fluido) y la pérdida de fluido es baja; menos enfriamiento de la formación. Esto condujo a la utilización de fluidos de fracturamiento y empaque con altas concentraciones de polímeros y mayores eficiencias, o tasas de pérdida mas bajas, incluso en formaciones con permeabilidades mas altas. No obstante, los ingenieros de terminación de pozos pronto observaron que los fluidos de fracturamiento y empaque menos eficientes con cargas de polímeros menores y tasas de pérdida mayores tienden a causar menos daño a la formación y al empaque de apuntalante, lo que se traduce en un aumento en la productividad de los pozos. El hecho de no considerar los cambios de temperatura y las variaciones de la tasa de corte también se tradujo en cargas de polímeros innecesariamente altas, lo que redujo la posibilidad de lograr el avenamiento en el extremo de la fractura. En consecuencia, los diseñadores comenzaron a basar la selección de fluidos y las cargas de polímeros en los valores de temperatura y las tasas de corte reales presentes en la fractura.

5.10.4 Arenas apuntalantes sintéticas

Los apuntalantes comunes se producen en forma natural, o son de arena recubierta con resina, bauxita de alta resistencia o sintéticos de cerámica, estos son menos erosivos lo que representa una ventaja ya que ocasionan menos desgaste en las instalaciones. Los apuntalantes sintéticos son seleccionados mediante tamizado según las mallas norteamericanas estándar.

Los apuntalantes de cerámica son particularmente útiles para pozos de baja presión debido a la alta permeabilidad que se logra con este tipo de sustentantes. De hecho, presentan una esfericidad casi perfecta que es un factor muy importante en la obtención de fracturas de alta permeabilidad. Por otro lado, los sustentantes de cerámica favorecen la pérdida de material debida al contraflujo precisamente por la presencia de la alta esfericidad.

5.10.5 Empleo de resinas para evitar el regreso de arena en las operaciones de fractura

Las terminaciones existentes y algunos nuevos pozos poseen disparos que no están orientados el plano preferencial de fracturamiento ni con fase óptima de 0° a 180°. Estos disparos “no alineados” pueden convertirse en una fuente de producción de arena, especialmente a altos gastos de producción y altas caídas de presión. Para consolidar la formación, se unen los granos individuales de la formación por inyección de resinas orgánicas, en combinación con el tratamiento de fracturamiento y la dicción de fibras. Esta técnica estabiliza un volumen limitado con forma de collar alrededor del pozo y de los disparos cuando las resinas se distribuyan de forma uniforme a través de los intervalos disparados. Algunas resinas crean una región consolidada de alta resistencia, a la vez que solo reducen moderadamente la permeabilidad de la formación. La utilización de estos sistemas mantiene algo de productividad después de la consolidación aun sin fracturamiento. Otros sistemas disminuyen considerablemente la permeabilidad de la formación o sellan completamente la región vecina al pozo. Tratamientos de fracturamiento subsecuentes extienden las fracturas apuntaladas más allá de la zona alterada para conectar al pozo con la formación no dañada y controlar la producción de arena. La consolidación fortalece las formaciones pobremente consolidadas y minimiza el riesgo del influjo de arena provocado por disparos no alineados y potencialmente no tratados. Los aditivos para el control de contraflujo en empaques de apuntalante previenen la producción de arena a través de los disparos que no se comunican con la fractura. Esta zona es menos propensa a producir arena. En pozos que ya cuentan con empaques de grava convencionales, la consolidación estabiliza la grava en los disparos y en los disparos y en los empaques del espacio anular que hay entre los cedazos y la tubería de revestimiento. Esta consolidación puede mejorar o extender la productividad del pozo. Durante el fracturamiento, las técnicas de consolidación también ayudan a prevenir los avenamientos prematuros limitando las pérdidas de fluido de tratamiento en los empaques de grava existentes, altamente permeables o en la región vecina al pozo.

5.10.6 Herramientas de cierre en el fondo

Las herramientas de cierre de fondo son usadas para determinar más exactamente varios parámetros que se deben obtener a esas condiciones como presión, temperatura y flujo de fluidos de la sección productora en el pozo. A la vez que proporciona varios beneficios entre los que se encuentran, eliminar o reducir drásticamente el efecto de almacenamiento pozo durante los estudio de incremento de presión, elimina la distorsión de los datos causados por la expansión del gas, la segregación entre las fases, el goteo en las válvulas y/o tubería de producción y disminuye el tiempo de las pruebas.

La herramienta incluye un sistema de válvulas, un motor, una batería y microprocesador para permitir que el flujo a través de ella y por lo tanto, del pozo pueda detenerse periódicamente de tal modo que los datos de fondo del pozo en la zona productora se puedan medir y registrar. Es decir, el ensamble de la válvula se cierra periódicamente sellando la formación productora de la superficie de tal modo que el perfil de presión y temperatura puede registrarse en los sensores sujetos a la herramienta. Después de que se ha colectado la cantidad de datos deseada el ensamble de la válvula se abre y el flujo se dirige nuevamente a través de la herramienta. La herramienta y los sensores son devueltos a la superficie periódicamente para descargar los datos que permiten medir y predecir las características presentes y continuas de la formación productora. Es decir, en la operación la válvula se abre y cierra por el motor en respuesta a la instrucción del microprocesador. La herramienta se programa normalmente en la superficie para que la válvula abra y cierre alternadamente un determinado número de veces. El tiempo

específico entre la apertura y el cierre y el número de veces que se realizaran dependen de la información específica que se desee obtener y de las características de la formación.

Las herramientas de cierre de fondo deben contar con válvulas de reacción rápida para obtener la lectura de las presiones seguida inmediatamente del cierre preciso de la válvula. En el pasado las válvulas tardaban dos o tres minutos para cerrarse además de que necesitaban que los datos fueran sujetos a varios algoritmos de compensación para compensar la distorsión de los datos durante el cierre de la válvula. Si bien cada algoritmo, puede ser parcialmente efectivo en la predicción instantánea del incremento de presión estas técnicas de compensación son sujeto de errores y por lo tanto es necesario que las herramientas tengan válvulas de cierre instantáneo para que los datos de presión puedan ser obtenidos instantáneamente.

5.10.7 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 varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie. En el caso de reentradas, estas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de side-tracks (apertura de ventanas en tuberías de revestimiento) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existentes, cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados. El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo.

5.10.8 Sistemas artificiales de punta

5.10.8.1 Bombeo por cavidades progresivas

La bomba de cavidades progresivas es una máquina volumétrica que tiene la función de transferir un fluido de una región de baja presión a una región de alta presión. Esta clasificada por el American Hydraulic Institute como una bomba rotatoria de desplazamiento positivo. Una bomba de desplazamiento positivo incrementa la presión del fluido a través de la aplicación de una fuerza directamente al volumen del fluido. El gasto está en función de la geometría y la velocidad de operación. Estas bombas no tienen válvulas o elementos de sello, el flujo es continuo, pueden trabajar eficientemente con fluidos viscosos, no crean turbulencia y pueden trabajar con presiones de entrada bajas.

El principio de operación de la bomba está basado en la creación de cavidades internas las cuales son desplazadas axialmente. La bomba está compuesta por un elemento llamado rotor y un elemento fijo llamado estator. El rotor helicoidal de acero gira dentro del estator de elastómero helicoidal doble. Como el rotor gira excéntricamente en el estator, una serie de cavidades selladas forman 180 grados y evolucionan desde la entrada a la bomba hasta la descarga. Como una cavidad disminuye, otra es creada al mismo tiempo, resultando en un flujo continuo. La eficiencia volumétrica es directamente proporcional al número de rotaciones de la bomba y al tamaño de la cavidad formada. El desempeño de este sistema se muestra en la Tabla. 5.1.

	Uso normal	Uso extremo	Uso Riesgoso
Profundidad de la bomba	<3000 [ft] <900 m	3000-5000 [ft] 900-1520m	>7000 [ft] >2100m
Fracción de gas	0% - 40 %	40% - 60 %	>60 %
Gasto de aceite	10 – 1500 BPD	1500 – 3000 BPD	>4000 BPD
Temperatura de entrada	100 °F – 160 °F	160 °F – 200 °F	>200 °F

Tabla. 5.1 Desempeño del sistema de bombeo por Cavidades progresivas

5.10.8.2 Bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico es un sistema artificial donde se transmite energía al fondo del pozo mediante la inyección de un fluido presurizado a través de las tuberías del pozo. A este fluido presurizado se le llama fluido motriz y puede ser agua, aceite o una mezcla de estos. La energía es adicionada a los fluidos del yacimiento mediante una bomba instalada en el fondo, esta bomba puede ser de tipo pistón o jet.

Las presiones superficiales de operación, presión de inyección, de los sistemas hidráulicos usualmente varían de 2,000 a 4,000 [psi]. Normalmente para generar estas presiones se utilizan bombas triplex o quintuplex de desplazamiento positivo cuya fuerza motriz puede ser proporcionada por motores eléctricos o de combustión interna, para la conducción y control de los fluidos se utilizan válvulas de control y conexiones de tubería así como uno o dos tanques que actúan como separadores.

El sistema funciona de la siguiente manera, en el o los tanques de la unidad superficial se recibe el fluido producido, que es una mezcla del fluido del pozo con el fluido inyectado, de aquí se envía una parte a la batería de producción y el restante una vez limpio de sólidos es succionado por la bomba múltiple para ser inyectado hacia el pozo para que la bomba de fondo realice su función.

Como se puede observar en la Tabla. 5.2 se puede manejar una amplia variedad de condiciones por los sistemas de bombeo hidráulico.

Profundidad de operación	Volumen de operación	Temperatura de operación
Pistón: 17,000 pies verticales	Pistón: 50 – 1,000 BFPD	0 – 500 °F
Jet: 20,000 pies verticales	Jet: >15,000 BFPD	

Tabla. 5.2 Condiciones de manejo del sistema de bombeo hidráulico

Además permite inyectar químicos para prevenir corrosión, formación de parafina y emulsiones junto con el fluido motriz. Cuando se están bombeando fluidos muy viscosos el fluido motriz puede ayudar a disminuir la viscosidad y mejorar el flujo.

5.10.9 Inyección de trazadores químicos

Un trazador es una sustancia que, incorporada a un proceso natural o artificial, permite estudiar la evolución y dinámica del mismo a través del seguimiento de su propio comportamiento. Ejemplos de trazadores son: sólidos en suspensión, colorantes, sales y radioisótopos. La principal ventaja de éstos es la posibilidad de localizarlos por medio de las radiaciones que emiten. Un trazador, cualquiera sea su naturaleza, debe cumplir con el requisito fundamental de seguir fielmente al medio marcado.

El empleo de trazadores brinda una información de inestimable valor respecto al comportamiento dinámico del agua de inyección y del hidrocarburo recuperado en yacimientos que operan bajo asistencia hídrica. La información que surge de su aplicación no puede ser obtenida por medio de ninguna otra técnica por lo que constituyen la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por el cierre o habilitación de nuevos pozos, alteración del régimen de extracción, existencia de heterogeneidades en la roca almacén o comunicaciones verticales entre estratos.

La operación consiste en la incorporación al pozo, en forma conjunta con el agua de inyección, de una solución acuosa en la que se encuentra el trazador en una forma química apropiada. Una planificada y ordenada extracción de muestras en los pozos productores posibilita la generación de gráficos representativos de las curvas de respuesta o transferencia.

Los resultados obtenidos a partir de dichas curvas permiten efectuar el cálculo de los tiempos de tránsito entre inyector y productores y del factor de reparto de agua de inyección entre los distintos pozos como así también determinar canalizaciones preferenciales, barreras geológicas y la existencia de múltiples estratos dentro de una única capa. Asimismo, resultan una herramienta de gran utilidad para ajuste y validación de modelos matemáticos.

En el caso particular de yacimientos ubicado mar adentro, donde se manejan grandes caudales de agua para abastecer un limitado número de pozos, la información suministrada por un único estudio, aplicada al conjunto del yacimiento, puede ser relevante para el futuro régimen de explotación del yacimiento

Los trazadores químicos constituyen una alternativa y un complemento para los radiotrazadores aunque, en general, la operación de inyección resulte más complicada debido a los grandes volúmenes involucrados. En efecto, es normal tener que incorporar algunos miles de litros de un compuesto de tiocianato o de algún alcohol en lugar de los pequeños volúmenes que usualmente se requieren cuando se trabaja con radioisótopos. El volumen de las muestras también suele ser mayor a causa de la menor sensibilidad de detección. Estos trazadores químicos son inertes (no reactivos), no se degradan y pueden ser detectados y cuantificados a concentraciones muy bajas. Algunos ejemplos de Trazadores Químicos Fase Gas y aceite son:

- Gases Inertes (nitrógeno, argón, helio, neon)
- Hexafluoruro de Azufre (SF₆)
- Compuestos Cíclicos Perfluorinados (PFCs)

5.10.10 Pruebas de tomografía sísmica para detectar orientación de fracturas generadas

El método de la tomografía sísmica utiliza las ondas elásticas como elemento a partir del cual es posible obtener una imagen con la distribución espacial de las velocidades sísmicas dentro de un volumen de roca, permitiendo definir contactos entre distintas litologías, estado de alteración o meteorización de los materiales elementos geológicos de distinta naturaleza como fallas, zonas de fractura, presencia de cavidades entre otras.

El principio básico de la técnica de tomografía es deducir un modelo de la velocidad de transmisión de las ondas en el terreno por la medición del tiempo necesario para que las ondas (sísmicas, electromagnéticas, etc.) se transmitan desde un conjunto de fuentes a un conjunto de receptores. A partir de un conjunto de sondeos, con información puntual, es posible obtener un conjunto de tomogramas que definen el macizo rocoso en estudio de forma continua.

Como se puede apreciar de lo anterior, mayoría de las nuevas tecnologías mencionadas esta orientada al mejoramiento de los tratamientos de fracturamiento hidráulico ya que se trata de operaciones necesarias debido a las condiciones particulares de los yacimientos en la Cuenca de Chicontepec y enmarcadas en el objetivo de lograr incrementar los niveles de producción adquieren carácter de prioritarias además de que se deben realizar de forma intensiva para obtener mejores resultados.

No obstante, de la aplicación de varias de estas técnicas se desprenden varios otras aplicaciones necesarias para el mejor aprovechamiento de las reservas probadas así como la incorporación de nuevos volúmenes a estas.

5.11 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN

El pronóstico de producción en el escenario 2006-2020 (Fig. 5.28) contempla la perforación de 1237 pozos, 1344 reparaciones mayores, 264 reparaciones menores, 1200 km de ductos, y la construcción de 24 baterías. La declinación considerada en el primer año es del 50%, en el segundo año de 18%, en el tercer año 13%, en el cuarto año 11%, en los subsecuentes 9 y 8% de manera asintótica.

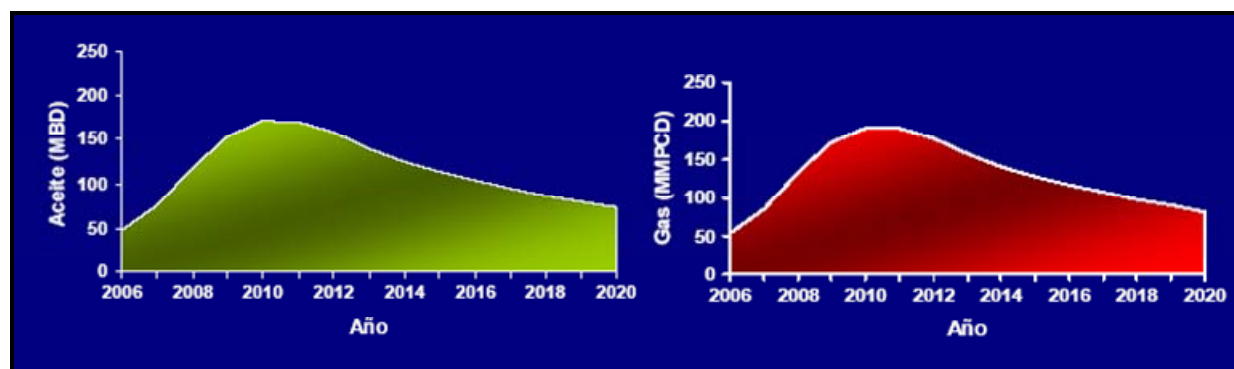


Fig. 5.28 Perfiles de producción.¹⁰³

¹⁰³ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

El pronóstico elaborado, considera la recuperación de 1057 MMBPCE en un período de 15 años, sin embargo para recuperar la reserva 2P que es de 4,000 MMBPCE, se requiere un tiempo de 45 años, con un esquema moderado de perforación terminando del orden de 200 a 500 pozos por año. Por su gran extensión geográfica y la gran cantidad de hidrocarburos que tiene como reserva, el proyecto contempla la perforación de 5,800 pozos con una inversión del orden de 200,000 MMpesos. Es conveniente resaltar que de incrementarse la capacidad de ejecución de perforación hasta un mínimo de 1000 pozos por año, se requerirían del orden de 25 años para recuperar la reserva 2P.

5.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El Proyecto AFCT ha tenido a la fecha grandes inversiones, principalmente en pozos e infraestructura lo que ocasiona que su VPN al año 2005 fue de - 2083 MM Pesos, (Fig. 5.29) cifra que refleja las erogaciones mencionadas. El tiempo de recuperación de la inversión se pronosticó para el año 2006, en sus dos escenarios que consideran reparaciones mayores y la operación y el mantenimiento de pozos respectivamente.

En cuanto se tenga definido el proyecto de Inyección de agua, los indicadores financieros mejorarán sustancialmente debido al incremento del factor de recuperación.

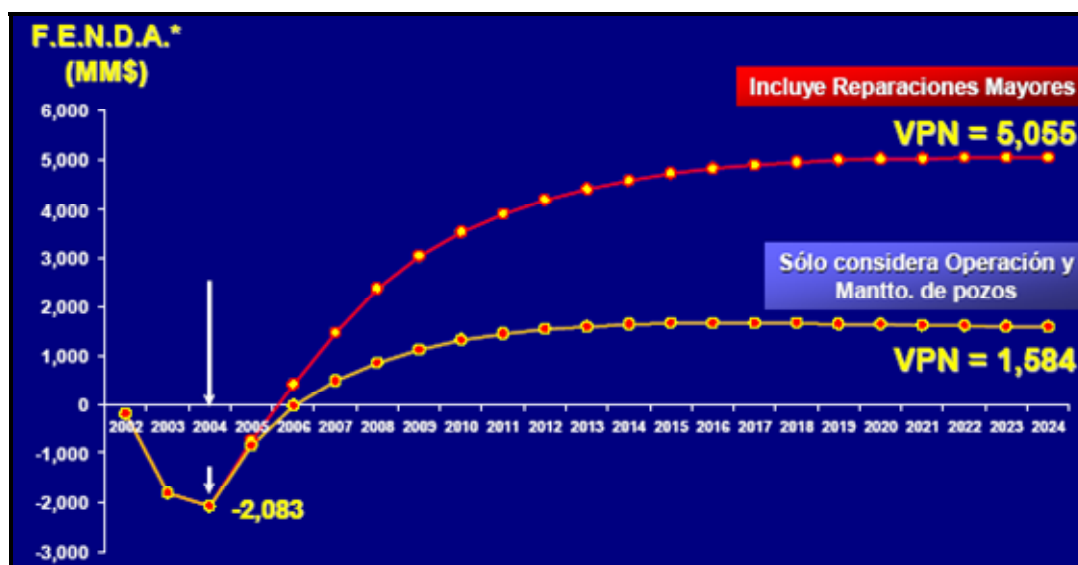


Fig. 5.29 Evaluación concurrente.¹⁰⁴

Es conveniente mencionar, que aún cuando el Proyecto no ha generado valor, se han recuperado 8.5 MMB en su última etapa (2002-2005) además de que el 95 % de los pozos han resultado volumétricamente rentables.

Dentro de las áreas de oportunidad consideradas para la reducción de costos, están las operaciones de perforación, las cuales mediante el empleo de tecnología de vanguardia y mejores prácticas han reducido sus costos de \$35 MM a \$15 MM por pozo perforado y terminado, lo que corresponde a una reducción del 57% (Fig. 5.30)

¹⁰⁴ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

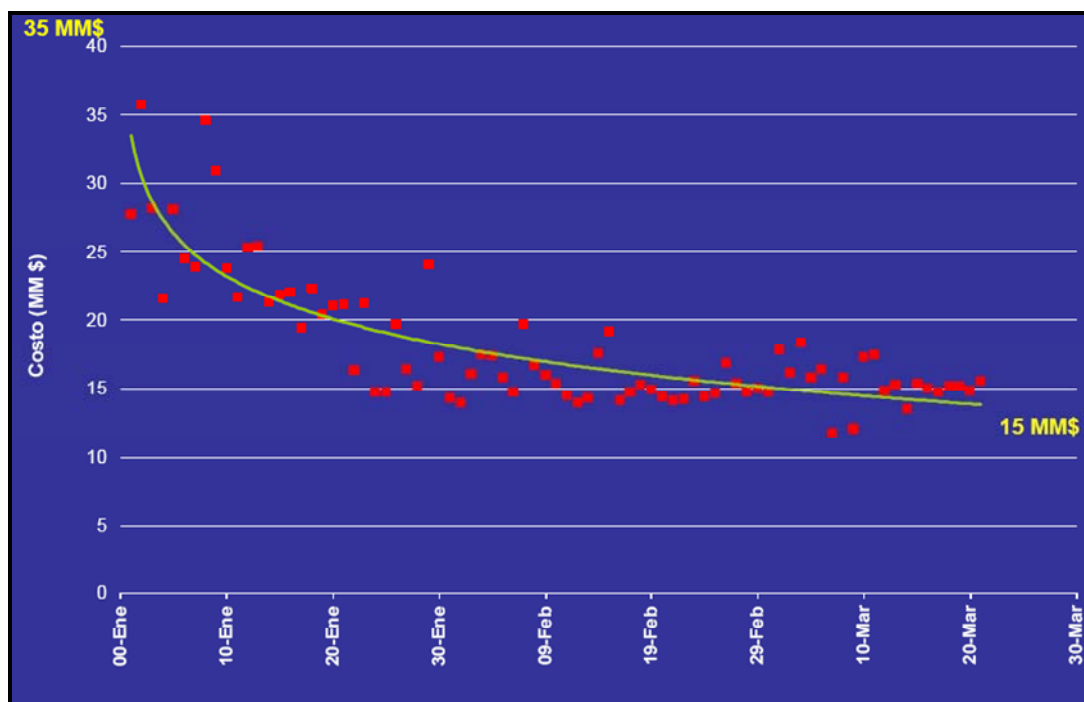


Fig. 5.30 Reducción de costos de perforación.¹⁰⁵

5.13 PRESUPUESTO

En el año 2004, se redocumentó el proyecto solicitando para el mismo un cambio de monto y alcance. En el año 2005 se autorizó el mismo, incrementando su inversión de \$4,800 MM a \$38,270 MM (Fig. 5.31), que significa crecer en 8 veces más respecto al presupuesto original. Esta inversión contempla la perforación de 1,237 pozos, 1,344 reparaciones mayores, 264 reparaciones menores, además de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción.

Con la inversión mencionada que corresponde a 3,479 MMUSD a un tipo de cambio de 11 Pesos por Dólar se requerirían producir 3 MMB para pagar la inversión. Como referencia, el Proyecto ha recuperado 8.5 MMB en 3 años por lo que se demuestra que el Proyecto es altamente rentable.

De la inversión autorizada el 70% que corresponde a \$27,000 MM son para actividades de perforación y mantenimiento de pozos, el resto se destinará para Obras de Infraestructura, Seguridad Industrial, Mantenimiento, Desarrollo Tecnológico y Mano de Obra.

¹⁰⁵ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

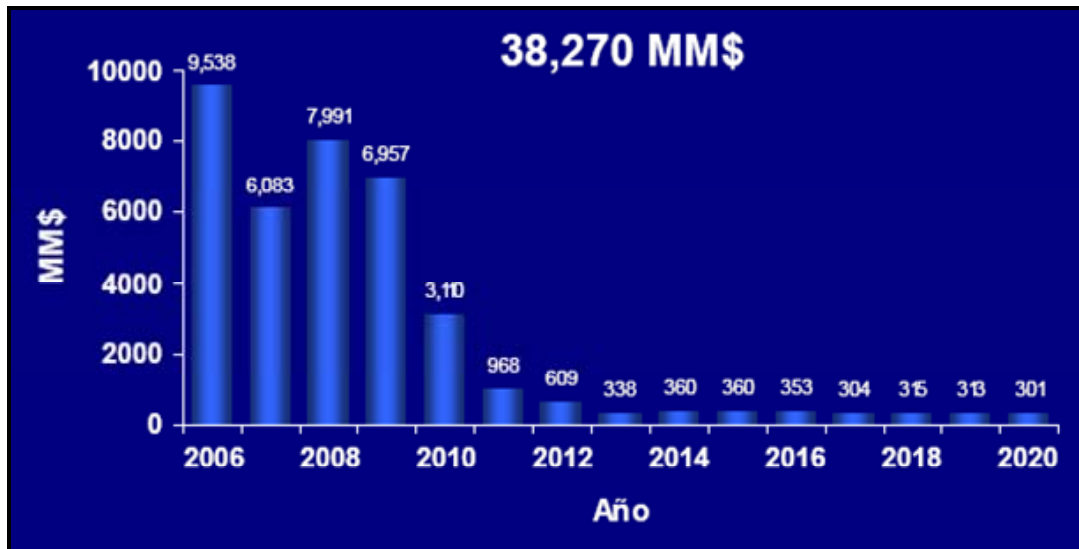


Fig. 5.31 Inversión autorizada.¹⁰⁶

¹⁰⁶ PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005

CONCLUSIONES

- * La Cuenca de Chicontepec se ubica dentro de la Provincia petrolera Tampico-Misantla y es una de las cuencas petroleras más importantes por su volumen total de reservas.
- * La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, asociada a los levantamientos de la Sierra Madre Oriental y a la rotación de la plataforma de Tuxpan durante la orogenia laramídica, en una depresión que corresponde a una cuenca sintectónica.
- * La producción de aceite y gas proviene de areniscas del Cenozoico (Paleoceno – Eoceno Inferior), en cuerpos lenticulares arenosos, barras de arena y rellenos de canales.
- * El Modelo Geológico comprende una serie de eventos de múltiples episodios de depositación terrígena que comprende turbiditas, abanicos submarinos y rellenos de canales.
- * La cuenca de Chicontepec presenta características complejas en los yacimientos, que representan retos para el desarrollo como: estratificación areno-arcillosa con bajos valores de permeabilidad, gran discontinuidad a los cuerpos arenosos, baja productividad de los pozos, bajo factor de recuperación, área a desarrollar extremadamente extensa con grandes requerimientos de capital.
- * Chicontepec cuenta con una reserva certificada (3P) de 17,796 MMBPCE distribuida en 5 áreas.
- * El proyecto Chicontepec es una alternativa viable que puede contribuir significativamente a incrementar la producción de aceite y gas de México.
- * Dada la magnitud y los retos del proyecto Chicontepec, está jerarquizado en áreas con aceites de calidades que varían entre 19 – 45° API, las cuales se pueden desarrollar en función del grado de conocimiento de las mismas, la estrategia de PEP y de los niveles de inversión.
- * Por el grado de conocimiento que se tiene y por tratarse de aceite ligero de 40 °API ubicado en el depocentro de la cuenca, el Área 2 puede alcanzar una producción de aceite del orden de 200 MBD y 300 MMPCD de gas, pero se requiere de la perforación de mas de 10,000 pozos.
- * Si bien los costos de extracción son altos en el área Agua Fría-Coapechaca-Tajín (11 Dlls/BPCE), de acuerdo con las proyecciones económicas se espera que estos disminuyan en función del incremento de producción del área (6.4 Dlls/BPCE a partir del 2006). Lo cual es aplicable a todo el proyecto en su conjunto, con mayor impacto en la reducción de costos, sin embargo, si los precios del petróleo crudo se mantienen en los niveles actuales, la inversión en Chicontepec es altamente rentable.
- * Para desarrollar la reserva 1P (Probada) de aceite de 6,472 MMBIs, se requieren perforar del orden de 12,000 pozos con una inversión superior a los 250,000 MM\$, con una

estrategia de ejecución de 500 a 600 pozos por año e inversiones alrededor de los 1,100 MMDLS/año, para ello se requerirían alrededor de 50 años para extraer la reserva probada.

- * El aumento en la productividad de los pozos está íntimamente relacionado con la técnica de perforación utilizada, su terminación asociada y los tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- * El Proyecto Chicontepec es rentable en su conjunto, y de manera independiente en cada una de las áreas, con indicadores económicos competitivos.
- * Con la realización del proyecto integral es posible alcanzar una producción máxima de aceite y gas del orden de 1000 MBPD y 1,500 MMPCD respectivamente a los 11 años de iniciado el proyecto.
- * El área Agua Fría-Coapechaca-Tajin es la de mayor interés, debido no solo al nivel de reservas disponibles sino que además presenta las mejores características de los yacimientos y se dispone de la infraestructura requerida para el manejo de la producción.
- * Es fundamental multiplicar la actual capacidad de ejecución. Se estima que para alcanzar una producción cercana a los 600 MMBPD se requerirá perforar un promedio de mil pozos al año en la Cuenca de Chicontepec.
- * Lograr que la cuenca pueda producir alrededor de 550 a 600 MMBPD hacia el año 2021, requerirá del desarrollo y administración de tecnologías específicas que incrementen significativamente la productividad por pozo, controlando al máximo los costos.
- * Se estima que los costos de desarrollo y producción por barril serán significativamente superiores al promedio actual, por lo que el desarrollo de los campos estará condicionada por los precios internacionales de los hidrocarburos.

RECOMENDACIONES

- * Obtener un mayor conocimiento del subsuelo empleando los atributos sísmicos en tres dimensiones y realizar mejoras en los modelos geológico, geoestadístico y petrofísico.
- * Iniciar la explotación de Chicontepec en el área Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco donde existen importantes reservas de hidrocarburos de mas de 40° API.
- * Implementar la aplicación de nuevas tecnologías como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados, sistemas artificiales de producción más eficientes y sistema de recuperación secundaria que permitan incrementar los niveles de producción.
- * Optimizar las operaciones de terminación con tratamientos de fracturamientos múltiples con lo que se obtendría mayor productividad y menor costo.
- * Por las condiciones del yacimiento, desde el inicio de su explotación es conveniente continuar con el proceso de Recuperación Secundaria, monitorear y optimizar el plan que permita incrementar el Factor de Recuperación del 7% al 13%.
- * Realizar pruebas de laboratorio para mejorar el conocimiento del comportamiento del flujo de fluidos,
- * Contar con un modelo de simulación óptimo que permita visualizar, analizar y dar respuesta sobre la explotación del yacimiento, antes, durante y después de la inyección de agua
- * Optimizar el manejo de la producción a través de macroplataformas de 19 pozos.
- * Reducir los costos de perforación, mantenimiento e infraestructura adoptando las nuevas filosofías de trabajo en equipo que han demostrado su eficacia.
- * Ejecutar los planes de perforación y fracturamiento intensivos que permitan obtener los niveles de producción determinados en los estudios realizados. Aprovechando el contexto económico mundial que ha llevado a alcanzar precios record de los hidrocarburos en los últimos años.
- * En el ámbito nacional las condiciones son favorables para centrar la atención en la Cuenca de Chicontepec donde se encuentra un volumen considerable de reservas y se cuenta con un nivel de desarrollo avanzado a diferencia de las aguas profundas en el Golfo de México donde hay una mayor incertidumbre.
- * Dado que la Cuenca de Chicontepec involucra un ambiente ecológico y social sensible, se debe implementar un programa de atención a la comunidad y de respeto por el medio ambiente que prevenga futuros daños ecológicos y conflictos sociales que generen sanciones económicas, pero sobre todo propicien un clima de bienestar entre los habitantes de las comunidades que se vean involucradas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Vázquez H. Andrés R. "Introducción a la Geomecánica Petrolera" V.V.A. Consultores. 2003
2. J. Quiroga, R. Valera, A. Fernández, A. Arias y H. Bravo. "Innovative Technology/Best Practices Maximizes ROP Saving the Operator \$U.S. 1.5 Million in Chicontepec Project, México" SPE 103954. 2006
3. PEMEX UPMP. "Manual de Diseño de la Perforación" 2003.
4. "Michael J. Economices, and Larry T. Watters and Dunn – Norman Shari, "Petroleum Well Construction" 1988
5. PEMEX Exploración y Producción Región Norte. Gerencia Integrada de Activos. "Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira". 2005. No publicado
6. R. León-Ventura, G. González-G., And H. Leyva-G. "Evaluation of Horizontal Well Production". SPE 59062. 2000
7. Robbins, Raúl "Curso Conc. Fundamentales de Ing. Petrolera y Campos de acción". No publicado.
8. S. Lacy, W. Ding and S.D. Joshi, Joshi Technologies International, Inc. "Horizontal Well Applications and Parameters for Economic Success". SPE 23676. 1992
9. Schlumberger, "Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo, Perforación Direccional. 2005
10. Centro Nacional de Desarrollo Municipal. Gobierno del estado de Puebla. Enciclopedia de los municipios de México. 1999
11. INEGI. Segundo Censo Nacional de Población y Vivienda. 2005.
12. Secretaria de Finanzas Y Planeación del estado de Veracruz. Cuadernillos municipales. 2008
13. González- García, P. y Cruz-Helú P. "60 años de Exploración Petrolera en México" Boletín del 50 Aniversario de la Asociación de Geólogos petroleros de México. 2000.
14. González y Holguín, "El concepto de Sistema Petrolero y la geoquímica orgánica en México" Bol. AMGP. Vol. XLIX. NUMS. 1 Y 2. 2001.
15. González y Holguín. "Las rocas generadoras de México". Bol. AMGP Vol. XLII. NUM. 1. 1992
16. Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática 2007
17. Magoon, L.B., The Petroleum System A classification scheme for research, resource assessment and exploration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol.71. NUM. 5. 1987
18. PEMEX Exploración y Producción Región Norte, 2006. No publicado
19. Por las carreteras de México. Guía Roji. México 2006.
20. Proyecto Chicontepec. Coordinación de diseño de explotación. PEMEX Exploración y Producción Región Norte 2005. No publicado
21. Proyecto Integral Chicontepec PEMEX 2005
22. Proyecto Integral Chicontepec PEMEX REGIÓN NORTE. 2005. No publicado
23. Reservas de Hidrocarburos de México PEMEX 2005. Publicación Anual.
24. PEMEX Exploración y Producción. UPMP Un siglo de la perforación en México. 2000.
25. Ballinas Navarro J. "Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation" SPE 23622. 1992.
26. Chris J. Cheatwood and Alfredo E. Guzman. "Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and

- Chicontepec Field México” SPE 74407. 2002.
27. Maghsood Abbaszadeh, Osamu Takano, Tatsuo Shimamoto, Nintoku Yazawa, Francisco Murguía Sandria. David H. Zamora Guerrero y Fernando Rodríguez de la Garza. “Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of México”. SPE 84052. 2003.
28. Sergio Berumen, Penelope Kaiser, Heron Gachuz, Abraham de Swaan y Juan M. Rodríguez. “Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajín Field”. SPE 9205. 2004.
29. Noel Tyler, Heron Gachuz-Muro, Jesus Rivera, Juan Manuel Rodriguez Dominguez, Santiago Rivas-Gomez, Roger Tyler y Victor Hugo Nuñez-Vega. “Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México”. SPE 92077. 2004.
30. P. Birkle, K. Pruess, T. Xu, R.A.H. Figueroa y M. Díaz López. “Using Laboratory Flooding Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica-Altamira Field, México”. SPE 103869. 2006.
31. S. Centurion, M. Rengifo, M. Cortona F. Padilla y A. Lavalle. “Successful Application of a Novel Fracturing In the Chicontepec Basin, México”. SPE 103879. 2006.
32. S. Takahashi, M. Abbaszadeh, K. Ohno, H.S. Soto y L.O.A. Cancino. “Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fría, Coapechaca, and Tajín Fields of Chicontepec Basin”. SPE 103974. 2006.
33. Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr. “Applied Drilling Engineering” Society of Petroleum Engineers Richardson, TX 1986.
34. Soto B, Rodolfo. “Curso Petrofísica de Yacimientos”, Ph. D. EXGEO. No publicado.
35. Márquez, Leonardo, “Taller Básico de Análisis nodal” PDVSA, Exploración y Producción, Unidad De Explotación Tía Juana Lago, Gerencia De Desarrollo De Yacimientos, 1999.
36. Garaicochea Petrirena Francisco, Bernal Huicochea César, Oscar López Ortiz. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
37. Heberto Ramos Rodríguez y Daniel Zinat Conte. “65 aniversario de los registros eléctricos en México” PEP Región sur.
38. Manuel Ramones. “Ingeniería de Yacimientos” PEP. 2001.
39. Craig H. Bivins. Curtis Money, Cris Fredd, John Lassek, Phil Sullivan, John Engels. Eugene O. Fielder, Tim Gorham, Tobias Judd; Alfredo E. Sanchez Magallon, Llioyd Tabor, Ariel Valenzuela y Dan Willberg. “Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento Hidráulico” Oilfield Review. Otoño de 2005.
40. Kalon F. Degenhardt, Jack Stevenson, Byron Gale, Duane Gonzalez, Scott Hall, Jack Marsh y Warren Zemplak. “Aislamiento y Estimulación Selectivos”. Oilfield Review. Invierno 20021/2002.
41. Marco A. Corona Corbalá, Hugo Morán, Sael Orillan, Francisco Alvarez. “Optimización de la perforación en el área del Paleocanal Chicontepec” Revista Ingeniería Petrolera. VOL. XLV. NUM. 3. Marzo 2005.