



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO AGUA FRÍA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

OSVALDO JOAQUÍN LÓPEZ BELTRÁN



Director de Tesis
Ing. Javier Arellano Gil

México, D.F., Cd. Universitaria, Mayo del 2013

AGRADECIMIENTOS

EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO AGUA FRÍA EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

RESUMEN.....	1
CAPITULO I. GENERALIDADES	4
1.1. Introducción.....	4
1.1.1. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.....	5
1.1.2. Ubicación del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec.....	8
1.1.3. Información técnica del proyecto Aceite Terciario del Golfo.....	9
1.1.4. Superficie estratigráfica de control.....	9
1.1.5. Reservas de la Cuenca de Chicontepec.....	10
1.2. Objetivos.....	12
1.2.1. Objetivo General.....	12
1.2.2. Objetivos Particulares.....	12
1.3. Importancia Económica.....	12
1.3.1. Importancia Económica de la Cuenca de Chicontepec.....	12
1.3.2. Importancia Económica del Campo Agua Fría.....	12
1.4. Desafío tecnológico.....	13
1.4.1. Principales retos en la Cuenca de Chicontepec.....	14
1.4.2. Tecnologías emergentes.....	14
1.4.3. Tecnologías a utilizar.....	15
1.4.4. Estrategias de explotación.....	16
1.4.5. Infraestructura de operación.....	17
1.4.6. Estrategias de perforación.....	17
1.5. Complejidad de los Yacimientos.....	18
1.6. Áreas de Oportunidad.....	18
1.7. Estado del Arte.....	19
1.7.1. Estrategias de estimulación en la Cuenca de Chicontepec.....	21
1.7.2. Incremento de la producción en la Cuenca de Chicontepec.....	22
1.7.3. Últimos trabajos realizados sobre la Cuenca de Chicontepec.....	22
CAPITULO II. MARCO GEOLOGICO REGIONAL	24
2.1. Sedimentología.....	25
2.1.1. Ambientes de Depósitos Sedimentarios.....	27
2.1.2. Modelo sedimentario.....	28
2.1.3. Clasificación de facies.....	29
2.1.4. Aspectos sedimentológicos-estratigráficos del Campo Agua Fría.....	30
2.1.4.1. Megasecuencia Inferior (Unidad 1).....	32
2.1.4.2. Megasecuencia Media (Unidad 2).....	32
2.1.4.3. Megasecuencia Superior (Unidad 3).....	33
2.2. Estratigrafía.....	33
2.3. Geología Estructural.....	35
2.3.1. Deformación Intraformacional.....	35
2.3.2. Plegamiento laramídico.....	36
2.3.3. Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.....	37
2.4. Origen y procesos asociados a la Cuenca.....	40
2.4.1. Etapa de rifting.....	40

2.4.2. Etapa de margen pasivo.....	40
2.4.3. Evento orogénico laramídico.....	41
2.4.4. Etapa de subsidencia, erosión y sedimentación.....	42
2.5. Relleno de la Cuenca de Chicontepec.....	43
CAPITULO III. SISTEMA PETROLERO	46
3.1. Rocas Generadoras.....	46
3.1.1. Formación Santiago (Jurásico Superior Oxfordiano).....	48
3.1.2. Formación Tamán (Jurásico Superior Kimmeridgiano).....	50
3.1.3. Formación Pimienta (Jurásico Superior Tithoniano).....	50
3.1.4. Grupo Chicontepec.....	51
3.1.5. Generación-expulsión de hidrocarburos.....	51
3.2. Rocas Almacenadoras.....	52
3.3. Roca Sello.....	58
3.4. Trampas.....	59
3.4.1. Trampas por Variación de la Permeabilidad.....	59
3.4.2. Trampas Mixtas.....	61
3.5. Migración.....	61
3.6. Sincronía.....	62
3.7. Plays Productores.....	63
3.7.1. Play Tamabra (Cretácico).....	63
3.7.2. Play Grupo Chicontepec (Megasecuencia 2).....	64
CAPITULO IV. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	66
4.1. Antecedentes.....	66
4.2. Conceptos Generales.....	67
4.3. Perforación en el Campo Agua Fría.....	70
4.4. Fracturamiento en el Campo Agua Fría.....	77
4.5. Optimización de la perforación en el campo Agua Fría.....	79
4.6. Productividad de pozos.....	80
CAPITULO V. DESARROLLO DEL CAMPO	82
5.1. Modelo petrofísico.....	83
5.2. Ingeniería de yacimientos.....	85
5.3. Sistemas artificiales.....	89
5.3.1. Bombeo Mecánico (Diseño, operación y optimización).....	90
5.3.2. Bombeo Neumático (BN).....	91
5.4. Estado actual de desarrollo del campo.....	92
5.4.1. Macroperas Autosustentables.....	94
5.4.2. Laboratorios de Campo.....	95
5.5. Estrategia de desarrollo del Campo Agua Fría.....	96
5.5.1. Reparaciones Mayores.....	100
5.5.2. Centro de Monitoreo.....	100
5.6. Implementación de procesos de recuperación secundaria.....	100
5.6.1. Agua Fría 1999-2000.....	101
5.6.2. Agua Fría 2008-Actual.....	101
5.7. Infraestructura de producción.....	102
5.7.1. Módulo de separación portátil (MSP).....	103

5.7.2. Chicónmetros.....	103
5.7.3. Instalaciones superficiales.....	104
5.7.3.1. Manejo de la producción.....	104
5.7.3.2. Manejo y aprovechamiento de gas.....	105
5.7.3.3. Medición.....	105
5.8. Evaluación económica.....	105
5.8.1. Estimación de inversiones y costos operativos.....	105
5.8.2. Evaluación económica del proyecto.....	107
5.8.3. Análisis de sensibilidad.....	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
Conclusiones.....	109
Recomendaciones.....	111
BIBLIOGRAFÍA.....	116

Durante las últimas tres décadas el mayor contribuyente en la producción nacional de hidrocarburos en México ha sido el Campo Cantarell, sin embargo, en los últimos años ha tenido una declinación notoria en su producción. El proyecto Aceite Terciario del Golfo en la Cuenca de Chicontepec, es una alternativa viable para el aumento en la producción nacional mediante los estudios y estrategias pertinentes que favorecen un óptimo desarrollo de campos.

La Cuenca de Chicontepec ubicada en la Provincia Tampico Misantla, abarca un área aproximada de 11,300 km² originándose en el Paleoceno- Eoceno, asociada en gran parte por los levantamientos y esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental. Uno de los campos más importantes es el Campo Agua Fría, con una superficie de 130 km², el cual se encuentra en una etapa de desarrollo y optimización.

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo cuenta con reserva remanente probada de aceite crudo (1P) de 568.3 MMB con 743 MMBPCE, teniendo el Campo Agua Fría una reserva 1P de 46 MMB, lo que equivale a un 8% de la reserva total de la cuenca.

El Campo Agua Fría tiene tres megasecuencias (unidades) arcillo-arenosas correspondientes con el Grupo Chicontepec, de aproximadamente 1500 m de espesor de columna sedimentaria, donde se tiene un sistema de fallas laterales, acompañada de fallas inversas de segundo orden, con un importante desarrollo de fracturas y microfracturas, las cuales sirvieron como rutas de migración del aceite y gas.

Los yacimientos no presentan las condiciones petrofísicas del todo favorables ya que la porosidad y permeabilidad son relativamente bajas. Se han utilizado diferentes técnicas para incrementar la productividad de los pozos, empleando fracturamiento hidráulico en algunas zonas seleccionadas, así como multifracturamientos, realizado con diferentes tipos de fluidos (base agua y base aceite) en pozos verticales, horizontales y multilaterales.

Para el desarrollo de yacimientos complejos como los del Campo Agua Fría, es necesario el entendimiento del modelo geológico del campo en su totalidad, debido a que el éxito en la producción de hidrocarburos para estos yacimientos está basado en conocer el modelo geológico con mayor precisión, de tal forma que se elijan las mejores condiciones para perforar los pozos, terminarlos, fracturarlos; así mismo, se debe emplear las tecnologías adecuadas para lograr una mejor recuperación de aceite y gas. Por lo cual, es indispensable, para garantizar el éxito en la producción, determinar la combinación tecnológica óptima para cada uno de los pozos a perforar, para poder planear y abordar estrategias que resulten en una mejor explotación de los hidrocarburos y obtener mayores beneficios económicos.

ABSTRACT

During the last three decades the largest contributor in the national oiled production in Mexico has been the Cantarell field, however, in recent years has been a noticeable decline in its production. The Tertiary Gulf Oil project in the Chicontepec Basin, is a viable alternative for the increase in national production through studies and relevant strategies that promote optimal development of fields.

The Chicontepec basin located in the Tampico Misantla province, covers an area of 11,300 km² originating in the Paleocene-Eocene, associated to a large extent by the uprisings and efforts that folded and failed the Sierra Madre Oriental. One of the most important fields is Agua Fria field, with an area of 130 km², which is in a stage of development and optimization.

The Active Integral Oil Tertiary Gulf has reserve remaining proven crude oil of 568.3 MMB with 743 MMBPCE (1P), taking Agua Fria field a reserve of 46 MMB, equivalent to 8% of the total reserve of the basin.

The Agua Fria field has three megasecuencias (units) clay-sandy corresponding with the Chicontepec Group, of approximately 1500 m of thickness of column sedimentary, where there is a lateral fault system, accompanied by reverse faults of the second order, with an important development of fractures and microfractures, which serve as migration routes of oil and gas.

Deposits do not present good petrophysical conditions since the porosity and permeability are relatively low. Different techniques have been used to increase the productivity of wells, using fracturing hydraulic in some selected areas, as well as multifracturing, made with different types of fluids (water base and oil base) in vertical, horizontal and multilateral wells.

To the development of complex fields as the Agua Fria field, is necessary to the understanding of the field entirely geological model, since success in the production of hydrocarbons for these deposits is based on known geological more accurately model, so that the best conditions are chosen to drill wells, well completion, fracturing; likewise, the appropriate technologies should be used to achieve better recovery of oil and gas. Therefore, it is essential to ensure success in the production, determine the technological combination best for each one of the wells being drilled, to plan and address strategies that result in a better exploitation of hydrocarbons and obtain greater economic benefits.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

I. GENERALIDADES.

El Play Chicontepec se descubrió en el año de 1926, aunque en ese tiempo no se le denominaba de esta manera, sin embargo, inició su producción comercial en 1952 en los pozos del campo Presidente Alemán, el cual es productor en la Formación Tamabra, probándose también 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 esa década se empezaron a desarrollar 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) como se muestra en la figura 1.1.

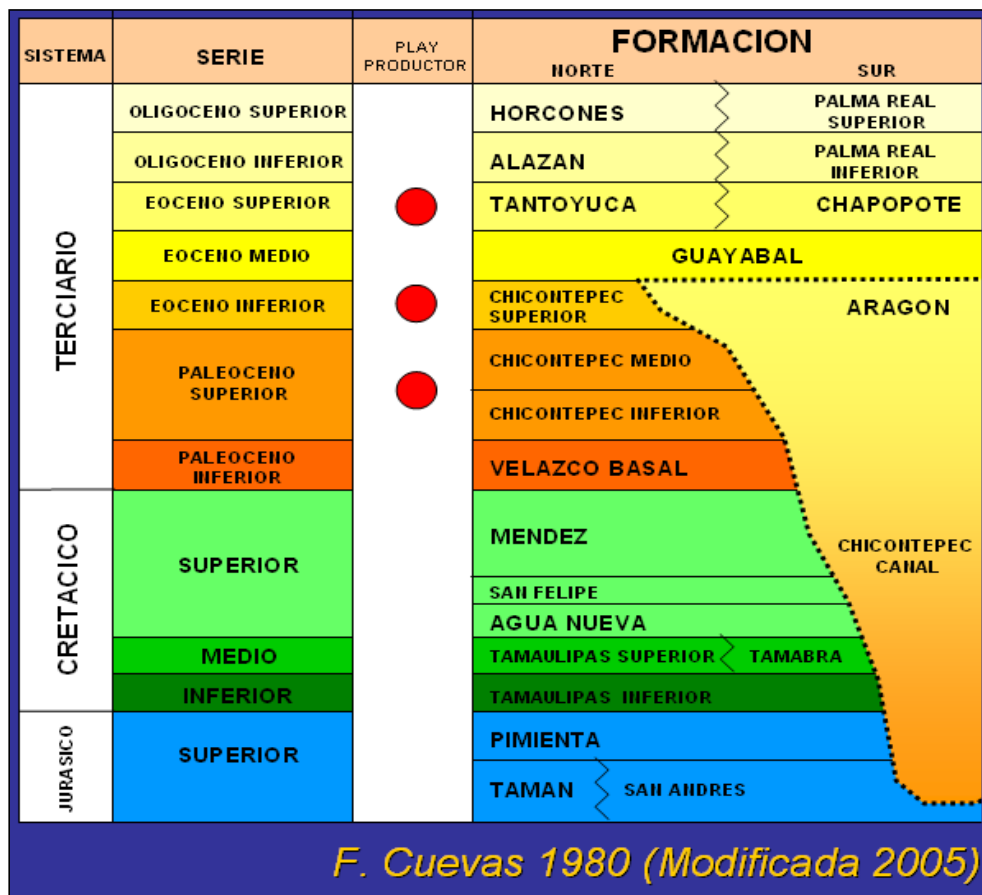


Figura 1.1. Plays productores de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

1.1. Introducción.

Durante más de 2 décadas el mayor contribuyente en la producción nacional de hidrocarburos en México fue el Campo Cantarell en la Sonda de Campeche, el

cual en los últimos años ha tenido una declinación notoria en su producción diaria. Debido a esto, se requiere de la incorporación de nuevos campos en la producción, por lo que se deben estudiar campos alternos que contribuyan al incremento de reservas.

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo incluye a la Cuenca de Chicontepec, lo que representa una alternativa viable para la sustitución de reservas probadas, por lo que es importante realizar estudios integrales considerando que es una zona de gran interés económico-petrolero para el País.

El área que cubre es aproximadamente 11, 300 Km² y se ubica geográficamente en la porción centro-oriental de la República Mexicana, sobre la Planicie Costera del Golfo de México, entre los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí; geológicamente se ubica dentro de la Provincia Tampico–Misantla. Considerando sus características geológicas, su posición geográfica, su sistema petrolero y por la cantidad de reservas que se estima existen en el subsuelo, ha sido motivo de múltiples trabajos de investigación tanto de exploración como de desarrollo de campos.

Este trabajo presenta una evaluación geológica, geofísica y de ingeniería de yacimientos del Campo Agua Fría ubicado en el suroeste de la Cuenca de Chicontepec, que pretende abordar estrategias que resulten en una mejor explotación de los hidrocarburos y un mayor beneficio económico.

1.1.1. Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.

La Cuenca de Chicontepec se localiza geológicamente en la Provincia Tampico-Misantla (figura 1.2), dicha cuenca corresponde con una depresión alargada en donde las diferencias de relieve no exceden los 200 m de altura; está ubicada en los estados de Veracruz, San Luis Potosí y Puebla, la cual corresponde a una antifosa que se extiende al oriente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

Su columna estratigráfica consiste principalmente de secuencias clásticas del Terciario poco deformadas, que descansan sobre rocas predominantemente carbonatadas del Cretácico y Jurásico, y algunas rocas ígneas extrusivas, las cuales se incrementan hacia el límite sur con la Faja Volcánica Transmexicana.

La Provincia Tampico-Misantla es productora principalmente de aceite, donde las rocas generadoras son lutitas carbonatadas del Jurásico Inferior- Medio, calizas arcillosas y lutitas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Kimmeridgiano, calizas arrecifales del Cretácico Inferior y Cretácico Superior, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.

De acuerdo a su producción, los campos más importantes son del Jurásico Superior y el límite Cretácico Inferior-Cretácico Superior, y por sus reservas, el más importante, es el del Paleoceno-Eoceno; cabe mencionar que el Albiano-Cenomiano aún posee el 5% de las reservas de hidrocarburos en la provincia, sin considerar el aceite.



Figura 1.2. Mapa de Provincias Petroleras de México (PEMEX 2010).

El área del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), se ubica entre las coordenadas $20^{\circ} 15'$ y $21^{\circ} 15'$ de latitud Norte, $97^{\circ} 05'$ y $98^{\circ} 10'$ de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla (figura 1.3), comprendiendo un total de 15 municipios. Geológicamente la Cuenca de Chicontepec se ubica al oeste de la Paleoplataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al este de la Sierra Madre Oriental, en la Provincia Geológica Tampico-Misantla.

Las dimensiones promedio de la Cuenca de Chicontepec son 123 km de largo y 25 km de ancho con una superficie aproximada de 11,300 km². Los rasgos hidrográficos más importantes son los ríos Tecolutla, Cazonces, Pantepec y Vinazco, dentro de la planicie costera del Golfo de México. La elevación de la llanura costera alcanza los 200 metros sobre el nivel del mar, mientras que en la región del frente de la sierra se tienen elevaciones hasta los 500 metros sobre el nivel del mar.

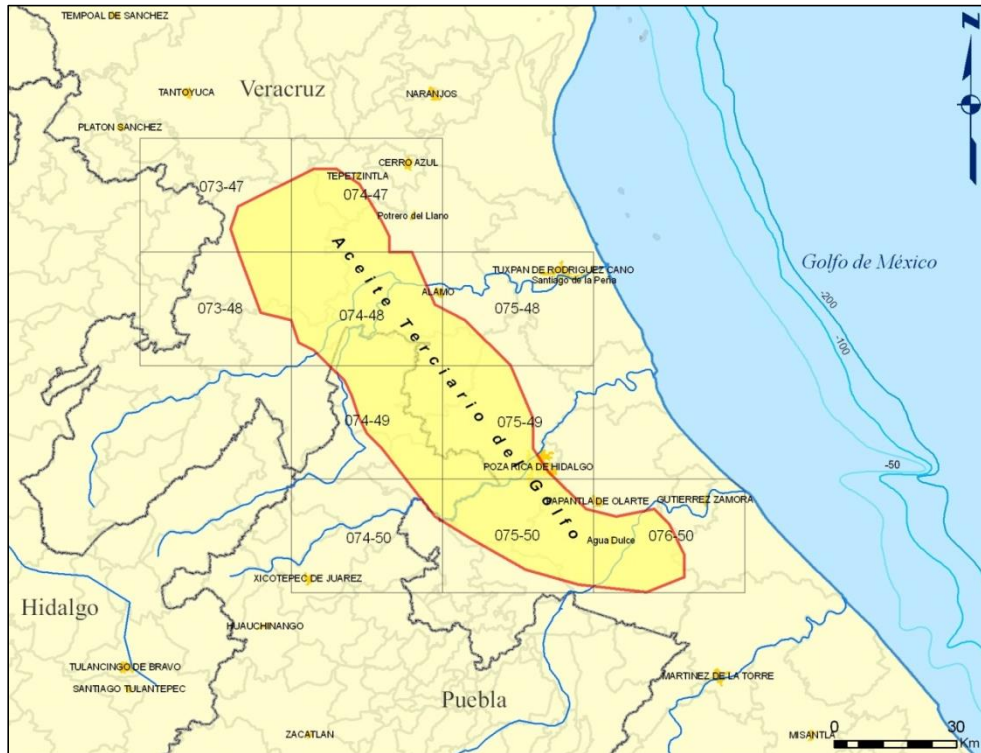


Figura 1.3. Ubicación del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (SENER, 2010).

La Cuenca de Chicontepec se dividió en 8 sectores, derivado de diversas sesiones de trabajo llevadas a cabo entre la SENER, la CNH y PEMEX, mediante las cuales se concluyó que debía separarse dada la heterogeneidad en el nivel de conocimiento y desarrollo de los campos que lo componen. La cuenca está dividida en ocho sectores, en polígonos con lados de diferente longitud (figura 1.4), donde los sectores 2, 6, 7 y 8 corresponden con áreas cuyos yacimientos se encuentran en estado de desarrollo y optimización; los sectores 1, 3 y 4 se encuentran en la etapa de caracterización y desarrollo tecnológico; mientras que el sector 5 se encuentra en etapa de caracterización inicial. Adicionalmente se incrementó recientemente el área de interés petrolero con dos extensiones una al norte y otra al sur de la cuenca.

En los ocho sectores se tienen 29 campos petroleros cuyos límites también son polígonos, sin embargo, esta división no se justifica desde el punto de vista geológico-petrolero ya que de acuerdo a la definición “un campo petrolero tiene dos o más yacimientos de hidrocarburos relacionados a una determinada condición geológica (cuenca sedimentaria, estructura, formación, etc.)”, por lo que ningún campo petrolero del mundo tiene forma poligonal (CNH-UNAM, 2012). Por lo anterior, es importante considerar que en la Cuenca de Chicontepec, los límites de esos polígonos que separan a los campos, existen condiciones geológico-petroleras similares que no justifican una división geométrica como la que se tiene, aunque la división actual tiene razón de ser solo si se considera que es para realizar la administración dentro del Activo Aceite Terciario del Golfo.

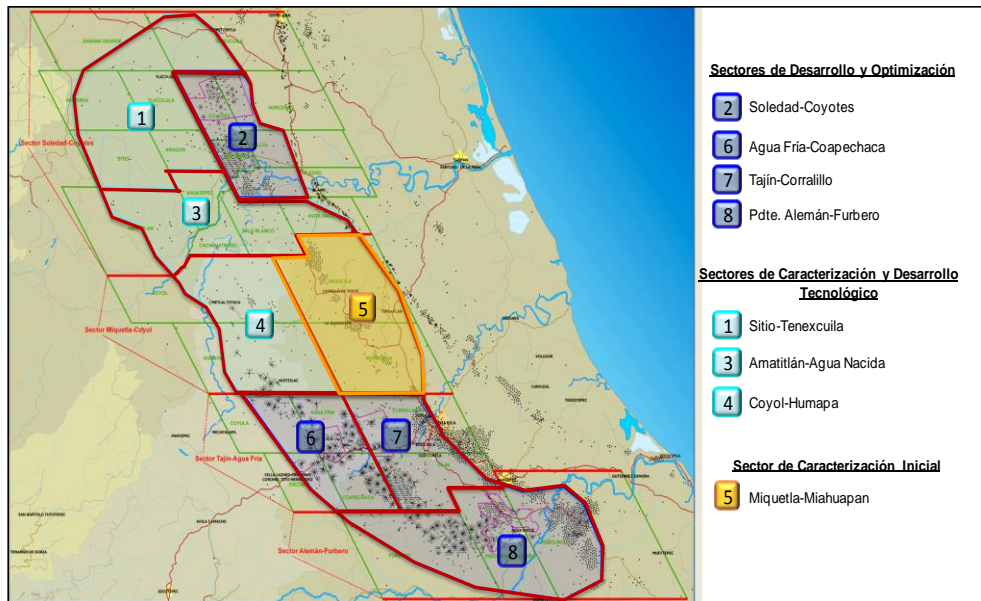


Figura 1.4. Ubicación de los ocho sectores en que se divide a Cuenca de Chicontepec, de acuerdo a al nivel de desarrollo de sus campos.

1.1.2. Ubicación del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec.

El campo se localiza en el extremo sureste entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla, Poza Rica, Papantla y Tihuatlán del Estado de Veracruz y Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla (figura 1.5), y cuenta con un área de 358 Km² cubierta por un polígono de cuatro lados cuyas coordenadas UTM son en (x, y): 1(631837.17, 2276842.02), 2(642469.92, 2276817.21), 3(648711.73, 2266354.1), 4(637863.58, 2266373.72), (CNH-UNAM, 2012).

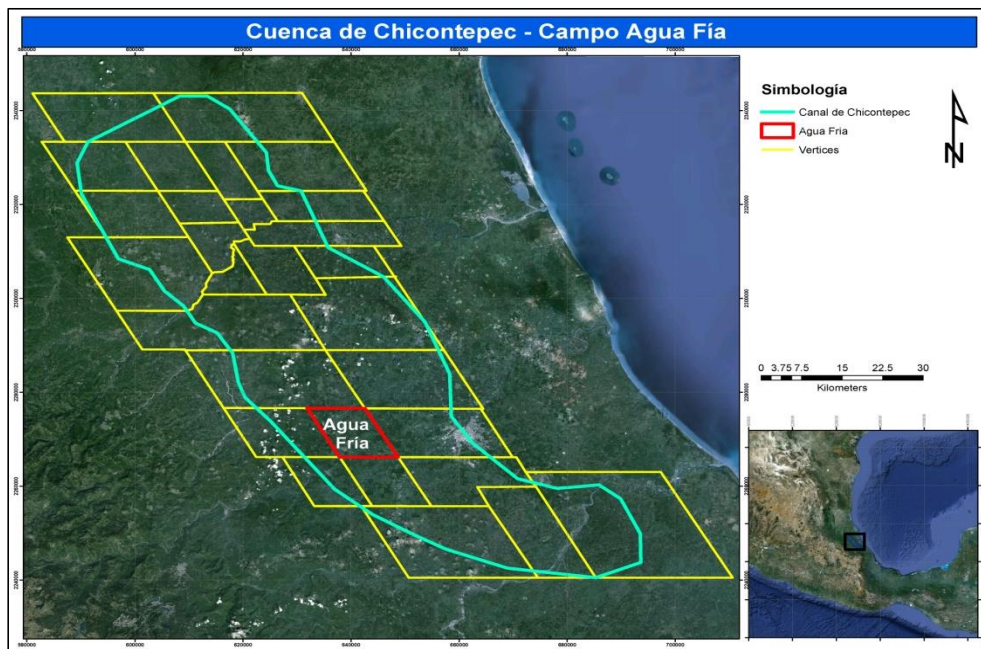


Figura 1.5. Ubicación del Campo Agua Fría, dentro del Paleocanal de Chicontepec.

Las elevaciones de la zona varían entre los 200 y 500 metros sobre el nivel del mar. El río Cazonas atraviesa de Suroeste (SW) a Noroeste (NE), además existen innumerables escurrimientos y corrientes de agua menores, de naturaleza permanente o intermitente. Las principales vías de comunicación del Campo Agua Fría son la carretera federal México-Tuxpan y las carreteras estatales: Poza Rica-Álamo-Cerro Azul y Álamo-Metlatoyuca. También existen carreteras pavimentadas de segundo y tercer orden, así como brechas y caminos de terracería.

El Campo Agua Fría es uno de los 29 campos que se documentan en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, tiene una superficie de 130 kilómetros cuadrados aproximadamente y actualmente se encuentra en la etapa de desarrollo y optimización dentro del sector Sur. Los polígonos con los vértices que definen cada área, corresponden a la nueva cuadrícula elaborada en base al Datum WGS-84.

1.1.3. Información técnica del proyecto Aceite Terciario del Golfo.

El proyecto Aceite Terciario del Golfo está en ejecución desde el año 2007 y tiene como finalidad desarrollar integralmente los 29 campos que conforman lo que se conoce como “Cuenca de Chicontepec”, aplicando una estrategia que permita acelerar la recuperación de las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos mediante la perforación y terminación de pozos de desarrollo, la realización de reparaciones mayores durante el periodo 2011-2046 y la perforación y terminación de pozos inyectoros de 2012 a 2024. Los 29 campos del proyecto son:

- | | | |
|-------------------|------------------|-----------------------|
| 1. Sábana Grande | 2. Gallo | 3. Coyula |
| 4. Tenexcuila | 5. Amatitlán | 6. Agua Fría |
| 7. Pastoría | 8. Ahuatepec | 9. Corralillo |
| 10. Tlacolula | 11. Cacahuatengo | 12. Escobal |
| 13. Coyotes | 14. Palo Blanco | 15. Coapechaca |
| 16. Horcones | 17. Agua Nacida | 18. Tajín |
| 19. Sitio | 20. Coyol | 21. Furbero |
| 22. Aragón | 23. Miquetla | 24. Presidente Alemán |
| 25. Soledad | 26. Humapa | 27. Remolino |
| 28. Soledad Norte | 29. Miahuapan | |

1.1.4. Superficie estratigráfica de control.

Los yacimientos se encuentran en areniscas del Cenozoico en los 29 campos. Con base en la interpretación geológica y geofísica disponible, se han logrado identificar 4 superficies de control dentro del Grupo Chicontepec para tratar de describir el comportamiento estructural y estratigráfico de los yacimientos. Estas superficies se han denominado como: Cima del Cretácico, Discordancia A, Discordancia B y Discordancia C (Cima de Formación). En la figura 1.6, se interpreta que entre las discordancias A y B es donde se tiene la mayor presencia

de areniscas, y por lo tanto es la de mayor interés petrolero, ya que contiene a las mejores rocas almacenadoras.

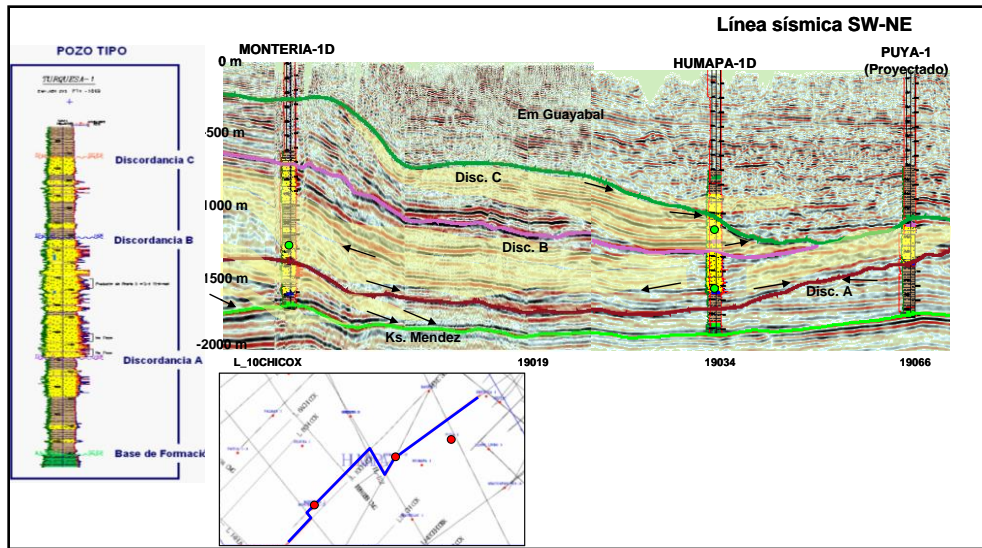


Figura 1.6. Registro tipo y línea sísmica con las superficies de control estratigráfico-estructural del Grupo Chicontepec (SENER, 2010).

1.1.5. Reservas de la Cuenca de Chicontepec.

La Comisión Nacional de hidrocarburos (CNH) dictaminó las nuevas cifras de las reservas en la Cuenca de Chicontepec. Las reservas reportadas al 1 de enero de 2012 muestran un incremento en las reservas probadas (1P), una reducción de las reservas 2P, al tiempo que se reconoce el potencial del proyecto al mantener las cifras de reservas 3P sin cambio. Estas nuevas cifras de reservas son consistentes con las estimadas por un certificador externo (figura 1.7), sin embargo deben nuevamente calcularse considerando el modelo geológico actualizado.

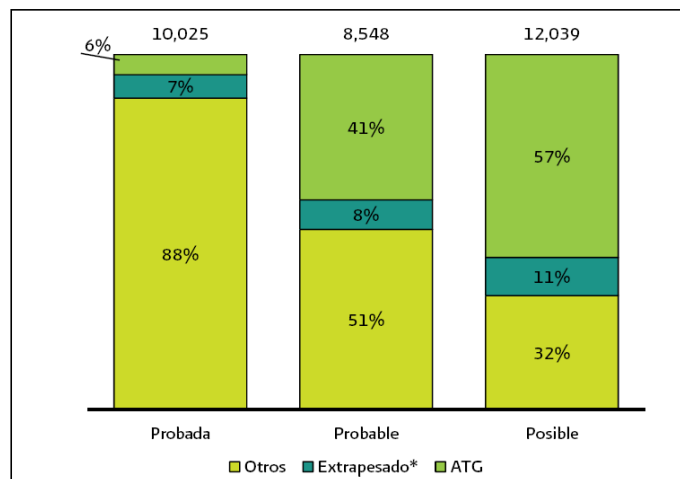


Figura 1.7. Proporción de reservas de crudo en campos complejos (Millones de barriles, al 1° de enero de 2012) (PEMEX 2012).

Para el proyecto Aceite Terciario del Golfo, las reservas en su conjunto son las siguientes: reserva remanente probada de aceite crudo (1P) es de 568.3 MMB y la 2P (probada más probable) asciende a 3,496.80 MMB. Por lo que respecta al gas natural, la reserva probada reportada a la misma fecha es de 880.8 MMMPC mientras que la reserva 2P asciende a 10,311.20 MMMPC. En la tabla 1.1 se muestra la reserva remanente 1P, 2P y 3P de aceite y gas de la Cuenca de Chicontepec.

Categoría	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	P.C.E.	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMMpc)
Totales	81,492.60	37,866.50	17,036.60	10,947.10	28,397.40
Probadas(1P)	12,485.20	5,705.20	743	568.3	880.8
Probables(2P)	38,708.50	19,169.60	5,745.80	3,496.80	10,311.20
Posibles(3P)	30,298.80	12,991.70	10,547.80	6,882.00	17,205.40

Tabla 1.1. Reserva de hidrocarburos del proyecto ATG al 1 de enero de 2012 (PEMEX 2012).

En la tabla 1.2 se presenta el reporte del volumen original, la producción acumulada y la reserva de aceite al 1 de enero de 2012, por campo de la Cuenca de Chicontepec, donde se puede observar que el campo Agua Fría cuenta con la mayor producción acumulada de aceite con 40 mmb.

CAMPO	Volumen original total de Aceite 3P (mmb)	Producción acumulada de Aceite (mmb)	Reserva remanente aceite (mmb)		
			1P	2P	3P
Agua Fría	1,539	40	46	106	217
Agua Nacida	1,706	1	7	73	146
Ahuatepec	2,013	0	4	83	222
Amatitlán	4,773	0	5	157	448
Aragón	1,764	2	9	93	203
Cacahuatengo	2,051	0	3	79	161
Coapechaca	990	20	45	112	236
Corralillo	1,846	9	37	181	407
Coyol	4,073	1	13	274	613
Coyotes	1,628	9	25	92	193
Coyula	852	2	31	90	191
Escobal	1,333	4	16	53	121
Furbero	5,259	4	59	220	495
Gallo	738	0	7	78	129
Horcones	1,189	2	13	81	137
Humapa	4,457	2	34	297	645
Miahuapan	2,839	0	5	175	680
Miquetla	3,883	11	17	206	802
Palo Blanco	2,618	0	17	179	296
Pastoria	4,016	0	4	119	392
Presidente Alemán	3,323	23	57	221	491
Remolino	2,464	1	41	393	790
Sábana Grande	6,880	0	4	146	963
Sitio	4,828	0	0	90	437
Soledad	913	14	16	73	135
Soledad Norte	315	23	6	7	33
Tajín	2,293	39	44	142	385
Tenexcuila	7,670	0	3	132	658
Tlacolula	3,239	0	2	116	325

Tabla 1.2. Reporte del Volumen Original, Producción Acumulada y Reservas de Aceite al 1 de enero de 2012, por Campo de la Cuenca de Chicontepec (CNH 2012).

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo General.

Realizar la evaluación geológica, geofísica y de ingeniería de yacimientos del Campo Agua Fría ubicado en la Cuenca de Chicontepec.

1.2.2. Objetivos Particulares.

Mejorar el modelo geológico conceptual del Campo Agua Fría utilizando la información geofísica disponible y considerando los aspectos más representativos de sedimentología, estratigrafía, geología estructural y el sistema petrolero. Proponer una mejora en la ingeniería de yacimientos considerando las características geológicas, petrofísicas y de producción de los yacimientos del Campo.

1.3. Importancia económica.

1.3.1. Importancia Económica de la Cuenca de Chicontepec.

La importancia económica petrolera de la Cuenca de Chicontepec radica en que en ella se encuentran el mayor porcentaje de reservas remanente del país, considerando que una buena parte de los yacimientos actuales están estratigráficamente en secuencias del Paleógeno.

1.3.2. Importancia Económica del Campo Agua fría.

En el campo Agua Fría se cuenta con tres megasecuencias (unidades) arcillo-arenosas con una columna sedimentaria de aproximadamente 1500 m de espesor, donde dichas unidades se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos; así como por tres discontinuidades referidas como: discontinuidad A, B y C, que separan regionalmente a las megasecuencias del Grupo Chicontepec y que, a la vez, subyacen discordantemente a la secuencia estratigráfica del Eoceno Medio-Superior (figura 1.8).

Entre la discordancia basal y la discontinuidad A, la estratificación es cíclicamente areno-arcillo-limosa y areno-limo-arcillosa. Corresponde con la unidad niveladora del paleo-relieve mesozoico que por su alto contenido de arcilla y limo, sirve de sello inferior a la unidad que le sobreyace; por lo que resulta poco atractiva como objetivo en la exploración petrolera (CNH-UNAM, 2012).

Los estratos enmarcados entre los horizontes estratigráficos “A” y “B”, presentan las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas son más abundantes y tienen las mayores continuidades (CNH-UNAM, 2012).

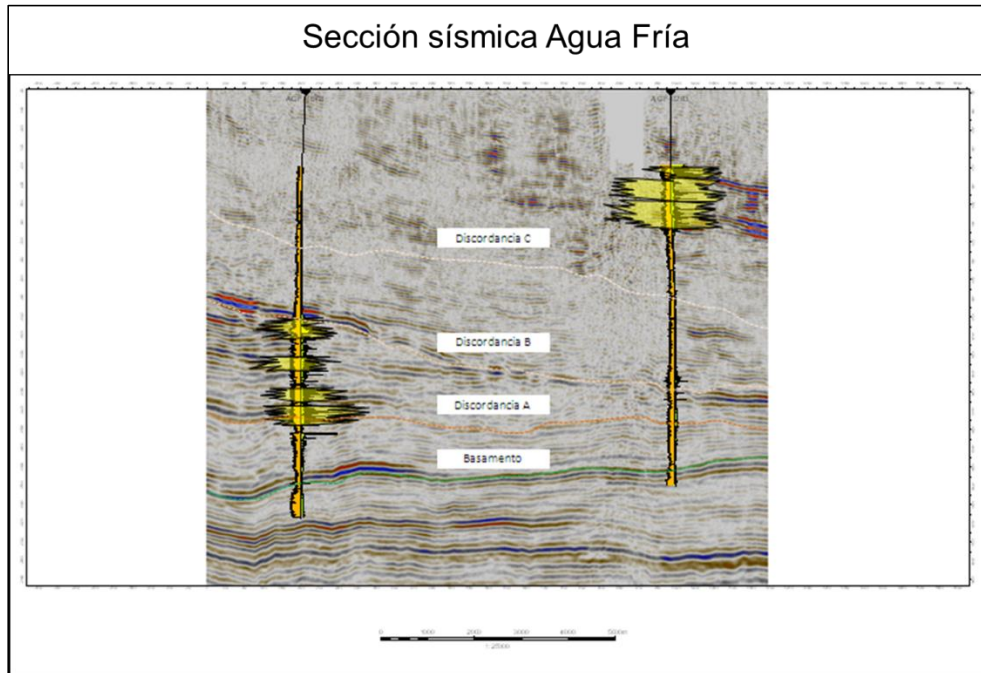


Figura 1.8. Sección Sísmica del Campo Agua Fría, con la delimitación de cuerpos arenosos de mayor interés económico petrolero.

La unidad estratigráfica superior, limitada por las discontinuidades “B” y el contacto con la columna del Eoceno Inferior; está constituida por estratos sedimentarios que contienen evidencias de movilización intraformacional, sin-sedimentaria (deslizamientos, plegamientos, fallamientos, flujos de escombros canalizados); esta unidad también sirve de sello superior al horizonte estratigráfico que le subyace (CNH-UNAM, 2012).

1.4. Desafío tecnológico.

En el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), se presentan retos tecnológicos importantes como: complejidad geológica, heterogeneidad y discontinuidad de la roca almacenadora y sello; baja energía del yacimiento y poca capacidad de flujo, debido principalmente por baja permeabilidad.

Por lo anterior, es importante la identificación, evaluación e implementación de tecnologías que sirvan para enfrentar estos retos y al mismo tiempo optimizar los costos operativos, y obtener una mayor rentabilidad en los pozos. A continuación se presenta el ciclo de portafolio de proyectos de PEMEX, donde se puede ver que el proyecto ATG se encuentra en etapa de desarrollo (figura 1.9) (CNH, 2012).

Es importante señalar que en los Campos de la Cuenca de Chicontepec se tienen yacimientos no convencionales, es decir, que contienen aceite en rocas de baja calidad y que presentan baja porosidad y permeabilidad.

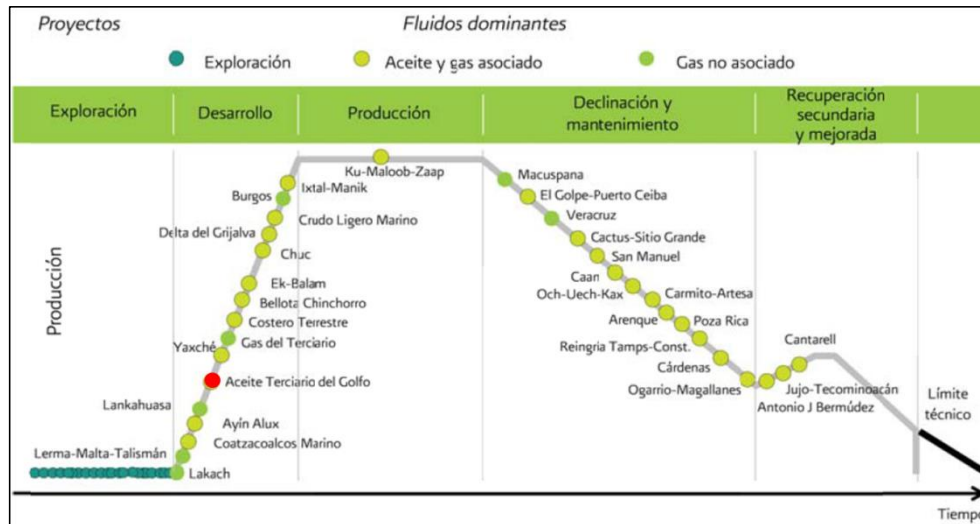


Figura 1.9. Ciclo del portafolio de proyectos de PEMEX 2012.

En este sentido, el reto consiste en elevar el factor de recuperación de hidrocarburos y aumentar la producción. Se han identificado tres temas fundamentales por resolver: 1) perforación, 2) terminación de pozos convencionales y no convencionales en condiciones óptimas, y 3) sistemas artificiales de producción (SENER, 2012).

También se debe concluir la fase de estudio del subsuelo, profundizando en su conocimiento; seleccionar las tecnologías y equipos adecuados para enfrentar los retos; así como definir criterios y metas propias del proyecto, antes de multiplicar las inversiones en nuevos pozos e instalaciones (CNH, 2012).

1.4.1. Principales retos en la Cuenca de Chicontepec.

- Representa la mayor reserva de aceite crudo en México, pero con muy baja recuperación.
- Contiene yacimientos heterogéneos, formados por una alternancia de areniscas y lutitas cementadas por carbonatos.
- Los cuerpos de areniscas presentan una distribución irregular dentro de las formaciones de interés.
- Los yacimientos son de baja permeabilidad y los pozos presentan baja productividad.
- Los yacimientos presentan una baja presión inicial.
- La recuperación primaria esperada se encuentra entre 5-7 %.

1.4.2. Tecnologías emergentes.

- Se deben obtener e interpretar adecuadamente registros geofísicos de nueva generación.
- Se deben perforar pozos no convencionales.

-
- Se debe implementar sistemas de recuperación mejorada con nuevos procesos.
 - Se debe implementar inyección optimizada de agua.
 - Se debe implementar inyección de CO₂.
 - Se debe implementar inyección de químicos (ASP).

1.4.3. Tecnologías a utilizar.

Para alcanzar el volumen de explotación del Activo Integral ATG, se contemplan procesos primarios y secundarios convencionales en las principales áreas de conocimiento, que involucran el análisis para la aplicación de diferentes tipos de tecnologías, procesos y conocimiento adquirido (SENER, 2010). En general, se tienen identificadas las siguientes acciones a realizar:

- **Caracterización y explotación de yacimientos**, que incluyen tecnologías para el desarrollo del modelo estático (caracterización sísmica, geológica y petrofísica) y dinámico (simulación numérica, revisión y control de calidad de datos), procesos de recuperación secundaria (inyección de agua) y mejorada (inyección de gases y microorganismos).
- **Perforación y terminación de pozos** donde se destacan las diferentes opciones (perforación horizontal, perforación multilateral, perforación bajo balance, terminación en agujero descubierto, terminaciones selectivas inteligentes, etc.) y otras diversas (monitoreo en tiempo real durante la perforación, colgadores y revestidores expansibles, empacadores expansibles, fluidos de perforación diversos, etc.).
- **Productividad de pozos** mediante el fracturamiento hidráulico, disparos con propelante, disparos en ambiente ácido (HCl), acidificación matricial, inhibidores de incrustaciones; así como sistemas artificiales de producción (BMC, BN, BCP y BH).
- **Instalaciones superficiales** con baterías convencionales, baterías modulares, baterías tipo booster, bombeo multifásico; considerando que algunas de estas tecnologías ya se encuentran en pleno uso y otras están en una etapa experimental o prueba piloto.

Adicionalmente, para reforzar a la organización y procesos del proyecto ATG, se ha implementado la iniciativa funcional del mapa tecnológico con el objetivo particular de acelerar la incorporación y mejorar la efectividad de soluciones tecnológicas a los problemas de productividad del Activo (CNH, 2012).

El mapa tecnológico permite identificar y seleccionar opciones tecnológicas aplicables a los problemas específicos, analizar la factibilidad técnica de la implementación de nuevas tecnologías mediante el diseño y la ejecución rigurosa de pruebas piloto bajo las condiciones específicas; evaluar la factibilidad económica de la implementación de iniciativas tecnológicas mediante un análisis

riguroso con criterios claros; y proponer la masificación de iniciativas tecnológicas cuya factibilidad técnica y económica esté debidamente sustentada. Actualmente el mapa tecnológico da seguimiento a 27 iniciativas tecnológicas, agrupadas en 6 familias, como se muestra en la tabla 1.3.

Familia	Iniciativa	Impacto
Caracterización del subsuelo	Acelerar el conocimiento de las características del yacimiento y su comportamiento bajo diferentes estrategias de explotación.	Modelo estático Modelo dinámico Análisis XRD cuantitativo Análogos de geología superficial Bioestratigrafía de alta resolución
Diseño y optimización de instalaciones	Definir los requisitos de información así como la estrategia y medios tecnológicos para su recolección y procesamiento. Evaluar con criterios técnicos y económicos la instalación de estranguladores de fondo para administrar la energía del yacimiento.	Estrangulador de fondo Medición de pozos Monitoreo y control (toma de información) Diseño de procesos para el manejo de la producción
Sistemas artificiales de explotación (SAE)	Evaluar el impacto por tipo de los sistemas SAE instalados a la fecha. Definir los lineamientos para seleccionar tipo de SAE a instalar de acuerdo a las características de cada pozo.	Bombeo mecánico Bombeo neumático Bombeo hidráulico Cavidades progresivas
Estimulación	Definir lineamientos para la selección de tecnología de fracturamiento de acuerdo a las características específicas de cada pozo. Evaluar la factibilidad técnica y económica de tecnología de estimulación diferente al fracturamiento.	Fracturamiento con N ₂ Fracturamiento con CO ₂ Fracturamiento ácido Fracturamiento con aceite gelificado Fracturamiento de intervalos múltiples Control de calidad de fracturas Terminación lateral Estimulación con microorganismos Estimulación ultrasónica
Perforación no convencional	Evaluar la factibilidad técnica y económica de masificar tecnologías de perforación no convencionales. Establecer lineamientos para la selección de tecnologías de perforación.	Perforación no convencional Perforación bajo balance
Recuperación secundaria y mejorada	Evaluar la factibilidad técnica y económica de diferentes tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.	Inyección de agua Inyección de CO ₂ Tratamiento con microorganismos

Tabla 1.3. Iniciativas tecnológicas aplicables a la Cuenca de Chicontepec (SENER, 2010).

1.4.4. Estrategias de explotación.

En 2011 PEMEX, replanteó la estrategia de explotación en el Activo ATG, entre las tareas realizadas destacan:

- La instalación de laboratorios de campo en diversos sectores con el fin de mejorar el conocimiento sobre las formaciones e incrementar la recuperación de hidrocarburos (CNH, 2012).
- El desarrollo de Medidores de Producción Portátiles Bifásicos (equipo especializado para medición en pozo) que ha permitido evaluar 90% de los pozos del activo y realizar un análisis de datos más eficiente (CNH, 2012).

En febrero de 2012, PEMEX presentó un nuevo plan de desarrollo para una mejor explotación del activo ATG el cual consiste en lo siguiente:

- Una mayor área de explotación, al pasar de 3,875 km² a 4,243.3 km².
- Una revisión de la estimación del volumen original de aceite, el cual se reduce de 137,289.4 a 81,492.6 mmbbl de aceite.
- Un redimensionamiento del espacio entre pozos, lo que da como resultado un aumento en el número de pozos a perforar.
- Una nueva fase de producción secundaria mediante la inyección de agua, sustentada con un plan de implementación y evaluación económica.
- Mejoras en las prácticas gerenciales del proyecto.

Con base en la información analizada y las metodologías aplicables (SENER, 2012), los resultados que se esperan del nuevo plan de desarrollo de la Cuenca de Chicontepec son:

- Un aumento en la productividad promedio por pozo.
- Las reservas 1P por 743 mmbpce, representan un aumento del 25.5 % en relación con el reporte de PEMEX al 1 de enero del 2011.
- Las reservas 2P por 6,488.8 mmbpce, representan una reducción del 29.2 % en relación con el reporte de PEMEX al 1 de enero del 2011.
- Las reservas 3P por 17,036.6 mmbpce, representan una reducción menor al 1% en relación con el reporte de PEMEX al 1 de enero del 2011.
- Se tiene un incremento de los factores de recuperación derivado de las mejoras al plan de explotación y de la revisión del volumen original.

1.4.5. Infraestructura de operación.

PEMEX ha ampliado el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor (PEMEX, 2012).

- La terminación de pozos se incrementó en 72 pozos debido, principalmente, a mayor actividad de perforación de pozos de desarrollo.
- El promedio de número de pozos en operación ascendió a 8,606, 836 pozos más que el promedio del cuarto trimestre de 2010. Esto se atribuyó a:
 - Mayor conexión de pozos.
 - Aumento en la terminación de pozos.
- Reapertura de pozos de producción en el Activo Poza Rica-Altamira.
- El número de equipos en operación aumentó 30% por mayor actividad en los proyectos ATG.

1.4.6. Estrategias de perforación.

PEMEX ha replanteado su estrategia de perforación mediante un uso más intensivo de tecnología y equipos de última generación:

- En 2011, el número de pozos terminados se redujo en 269 debido, principalmente, a menor actividad en el Activo.

- El promedio de pozos en operación aumentó en 837 pozos, esencialmente por la reapertura de pozos en el Activo Poza Rica-Altamira.
- El número de equipos de perforación en operación registró una diferencia de 2 equipos respecto a 2010, alcanzando 128 equipos.

1.5. Complejidad de los yacimientos.

El Grupo Chicontepec, desde el principio de los años treinta, no se consideraba como una unidad estratigráfica productora comercial de hidrocarburos, aunque se tenía conocimiento del área, ya que su naturaleza altamente arcillosa, no permitía su explotación con la tecnología disponible en ese tiempo (SENER, 2010).

Considerando el origen de la cuenca y el tipo de sedimentos que rellenan la secuencia de Chicontepec, se ha observado que la formación tiene un alto contenido de arcilla en forma dispersa como estratificada, por lo cual disminuye en gran medida la porosidad y la permeabilidad de la roca, teniendo así un grado de complejidad alto para poder desarrollar todo el potencial petrolero.

Por estudios de análisis de núcleos y registros geofísicos, se considera que las areniscas contienen cerca del 30 % de arcilla, donde la porosidad es predominantemente de tipo intergranular y varía de 1 a 12% con un promedio de 8% (PEMEX, 2012).

Se debe considerar que las areniscas compuestas de fragmentos de calizas se encuentran altamente cementadas por calcita, lo que reduce la porosidad y permeabilidad (CNH, 2012).

1.6. Áreas de oportunidad.

En el proyecto Aceite Terciario del Golfo se invirtieron 26,156.23 millones de pesos, con lo cual se terminaron 513 pozos de desarrollo, dos gasoductos terrestres de 16 pulgadas de diámetro y un oleoducto de 8 pulgadas, con una longitud total de 25.5 kilómetros de la Batería Coyotes 2 a la Batería Soledad norte; así mismo, se terminó la batería de separación Remolino III y se terminaron 276 intervenciones mayores. El objetivo del proyecto es explotar las reservas de hidrocarburos de la Cuenca de Chicontepec mediante un desarrollo sustentable, incrementando la producción con la perforación intensiva de pozos, con una estrategia de generación de valor, producción, atención del medio ambiente y al entorno socioeconómico. Su avance físico acumulado fue 16.6% (PEMEX, 2012).

Derivado de una nueva estrategia de explotación, la Cuenca de Chicontepec registra un aumento del 25.5% en las reservas de hidrocarburos 1P; y un ajuste a la baja del 29.2% y 1% en las categorías 2P y 3P, respectivamente (PEMEX, 2012).

Resultado de la nueva estrategia de explotación que presenta PEMEX para el proyecto ATG, el nuevo plan de desarrollo contempla, entre otros aspectos:

- Mejores prácticas gerenciales.
- Mayor área de explotación (incrementando de 3,875 Km² a 4,243 Km²) y revisión de propiedades petrofísicas.
- Revisión de la estimación de su volumen original (disminuyendo de 137,289.4 a 81,492.6 mmbbl de aceite).
- Reducción del espaciamiento entre pozos, lo que da como resultado un aumento significativo en el número de pozos a perforar.
- Mayor productividad y recuperación por pozo en las tres categorías.
- Reconocimiento del posible beneficio de métodos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, sustentada con un plan de implementación y evaluación económica.
- Revisión de los factores de recuperación por campo.

Lo anterior da como resultado nuevos volúmenes de reservas de hidrocarburos para Chicontepec:

- Reservas 1P por 743 mmbpce, que representa un aumento de 25.5 %, en relación con el reporte de PEMEX a enero de 2011;
- Reservas 2P por 6,488.8 mmbpce, que representa una reducción de 29.2 % en relación con el reporte de PEMEX a enero de 2011;
- Reservas 3P de 17,036.6 mmbpce, que representa una reducción menor al 1%, en relación con el reporte de PEMEX a enero de 2011.

Particularmente en el campo Agua Fría se tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 710 millones de barriles de aceite y 1,139 miles de millones de pies cúbicos de gas, con un costo total de 222,790 millones de pesos (el cual se divide en una inversión de 131,042 millones de pesos y un gasto de operación de 91,748 millones de pesos), para el período 2012-2062 (CNH, 210).

De igual forma se contempla la perforación y terminación de 1,789 pozos, así como la realización de 3,931 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos (275 macroperas, 281 ductos y 17 instalaciones) (CNH, 2010).

1.7. Estado del arte.

La Cuenca de Chicontepec corresponde un área madura con potencial para el mejoramiento de la producción; en esta Cuenca, se descubrió petróleo en 1926 aunque la primera producción comercial comenzó en 1952. Los campos petroleros actuales se encuentran ubicados en su totalidad dentro de un rasgo geológico conocido como Cuenca de Chicontepec, situado en el norte del Estado de Veracruz, a 250 km de la Ciudad de México y a 5 km de Poza Rica, Veracruz, donde se tiene una acumulación de sedimentos del Paleoceno-Eoceno que cubren una superficie de 3,815 km² (SENER, 2010).

Este potente depósito sedimentario es de baja permeabilidad y aproximadamente contiene 139,000 millones de barriles [22,000 millones de m³] de petróleo original en sitio y 1.4 trillones de m³ [50 Tpc] de gas. Aproximadamente 2000 millones de m³ [12,000 millones de barriles] y 888,000 millones de m³ [31 Tpc] son recuperables, lo que lo convierte en el activo más grande de PEMEX (PEMEX, 2012).

Desde 1952 hasta 2002, se terminaron 951 pozos de producción. En promedio, los pozos eran productores modestos, con regímenes de producción iniciales del orden de los 11 a 48 m³/d [70 a 300 BPPD]. Para el año 2002, la producción total del campo promediaba 397 m³/d [2500 BPPD] y 344,000 m³/d [12 MMpc/D]. En sus primeros 50 años, el campo había producido sólo 111 millones de barriles de petróleo [18 millones de m³] y 5600 millones de m³ de gas [195,000 MMpc].

En el año 2002, PEMEX implementó una estrategia agresiva para aumentar la producción del campo para los siguientes cuatro años. El objetivo de producción para el año 2006 fue llegar a 6,200 m³/d [39,000 BPD] y 1.4 millón de m³/d [50 MMpc/D], aumentando la producción de petróleo en un factor de más de 10 e incrementando más de cuatro veces la producción de gas. Para el éxito de este proyecto, fue esencial la perforación de pozos con una productividad significativamente superior al promedio histórico. Para hacer realidad esta visión, Schlumberger IPM, en asociación con ICA Fluor and Drillers Technology de México, ha firmado un contrato con PEMEX para desarrollar los campos Coapechaca, Tajín y Agua Fría del activo de Chicontepec. El rol de Schlumberger IPM es entregar el plan de desarrollo de los campos petroleros, incluyendo los estudios de caracterización de yacimientos, la optimización de las localizaciones de pozos, la perforación y terminación de todos los pozos, el manejo de los equipos de perforación, una prueba piloto de inyección de agua, la construcción y el mejoramiento de las estaciones de compresión de gas, la construcción de líneas de conducción y toda la logística (SENER, 2010).

El proyecto comenzó con la preparación y presentación de las propuestas a fines de 2002 y alcanzó la etapa de movilización completa a mediados de 2003, iniciándose la perforación del primer pozo en mayo de ese año. La distribución cronológica del proyecto contempla 1400 días para 200 pozos. Los objetivos clave del proyecto para 2003 incluían la actualización de los estudios de yacimientos del sector para identificar mejor las localizaciones más adecuadas para perforar pozos de mayor productividad; la perforación de 59 pozos y la terminación de 46 pozos antes de fin de año; la construcción de 8 localizaciones de pozos múltiples; la construcción de 50 km de líneas de conducción; y la construcción y el mejoramiento de 6 módulos correspondientes a instalaciones de producción y compresión (CNH, 2010).

El entorno que rodea al área de Chicontepec es sensible y alberga numerosas especies vegetales protegidas. Las localizaciones de pozos han sido diseñadas de tal manera que se debe de causar el mínimo impacto ambiental. Se han construido equipos de perforación con fines específicos a fin de optimizar los tiempos de

perforación y los movimientos de los equipos en las localizaciones de pozos múltiples. Los pozos son perforados en forma direccional, con un total de 3 a 18 pozos desde cada localización. Los equipos de perforación de última generación con cabezas rotativas superiores (topdrive) y mástiles telescópicos mantienen la columna de perforación en la torre durante el movimiento entre pozos de la misma localización. Los equipos de perforación están equipados con mecanismos de deslizamiento para reducir el tiempo de mudanza de tres días a menos de 12 horas. Las operaciones de disparo, de fracturamiento, con tubería flexible, y las pruebas se llevan a cabo sin equipo de perforación (SENER, 2010).

Durante el periodo de enero a junio de 2012, PEMEX destinó 13,149.2 millones de pesos para la terminación de 257 pozos de desarrollo, un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 5.2 kilómetros de longitud de la batería de separación Remolino III a la estación de compresión El Chote; de igual forma se concluyó la primera etapa de la batería de separación Coapechaca-IV, a fin de recuperar las reservas de hidrocarburos y maximizar el valor económico de la Cuenca de Chicontepec, mediante la terminación de más de ocho mil pozos y la reparación mayor de más de 16 mil pozos durante todo el tiempo de creación del proyecto. Como resultado de la aplicación de nuevas tecnologías para la perforación y explotación de pozos horizontales no convencionales, la producción de petróleo en este activo se incrementó en casi 200% desde su reactivación en 2007, dejando claro el precedente de lo que será la extracción de hidrocarburos en el futuro del país (SENER, 2010).

1.7.1. Estrategias de estimulación en la Cuenca de Chicontepec.

Para ayudar a PEMEX a mejorar la producción proveniente de la Cuenca de Chicontepec, los especialistas en estimulación están evaluando la posibilidad de aumentar la producción a aplicando la metodología PowerSTIM que demostró ser sumamente exitosa en los proyectos de la Cuenca de Burgos. No obstante, en lugar de aplicar la técnica en pozos individuales, los ingenieros e intérpretes están desarrollando una estrategia de estimulación para optimizar el desempeño general de los campos petroleros. Este estudio de gran escala abarca el área limitada al oeste por la Sierra Madre Oriental y al este, por los desarrollos de arrecifes de la Faja de Oro (Formación El Abra), en la Paleo-plataforma de Tuxpan (CNH, 2010).

El primer paso del estudio fue la evaluación del plan de desarrollo actual y la validación de las localizaciones de pozos propuestas por los equipos a cargo de los activos de PEMEX. Para ello fue necesaria una total reevaluación e integración de la sísmica 3D, y de los datos geológicos, de producción, de núcleos y de registros. El análisis de la historia de estimulación de cada capa de arenisca indicó que podrían lograrse mejoras de producción eficaces desde el punto de vista de sus costos mediante la estimulación selectiva de zonas de calidad superior. La selección de candidatos y el diseño de los tratamientos de estimulación utilizando el método PowerSTIM ayudaron a lograr regímenes de producción más altos por operación de fracturamiento y un costo más bajo en comparación con los niveles y los costos de producción registrados en campañas de perforación previas.

1.7.2. Incremento de la producción en la Cuenca de Chicontepec.

Ha quedado demostrado que las técnicas de selección de candidatos y las prácticas de fracturamiento mejoradas del enfoque PowerSTIM permitieron mejorar la eficacia de la estimulación desde el punto de vista de costos en la Cuenca de Chicontepec. Las mejoras tienen que ver en la optimización de la productividad de las zonas de mayor potencial (SENER, 2010).

Se están introduciendo nuevos servicios de adquisición de registros y generación de imágenes para aumentar el conocimiento del yacimiento y asistir en el proceso de estimulación y así poder mejorar el proceso de terminación de cada pozo. Se introducirán nuevos fluidos de fracturamiento y nuevas tecnologías en este activo de gran potencial, aumentando los tratamientos de estimulación para mejorar la producción de cada pozo e incrementar la rentabilidad de los mismos.

Si se explotan adecuadamente las reservas de Chicontepec, esto constituye un paso importante en lo que respecta a superar la actual declinación de la producción de petróleo. Es necesario el desarrollo eficaz de otros campos petroleros y el descubrimiento de nuevas acumulaciones para revertir la declinación y reemplazar las reservas. El desarrollo de estrategias de recuperación asistida es importante para mantener los objetivos de producción (PEMEX, 2011).

1.7.3. Últimos trabajos realizados sobre la Cuenca de Chicontepec.

La CNH realizó la Primera Revisión y Recomendaciones sobre el Proyecto de Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) debido a la importancia que tiene no sólo por ser una de las mayores inversiones en la historia petrolera del país, sino también por el volumen original de hidrocarburos que presenta. También realizó la Evaluación Técnica del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), señalando la posibilidad de mejorar el diseño del proyecto conforme a las mejores prácticas internacionales, para incrementar el factor de recuperación esperado. De igual forma la CHN realizó el dictamen del proyecto Agua Fría-Coapechaca en diciembre de 2010. La CNH en conjunto con la Facultad de Ingeniería de la UNAM realizó el proyecto denominado Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la Actualización de los Modelos en Función de la Nueva Información Respecto a los Campos Tajín y Agua Fría.

Tecpetrol Internacional, S.A. realizó un estudio de factibilidad y opciones de desarrollo de áreas en el Proyecto Chicontepec. International Petroleum Service Mexico realizó un estudio de factibilidad para la aplicación de inyección de agua en las arenas del campo Chicontepec, como un proceso de recuperación mejorada del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. El doctor Abelardo Cantú Chapa realizó una publicación en la revista PetroQuimex denominada “Chicontepec, Proyecto Controvertido de Exploración Petrolera”.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

La Cuenca de Chicontepec se encuentra en la porción centro-oriental de la República Mexicana, localizada entre el frente de la Sierra Madre Oriental y el occidente de la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), extendiéndose en la dirección Noroeste-Sureste, a lo largo de la costa central del Golfo de México (figura 2.1).

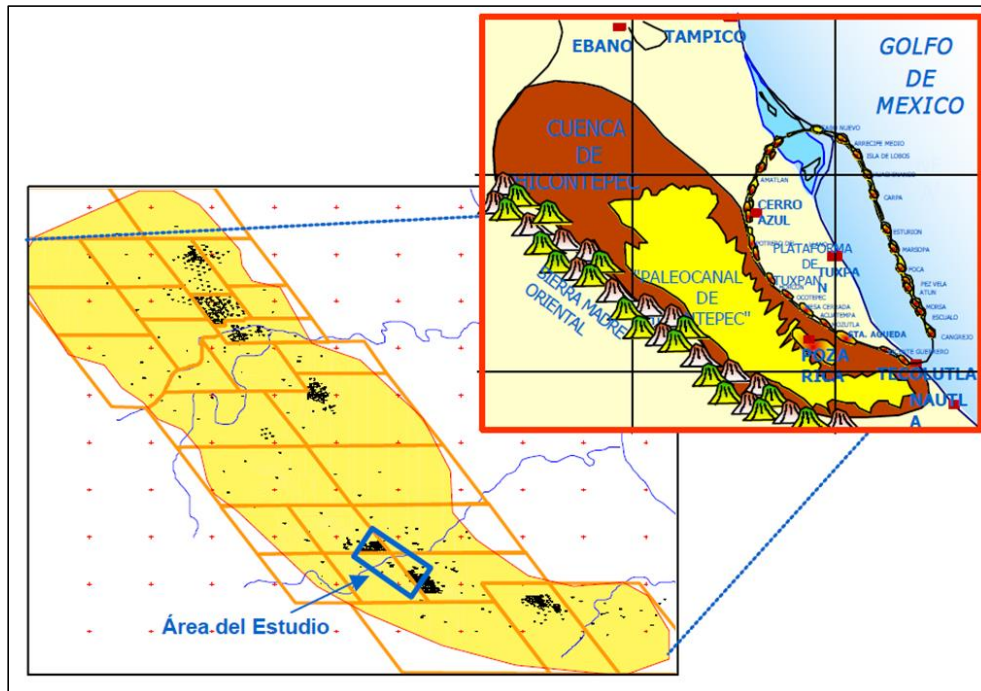


Figura 2.1. Ubicación Geológica Regional de la Cuenca de Chicontepec y del Campo Agua Fria.

El Grupo Chicontepec se encuentra constituido principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas de areniscas calcáreas de grano fino a grueso, que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas (Bitter, 1993), aflorando en la porción occidental y sureste en la parte marginal de la Cuenca Tampico-Misantla. Ha sido descrita como una secuencia turbidítica, de más de 1500 metros de espesor.

El área donde se tiene el mayor interés petrolero en la cuenca cuenta con una longitud de 123 km y una anchura que varía de 12 a 23 km, con una distribución heterogénea de sedimentos terrígenos los que presentan espesores que cambian lateralmente. Los depósitos terrígenos del Grupo Chicontepec bordean la porción occidental y suroccidental del desarrollo arrecifal en el borde de la Paleo-Plataforma de Tuxpan con secuencias calcáreas del cretácico que constituyen la Faja de Oro. En la cuenca, la erosión producida por corrientes submarinas generó un sistema de canales que fueron rellenados con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, cubriendo una extensión aproximada de 3,300 km², formando un sistema complejo de trampas estratigráficas y mixtas, donde

debido a su contenido fosilífero bentónico indica ambientes de depósito nerítico externo a batial (Arellano Gil y Yussim Guarneros, 2004)

2.1. Sedimentología.

Durante el Paleoceno se originó la Cuenca de Chicontepec dentro de la Provincia Mesozoica de Tampico-Misantla la cual fue modificada en gran parte por los levantamientos ocasionados por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental; en la cuenca se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, correspondiente a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio.

De forma simultánea, en la porción noroeste, se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos de la Formación Velasco. Durante el Eoceno Temprano se mantuvo las condiciones de depósito, representándose por una facies arenosa de tipo turbidítico (Chicontepec Superior) y una arcillosa (Velasco Superior).

La Cuenca de Chicontepec formada durante el Cenozoico Temprano contiene grandes espesores estratigráficos de secuencias terrígenas de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente de la erosión de la Sierra Madre Oriental al occidente, de la Paleo Isla de Tuxpan al oriente y del macizo de Teziutlán al sur (figura 2.2); existiendo actividad tectónica durante el depósito de los sedimentos y posterior a al mismo, ya que las rocas de la Formación Chicontepec presentan deformación en su base con pliegues suaves y con un sistema de fallas laterales que cortan toda la columna estratigráfica.

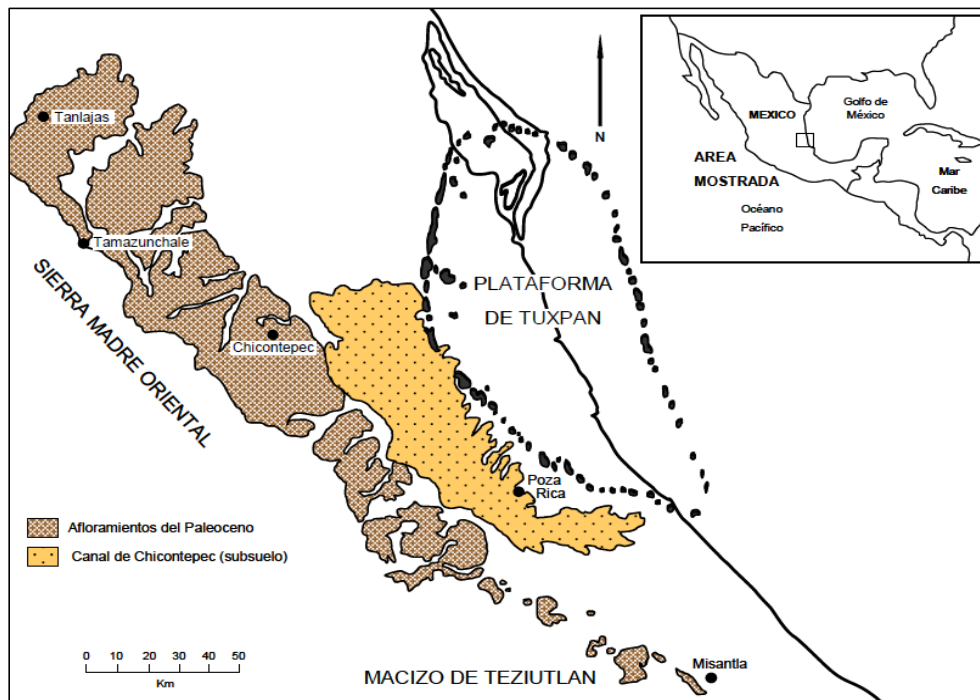


Figura 2.2 Mapa que muestra los afloramientos del Paleoceno (Chicontepec/Velasco), (Tomada de Bitter, 1993).

La cuenca de Chicontepec es una cuenca de antepaís (foreland) donde se formaron secuencias sedimentarias por medio de los mecanismos de transporte como derrumbes y flujos de escombros en forma de depósitos de pie de talud no canalizados y por medio de corrientes turbidíticas, depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior (figura 2.3).

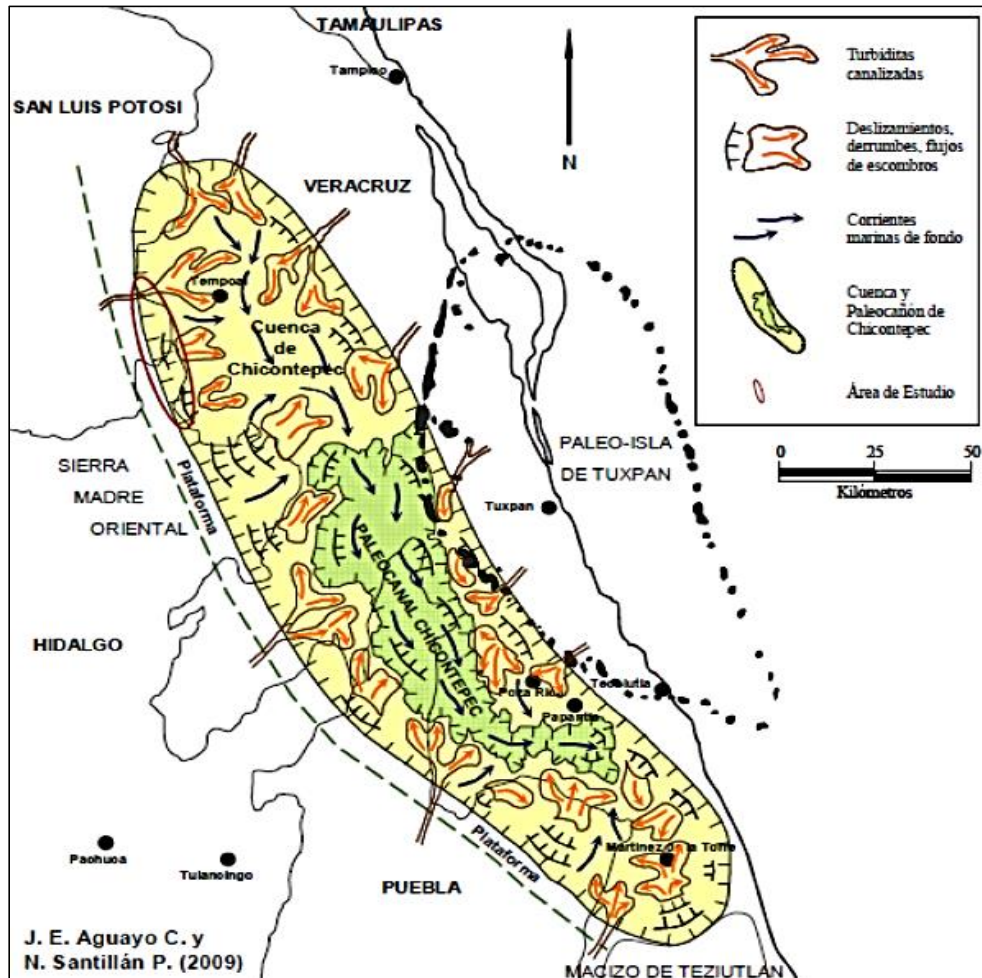


Figura 2.3. Modelo conceptual de la cuenca de Chicontepec, en donde se ilustran los mecanismos esquematizados de transporte y sedimentación (Tomada de Santillán Piña y Aguayo Camargo, 2009).

El campo Agua Fría ubicado dentro de la Cuenca de Chicontepec se encuentra constituida por un sistema sedimentario turbidítico, el cual es de gran interés económico, ya que un porcentaje importante de los campos gigantes de hidrocarburos en producción a nivel mundial, se encuentran desarrollados en este tipo de sistemas sedimentarios.

Este tipo de sistemas presentan cambios litológicos laterales y verticales abruptos, que los ubican como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, teniendo una complejidad importante, como se muestra en la figura 2.4, en donde también se señalan las diferentes facies.

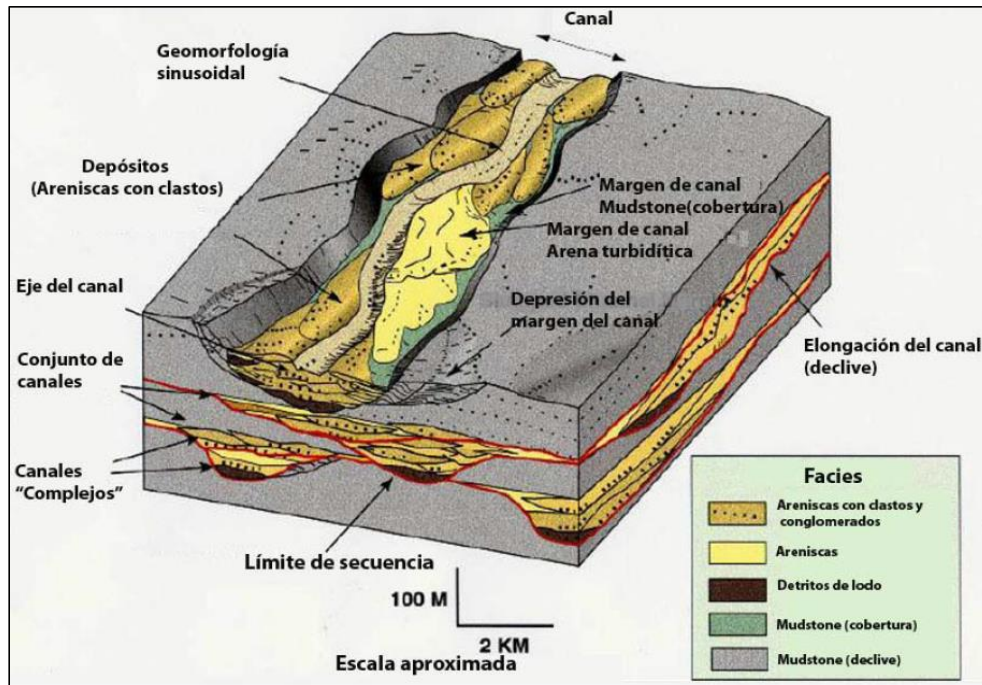


Figura 2.4. Complejidad en el sistema de depósito (CNH, 2010).

En la Cuenca de Chicontepec los depósitos de sedimentos arenosos del Paleoceno Inferior provienen de las montañas occidentales y de la Paleo-Plataforma de Tuxpan al oriente, los que fueron depositados dentro de una serie de abanicos submarinos sobrepuestos y erosionados en la mayor parte de la cuenca con otros depósitos que se acumularon dentro del Eoceno Temprano. Una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Inferior corresponde a lo que se conoce como la discontinuidad estratigráfica a partir de la cual se formó el Paleocanal de Chicontepec. Las areniscas que contienen potencial de hidrocarburos en la cuenca están presentes debajo de esta discordancia en la porción norte y central de la cuenca, pero de igual forma están sobre la discordancia en la parte suroriental (Cheatwood y Guzmán, 2002).

2.1.1. Ambientes de Depósitos Sedimentarios.

El ambiente de depósito de la Cuenca de Chicontepec consiste de repeticiones de una secuencia alternada con múltiples depósitos de turbiditas; las facies que se encuentran en el subsuelo del Campo Agua Fría son confinadas a depósitos de aguas más profundas por determinaciones de asociaciones de microfauna. Este sistema depositacional consistió de mayor acumulación de sedimentos en el piso de la cuenca con múltiples sistemas tributarios alimentadores.

La litología que se encuentra, aproximadamente la mitad de la Formación Chicontepec consiste de lutitas y lutitas limosa, mientras que el resto de la formación está formada de múltiples cuerpos de capas delgadas de areniscas y lutitas, existiendo zonas de capas medianas y gruesas de areniscas. La granulometría de las areniscas va de muy fina a media y comúnmente son arcillosas. El suministro de sedimentos hacia la cuenca fue realizado por los

antiguos sistemas de drenaje fluviales provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan, habiendo aporte de sedimentos calcáreos finos que contaminaron a las arenas turbidíticas, provocando la disminución relativa de la porosidad y permeabilidad primaria. De la misma forma los sedimentos calcáreos se disolvieron y reprecipitaron como cemento debido a una diagénesis tardía, disminuyendo aún más los atributos petrofísicos de las rocas.

2.1.2. Modelo sedimentario.

Durante muchos años, el modelo conceptual sedimentario utilizado por PEMEX para la Cuenca de Chicontepec, fue el de Walker (1985), pero debido a que éste modelo no explica en su totalidad todos los eventos presentados en el canal de Chicontepec, se propone el modelo conceptual tomado de Santillán y Aguayo (2010), con el objetivo de mejorar el modelo geológico.

El modelo considerado que mejor explica el proceso de sedimentación en la Cuenca de Chicontepec corresponde al de abanicos submarinos antiguos, propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972), que considera una distribución espaciotemporal de litofacies que caracterizan a los sub-ambientes en depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo (figura 2.5), los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), y cuyos flujos de densidad fueron transportados dentro de sistemas canalizados, y al mismo tiempo transportados debido a desprendimientos masivos no canalizados, como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes turbidíticas, depositados al pie del talud de la cuenca marina profunda; los sedimentos resultante estuvieron sujetos a las corrientes del piso marino profundo, que generaron sistemas turbidíticos.

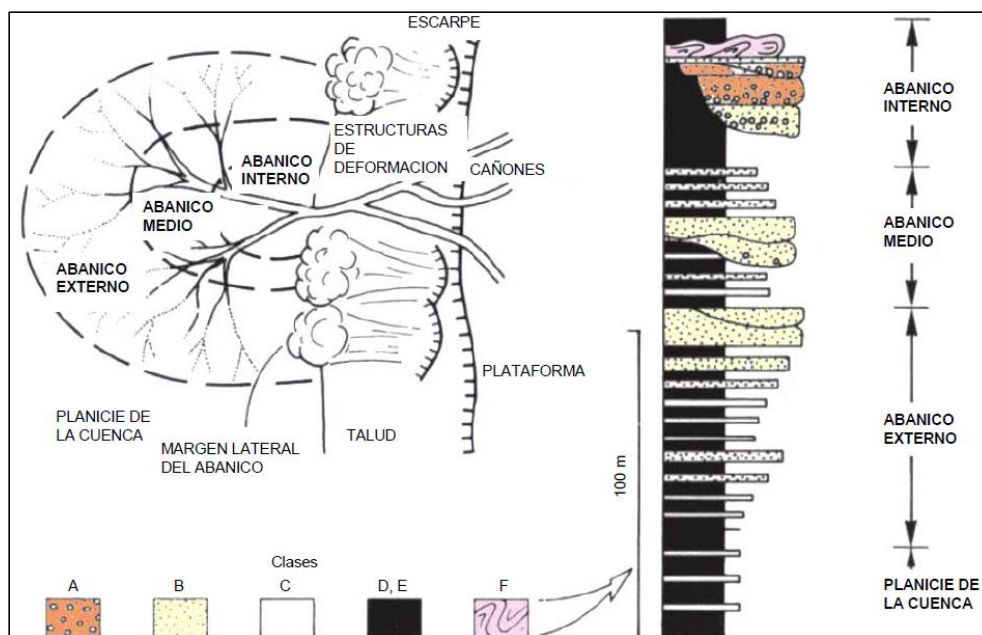


Figura 2.5. Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972).

El abanico interno es un sistema alimentado por cañones submarinos donde se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. Los sedimentos más gruesos se acumulan en los canales del abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando los sedimentos más finos en unidades delgadas gradadas, presentando comúnmente en sus bases, estructuras de flama y secuencias Bouma parciales, consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras. Donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales.

El abanico medio está caracterizado por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas ricas en areniscas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios que acumulan areniscas masivas o guijarrosas que muestran estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen pendiente abajo. Se pueden desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima debido a la migración de canales, donde el lóbulo distal del supra-abanico consiste de una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo.

El abanico externo cuenta con una superficie de ligera pendiente y recibe depósitos de sedimentos suspendidos por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados que resultan son delgados, lateralmente persistentes, y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

Específicamente los depósitos asociados al Campo Agua Fría presentan una mezcla de arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, depresiones de escombros, corte y relleno de canales y lóbulos.

2.1.3. Clasificación de facies.

La clasificación de litofacies propuesta por Mutti *et al.* (1972) y Ricci (1975), comprende siete facies descritas alfabéticamente de la A a la G y las relacionan a los procesos sedimentarios de densidad que ocurren durante la formación del abanico submarino. Con la caracterización y distribución de las litofacies se establecen parámetros sobre la geometría del depósito, estructuras internas de los estratos y de sus variaciones texturales, laterales y verticales; todos ellos y de forma integral, conducen a interpretar sus mecanismos de transporte y depósito. En la figura 2.6 se ilustran los principales atributos texturales de las facies A-G en el modelo propuesto por Mutti *et al.* (1972), empleados para caracterizar e interpretar los afloramientos estudiados en la Cuenca de Chicontepec.

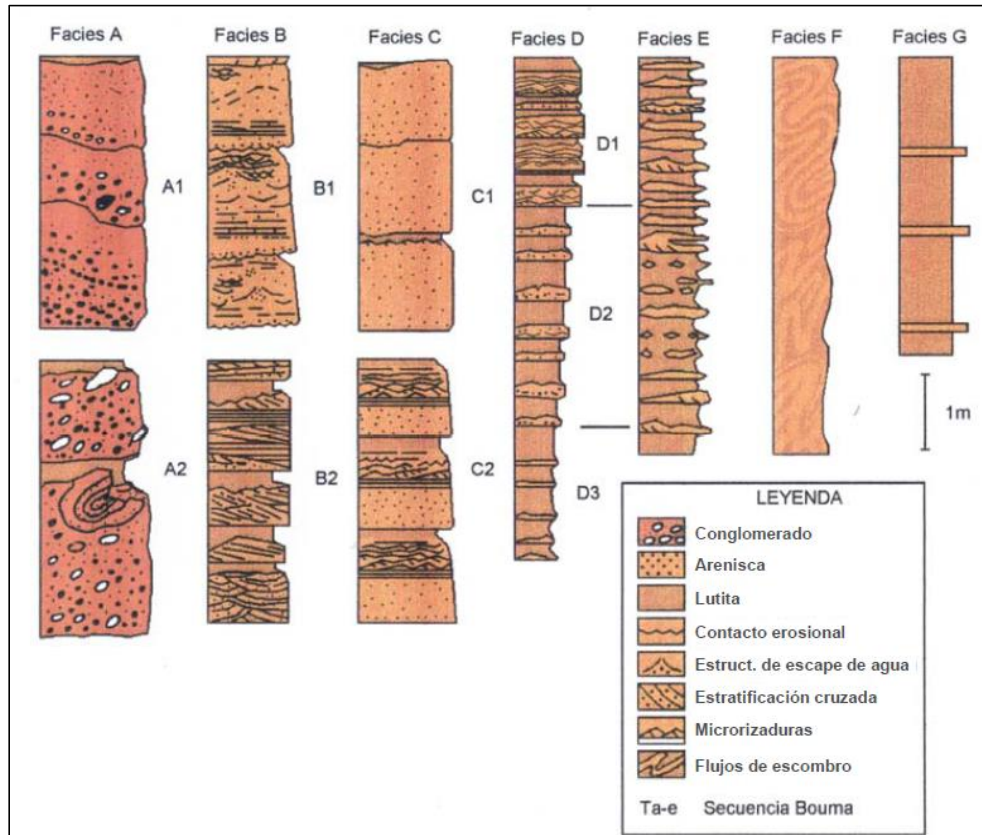


Figura 2.6. Clasificación de facies turbidíticas propuesta por Mutti *et al.* (1972).

2.1.4. Aspectos sedimentológicos-estratigráficos del Campo Agua Fría.

La Cuenca de Chicontepc cuenta con tres megasecuencias (unidades) arcillo-arenosas con una columna sedimentaria de aproximadamente 1500 m de espesor, presentando cierta repetición fractal en las estructuras sedimentarias. Estas unidades están limitadas por una discordancia basal que separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos, y tres discontinuidades (A, B y C) que separan regionalmente a las megasecuencias del Grupo Chicontepc y, que a su vez, subyacen discordantemente a la secuencia estratigráfica del Eoceno Medio-Superior.

La estratificación entre la discordancia basal y la discontinuidad A es cíclicamente areno-arcillo-limosa y areno-limo-arcillosa. Corresponde con la unidad niveladora del paleo-relieve mesozoico que por su alto contenido de arcilla y limo, sirve de sello inferior a la unidad que le sobreyace, resultando poco atractiva para la industria petrolera.

En las secciones sísmicas correspondientes con la figura 2.7 y 2.8, se observan los cuerpos con mayor contenido de areniscas que son los de mayor interés económico-petrolero.

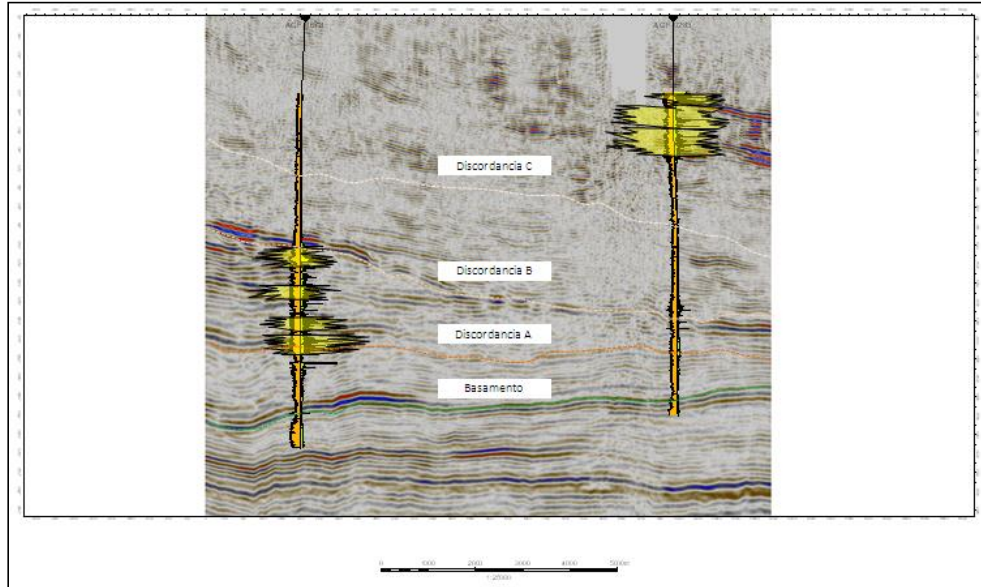


Figura 2.7. Sección Sísmica SW-NE del Campo Agua Fría, con la delimitación de cuerpos arenosos de mayor interés económico petrolero (CNH-UNAM, 2012).

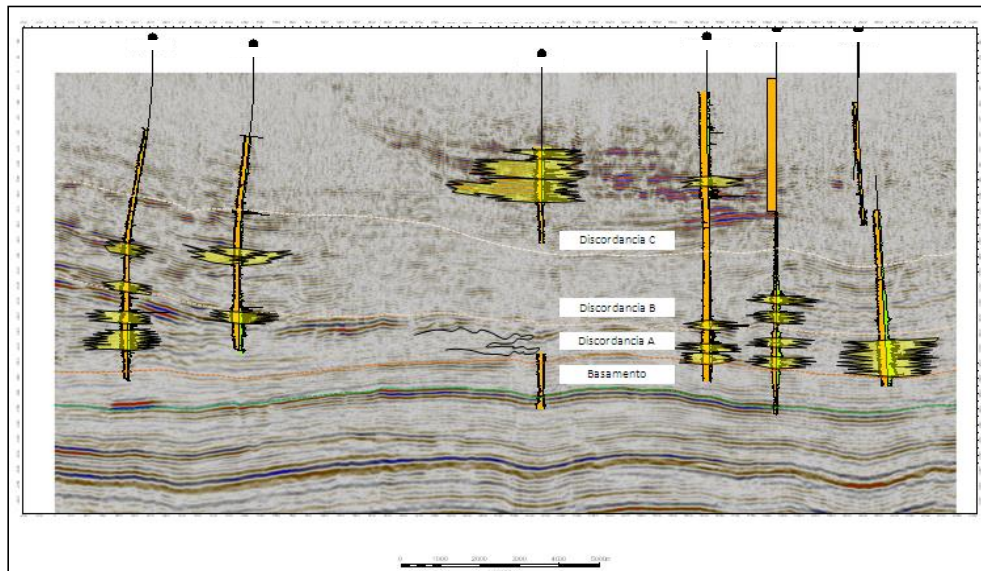


Figura 2.8. Sección Sísmica NW-SE del Campo Agua Fría con la delimitación de cuerpos arenosos de mayor interés económico petrolero (CNH-UNAM, 2012).

Los estratos entre las discontinuidades A y B, tienen mejores posibilidades de arenosidad por su asociación a sedimentos de depósitos lobulares, cuya tendencia de distribución es hacia el NW, E, SE.

La unidad estratigráfica limitada por la discontinuidad “B” y el contacto con la columna del Eoceno Inferior está formada por estratos sedimentarios que contienen evidencias de movilización intraformacional, sin-sedimentaria (deslizamientos, plegamientos, fallamientos, flujos de escombros canalizados), donde el transporte de sedimentos proviene del margen occidental del talud del

cañón, hacia el NW-E-SE. Esta unidad sirve de sello superior al horizonte estratigráfico que le subyace por la mezclas de sedimentos finos con los arenos-arcillosos.

Las características que distinguen a las unidades delimitadas por las discordancias, permite entender su función dentro del sistema petrolero, sobre todo si se observan sus análogos con afloramientos representativos de las tres megasecuencias de la Cuenca de Chicontepec.

2.1.4.1. Megasecuencia Inferior (Unidad 1).

Predominan depósitos de tipos arcillo-arenosos, emplazados discordantemente (discordancia basal) sobre una topografía suave. El contacto superior corresponde con la superficie de la discontinuidad A de la Megasecuencia Media (Unidad 2). La litología está constituida por depósitos rítmicos de carácter limo-arcilloso, interestratificados con horizontes delgados arenos-arcillosos, de origen turbidítico.

Los cuerpos poseen una geometría tabular estratificada continua y laminada, aunque algunos de los cuerpos arenos-arcillosos pueden presentar forma lenticular. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido al predominio de la facies limo-arcillosa, la cual se encuentra interestratificada con estratos discretos arenos-limosos. El registro de facies a nivel de pozo es casi en su totalidad arcilloso con estratos arenos-arcillosos, intercalados en menor proporción.

Considerando que la unidad estratigráfica tiene predominancia de materiales finos, correspondientes con lutitas, limolitas y areniscas de grano fino, tiene poca importancia como rocas almacenadoras, ya que es una unidad de baja porosidad.

2.1.4.2. Megasecuencia Media (Unidad 2).

Esta megasecuencia presenta estructuras de tipo lobular asociadas a corrientes turbidíticas más someras y tiene una menor tendencia al paralelismo de sus capas. Esta unidad se encuentra comprendida entre las superficies de las discontinuidades A y B. Los lóbulos de textura arenosa y arenos-arcillosa presentan una gran extensión y se encuentran interestratificados con horizontes limo-arcillosos, formando una secuencia rítmica. La dirección de aporte de los sedimentos turbidíticos es hacia el NE, aunque localmente se tienen otras direcciones de aporte.

En la secuencia se observan algunas superficies de despegue (“decóllement”) con sentido de aporte (NW-SE), de baja amplitud, lo cual generó deformación de tipo intraformacional, así como flujos de escombros canalizados de carácter local.

Los cuerpos presentan geometría con estratificación de horizontes arenosos y limo arcillosos en forma tabular y lenticular. La conectividad entre los cuerpos arenos-limosos es de moderada a alta. Los registros de facies a nivel de pozo muestran intercalaciones cíclicas de cuerpos arenos-arcillosos y arcillas arenosas, tabulares y

continuas. Esta unidad estratigráfica presenta las mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas son más abundantes y tienen las mayores continuidades.

2.1.4.3. Megasecuencia Superior (Unidad 3).

Esta unidad se desarrolló alejada de la Plataforma de Tuxpan, presentando flujos gravitacionales, como derrumbes de tipo coherente e incoherente, que provocaron de forma asociada “slumps” emplazados en dirección NE, así como estructuras de corte y relleno sobre el horizonte C, donde estos rasgos se tienen en algunos sectores donde hubo desarrollo de canales locales dentro de la Unidad. Esta megasecuencia sobreyace a la discontinuidad B y está constituida por cuerpos arcillo-arenosos en espesores medios a gruesos.

Los cuerpos presentan geometrías estratiformes y masivas de flujos de escombros y derrumbes por deslizamientos locales, asociados a plegamientos coherentes e incoherentes. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido a la mezcla de los horizontes arenosos permeables con los arcillo-limosos durante su desplazamiento másico por gravedad. Los registros de facies a nivel de pozo son arcillo-limosos con escasa intercalación de niveles arenosos.

La unidad se compone de una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad, por lo que esta secuencia no presenta características petrofísicas adecuadas como rocas almacenadoras, salvo algunos lentes aislados de areniscas ubicadas en la base de la unidad, en la zona cercana a la discordancia B.

2.2. Estratigrafía.

En el área de la Cuenca de Chicontepec la columna estratigráfica se compone de veinte unidades litoestratigráficas, de las cuales tres corresponden con formaciones del Jurásico (Tamán, San Andrés, Pimienta), siete del Cretácico (Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamaulipas Superior, Tamabra, Agua Nueva, San Felipe y Méndez) y diez del Cenozoico (Velasco, Grupo Chicontepec, Aragon, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Palma Real Inferior, Horcones, Palma Real Superior), siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca (figura 2.9).

La columna estratigráfica del Paleocanal de Chicontepec corresponde al Paleoceno Inferior y Medio, donde ocurrió erosión a lo largo del margen occidental y sur de la isla de Tuxpan, también fueron erosionadas las rocas basamentales de la cuenca cenozoica, del Cretácico y del Jurásico Superior. Este proceso erosivo marino dio origen a la Cuenca de Chicontepec, la cual comprende alternancias rítmicas de sedimentos arcillosos y arenosos, formando cuerpos lenticulares y tabulares lateralmente discontinuos, constituidos por arena arcillosa y limos areno-arcilloso, intercalados e interdigitados lateral y verticalmente.

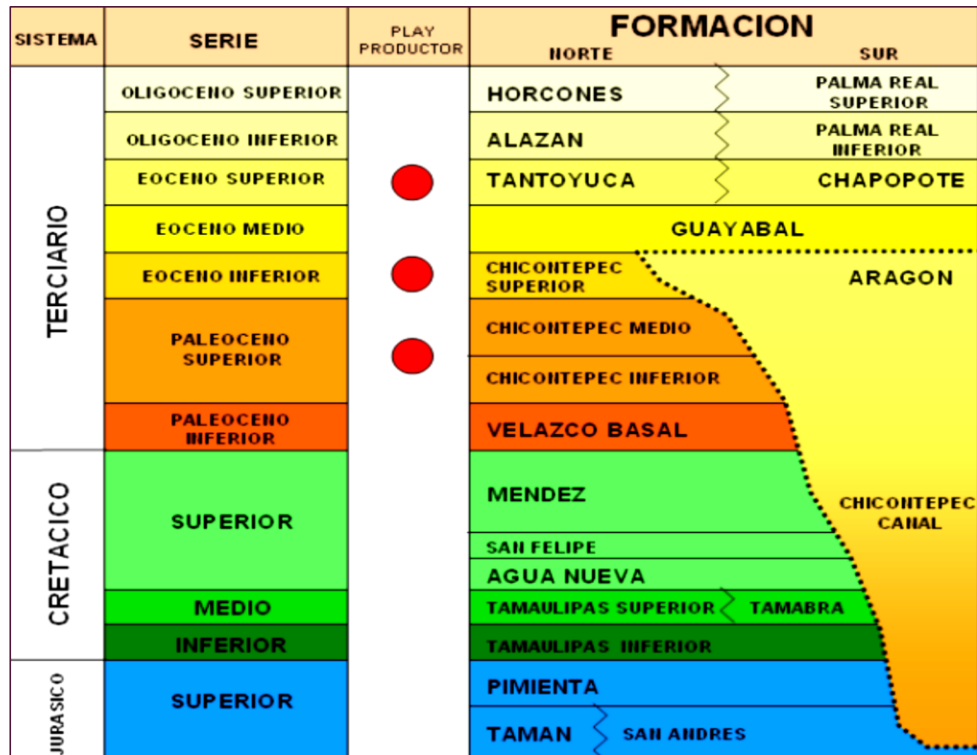


Figura 2.9. Columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec. (PEMEX, 2005)

El espesor estratigráfico de cada Formación del Grupo Chicontepec es variable, ya que en la porción norte, es del orden de 100 m y en su extremo occidental se han llegado a determinar espesores, entre 700 y hasta 2000 m (figura 2.10).

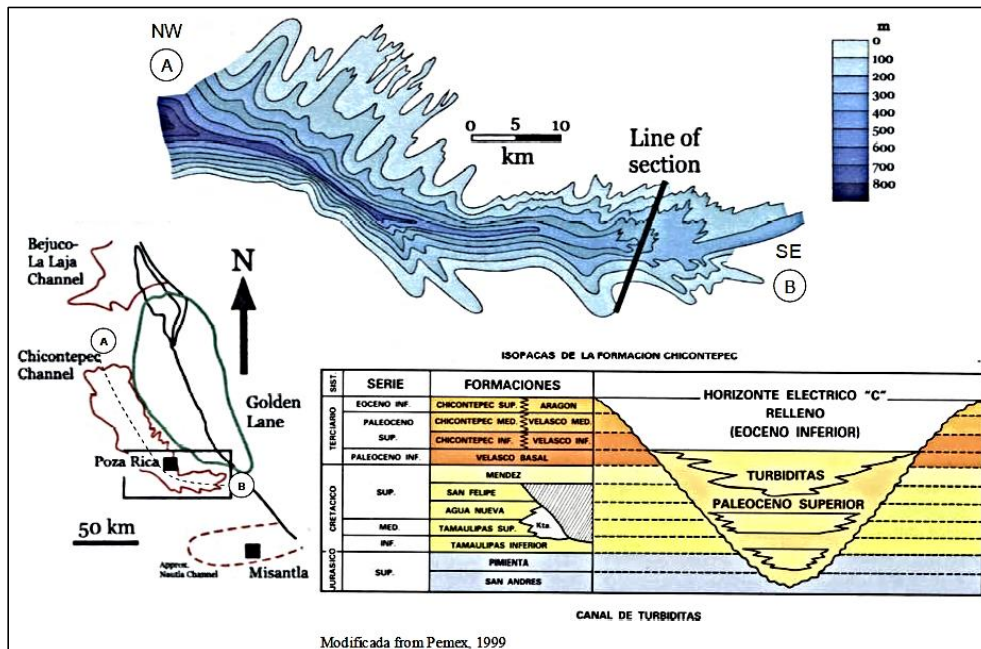


Figura 2.10. Mapa de isopacas y sección de parte del área del Cañón de Chicontepec, este-centro de México, modificado de Busch y Goveia (1978), en donde se muestran los depósitos de corte y relleno del cañón (Eoceno temprano), (Rosenfeld y Pindell, 2003).

De acuerdo a su contenido fosilífero esencialmente bentónico, los sedimentos sugieren condiciones batimétricas mayores a los 200 metros, en ambientes nerítico externo a batial, sin embargo, con ichnofósiles, Bitter (1993) considera que la cuenca sedimentaria pudo alcanzar profundidades de al menos 500 m, en ambientes batiales.

2.3. Geología Estructural.

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca sintectónica, que se caracteriza por contener discordancias progresivas donde al mismo tiempo que ocurría en algunos sectores levantamiento y erosión de la secuencia sedimentaria marina (Orogenia Laramídica), en otras localidades próximas ocurría una sedimentación continua (sin discontinuidades). 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).

En la cuenca existen grandes espesores de unidades terrígenas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino y turbiditas) rellenando el paleo-elemento que se formó durante la orogenia laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan. Las unidades cronoestratigráficas 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. Se pueden distinguir tres estilos de deformación contrastantes en el Campo Agua Fría, que corresponden con deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

2.3.1. Deformación Intraformacional.

Los flujos turbidíticos, en algunos casos, produjeron pliegues sinsedimentarios de reducidas dimensiones (figura 2.11), los cuales se desarrollaron más frecuentemente en la Megasecuencia 1, en las proximidades con la discordancia A. Estos pliegues son contemporáneos al depósito sedimentario y se deben al corrimiento local del depósito y la pendiente del terreno, a las formas del paleorelieve y a la cantidad de arenas presentes en el flujo de sedimentos.

Son estructuras primarias donde las dimensiones pueden ir de 5 m hasta 100 m, y que por contener una mayor proporción de arenas pueden constituir localmente trampas por variación de permeabilidad, no por el pliegue en sí, sino por constituir un cuerpo lenticular que cambia lateralmente a facies arcillo-limosas.



Figura 2.11. Pliegues sinsedimentarios que afectan a la secuencia de areniscas y lutitas por arriba de la discordancia A (CNH-UNAM, 2012).

2.3.2. Plegamiento Laramídico.

Las secuencias sedimentarias del Jurásico y Cretácico que se encuentra por debajo del Grupo Chicontepec en el subsuelo del Campo Agua Fría, cuyo limite es la discordancia de la base del Terciario, es donde se tiene un desarrollo de pliegues suaves con ángulos interflancos de 150° , como los que se pueden ver en una sección sísmica de SW-NE (figura 2.12).

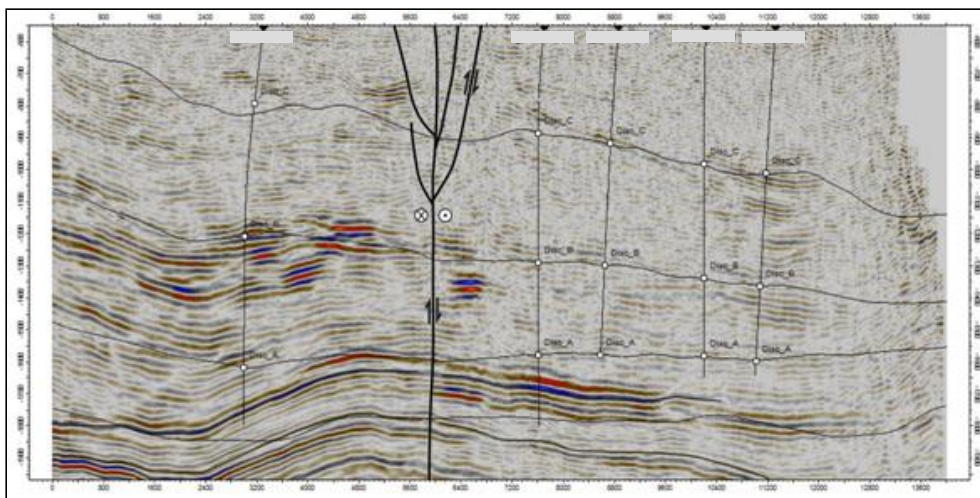


Figura 2.12. Sección sísmica SW-NE en cuya parte inferior se tiene un pliegue anticlinal suave en las secuencias Jurásica y Cretácica cortadas por una falla lateral derecha (CNH-UNAM, 2012).

El proceso compresivo ocasionado por la dinámica de las placas Paleo-Pacífica (Farallón) y la Placa Norteamericana explica la deformación que provocó el plegamiento, donde al converger con un ángulo bajo, ocasionaron el desarrollo de la Orogenia Laramídica que dio origen a la Sierra Madre Oriental, y es donde se tiene el mayor nivel de deformación (plegamiento y fallamiento inverso), el cual se va atenuando al oriente donde se encuentra el Campo Agua Fría.

La secuencia terrígena de la base del Cenozoico cuenta con características estructurales en donde en la parte inferior se tienen reflectores continuos con pliegues suaves en las rocas cretácicas, los cuales influyen en la secuencia terrígena sobrepuesta (formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio), donde también se tienen pliegues que se van atenuando a medida que se sube estratigráficamente, esto es debido a que el depósito terrígeno fue acomodado de acuerdo al paleorelieve existente, el cual fue controlado por la discordancia de la base del Cenozoico y por las estructuras laramídicas.

2.3.3. Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

Una de las deformaciones más importante que afecta a la columna mesozoica y cenozoica del Campo Agua Fría, corresponde con una deformación frágil, que produjo un sistema de fallas laterales, acompañada de fallas inversas de segundo orden y un importante desarrollo de fracturas y microfracturas.

La zona estuvo sujeta a esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo que originaron estructuras en flor positiva (figura 2.13) debido al conjunto de fallas y fracturas asociadas, con un importante desarrollo de fracturas verticales o subverticales, sobre todo en la porción donde predomina una litología de areniscas como ocurre localmente en los horizontes que pertenecen a la Megasecuencia 2.

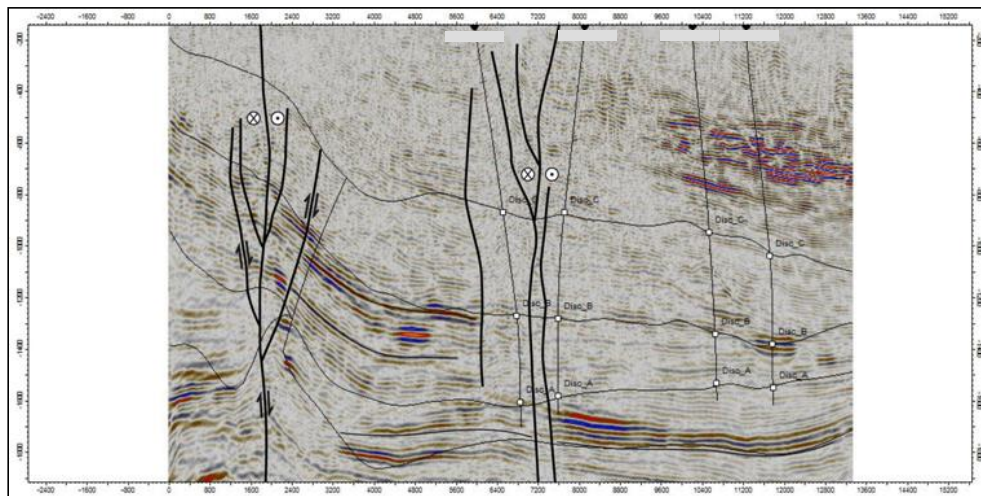


Figura 2.13. Sección sísmica de orientación E-W, donde se aprecian dos fallas laterales con fallas inversas de segundo orden que conforman en cada caso una flor positiva. También se indica la ubicación de los pozos con la producción acumulada (CNH-UNAM, 2012).

De acuerdo al comportamiento geomecánico se tiene desarrollo de microfracturas en horizontes con predominancia de arcillas y limos, sobre todo en las zonas próximas a las fallas principales.

Se han identificado en afloramientos como el que se ilustra en la figura 2.14 sistemas de fallas laterales, donde se puede ver una falla lateral derecha, con fallas inversas de segundo orden, que en conjunto forman una estructura de flor positiva.

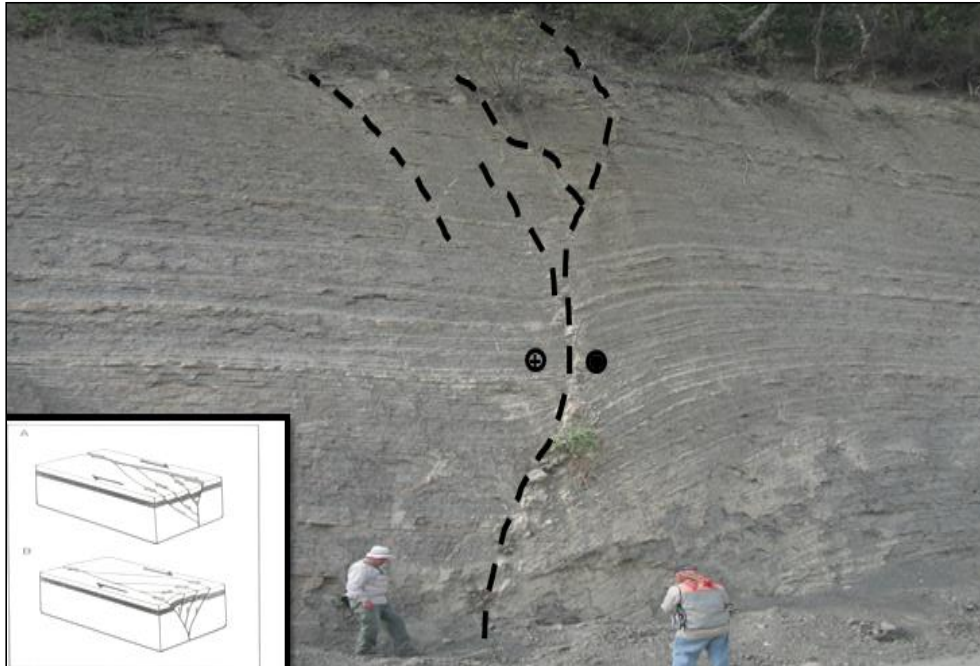


Figura 2.14. Afloramiento afectado por una falla lateral derecha con fallas inversas de segundo orden, que en conjunto forma una flor positiva (CNH-UNAM, 2012).

Algunos cuerpos arenosos afectados por fallas laterales pierden continuidad debido a que ocurre desplazamiento horizontal de los dos bloques, sin embargo adquieren una relación muy estrecha con la principal ruta de migración que es la falla principal, la zona de falla y las fracturas asociadas.

Simultáneamente a la formación de fallas laterales, se generó en su entorno un sistema de fracturas conjugadas verticales abiertas sobre todo en los estratos arenosos más gruesos, que provocan de manera local un incremento en la porosidad, lo que hace mejor la calidad de las rocas arenosas como potenciales rocas almacenadoras al tener porosidad en fracturas, además de la porosidad intergranular, aunque en algunas zonas la porosidad efectiva disminuye por efecto de la cementación, principalmente de calcita. Las discontinuidades estructurales antes mencionadas funcionaron dentro del sistema petrolero como las principales rutas de migración.

En el Campo Agua Fría se ha encontrado fallas que forman un par conjugado, mismo que se muestra en la figura 2.15, con las siguientes orientaciones generales: NW 55° SE y NE 05° SW. Estas mismas relaciones de orientación se presentan también a nivel local donde se tienen fracturas conjugadas.

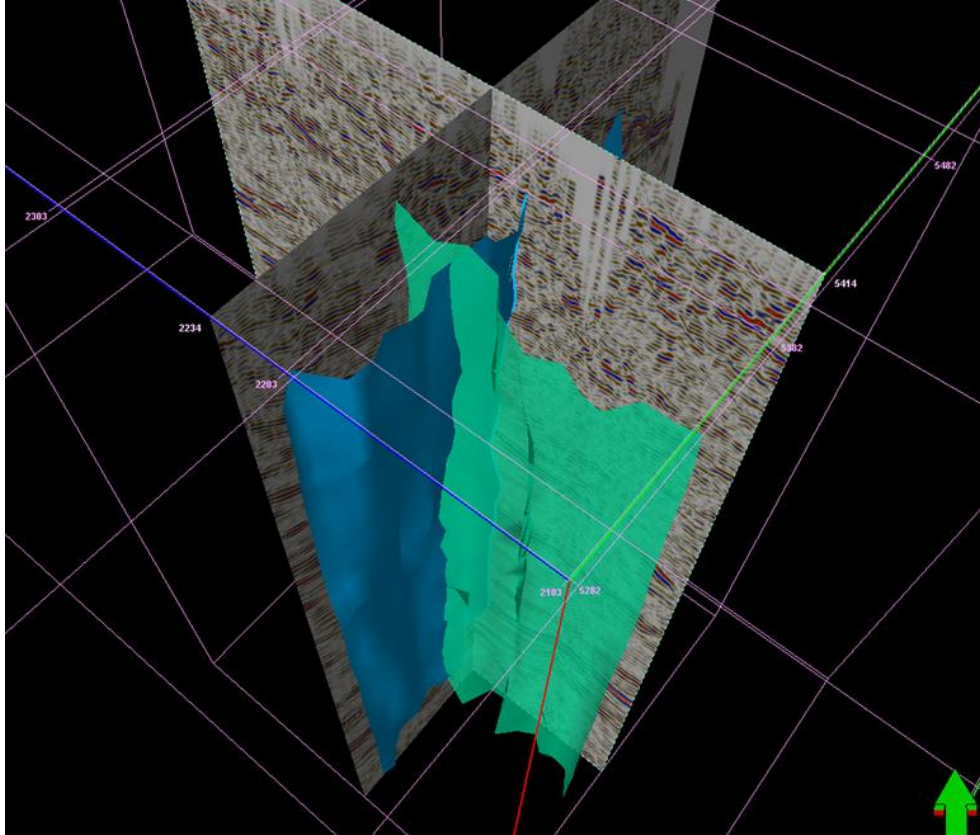


Figura 2.15. Par conjugado de dos fallas laterales obtenidas a partir del análisis de un conjunto de secciones sísmicas perpendiculares. (CNH-UNAM, 2012)

El origen del par conjugado de fallas y fracturas verticales está asociado a la acción de un sistema de paleo-esfuerzos de cizalla que produjeron deformación frágil, donde el esfuerzo principal mayor actuó horizontalmente con una dirección NW 25° SE. Las fallas laterales son de gran relevancia dentro del sistema petrolero del Campo Agua Fría, ya que son las mejores rutas de migración de aceite y/o gas, al comunicar a las secuencias generadoras del Jurásico Superior con las unidades sedimentarias del Grupo Chicontepec ubicadas entre la discordancia A y B.

En la zona de falla existe la posibilidad de no tener producción de hidrocarburos, ya que dichas discontinuidades estructurales (fallas y fracturas) se formaron en zonas altamente porosas y permeables permitiendo el flujo del aceite y gas hasta los cuerpos lenticulares de areniscas próximos o hasta la superficie terrestre formando manifestaciones naturales, manifestándose en afloramientos como presencia de gilsonita (chapopote).

2.4. Origen y procesos geológicos asociados a la Cuenca.

La Cuenca de Chicontepec es una depresión rellena de rocas terrígenas producto de un evento tectónico que generó una depresión entre la Sierra Madre Oriental y la Paleoplateforma de Tuxpan, sin embargo las secuencias del subsuelo más antiguas están relacionadas con los eventos tectónicos que a continuación se describen.

2.4.1. Etapa de rifting.

Es la primera etapa de apertura desarrollada en la Región Tampico-Misantla, donde ocurrió durante el Triásico Tardío al Jurásico Medio, en la que se formaron fosas (figura 2.15). A principios del Jurásico Temprano comienza una transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Cuenca de Huayacocotla. Esta constituye una depresión irregular de edad Jurásico Temprano-Medio, de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica de areniscas y lutitas. En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de Basamento existentes, provocando la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales.

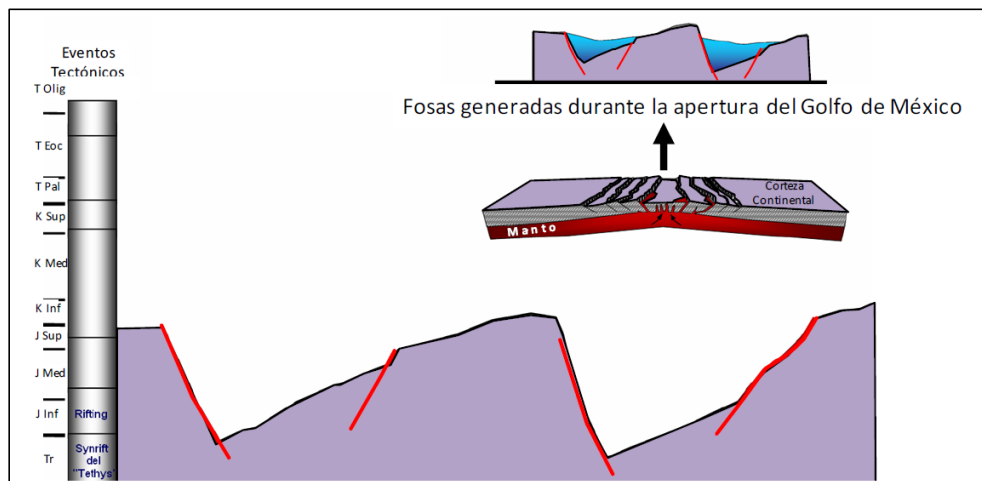


Figura 2.15. Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio (PEMEX, 2010).

2.4.2. Etapa de margen pasivo.

A partir del Jurásico Tardío (figura 2.16) se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México. Este margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico Inferior y el inicio del Cretácico Tardío (figura 2.17).

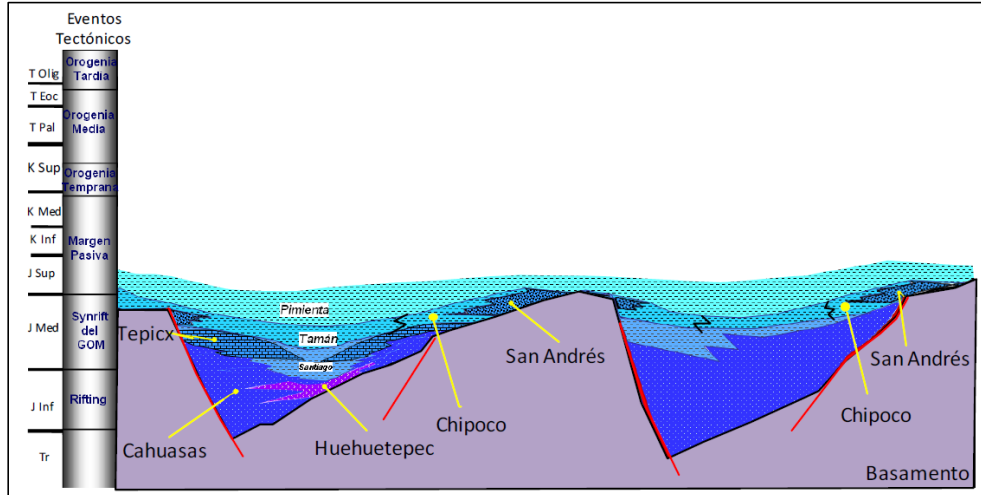


Figura 2.16. Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío (PEMEX, 2010).

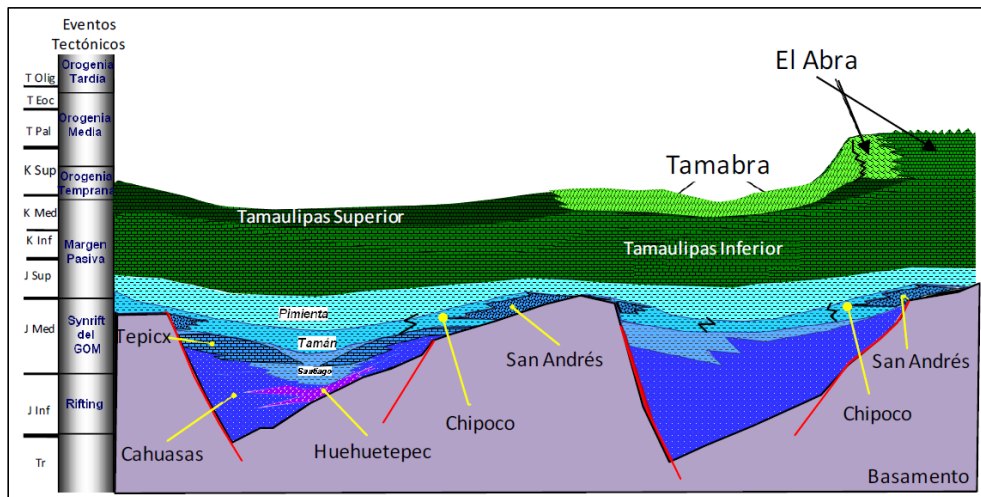


Figura 2.17. Desarrollo de extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior y el inicio del Cretácico Tardío (PEMEX, 2010).

2.4.3. Evento orogénico laramídico.

En el Cretácico Tardío la sedimentación del margen pasivo concluyó por el inicio de los efectos de la Orogenia Laramide que dio origen a la Sierra Madre Oriental (figura 2.18). Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación; la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno (figura 2.19), en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos turbidíticos, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec.

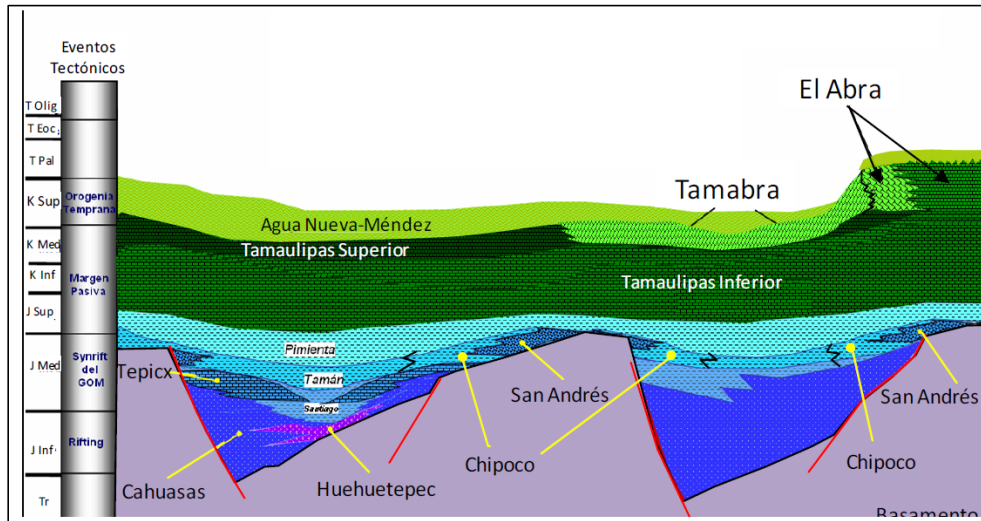


Figura 2.18. Efecto de la Orogenia Laramide en el Cretácico Tardío (PEMEX, 2010).

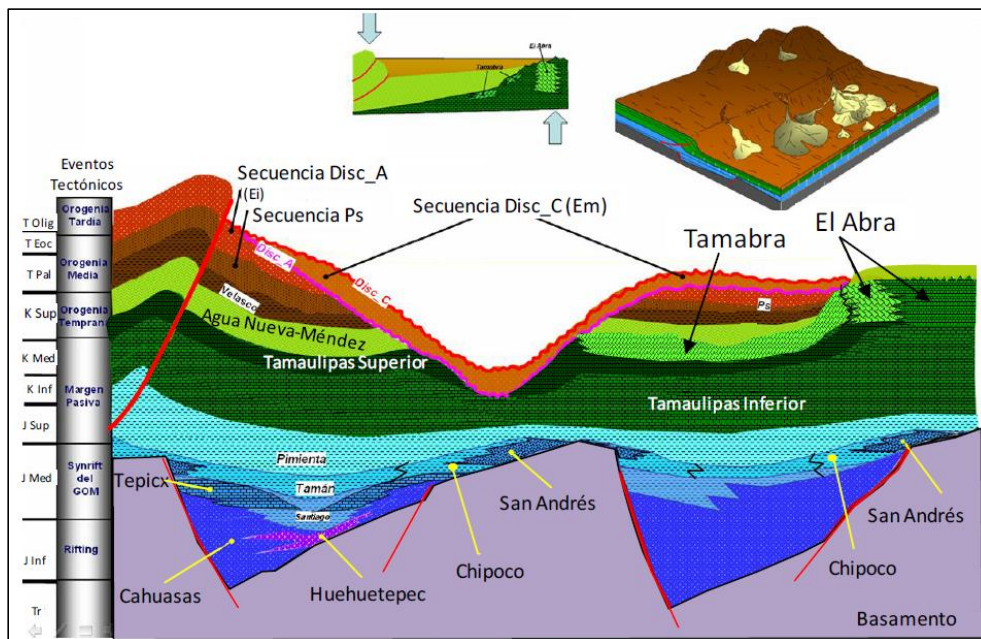


Figura 2.19. Depósitos turbidíticos de aguas profundas en el Paleoceno-Eoceno tardío (PEMEX, 2010).

2.4.4. Etapa de subsidencia, erosión y sedimentación.

Posterior al cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, (figura 2.20) la provincia pasó a un dominio de subsidencia, erosión y sedimentación en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete cenozoico depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México.

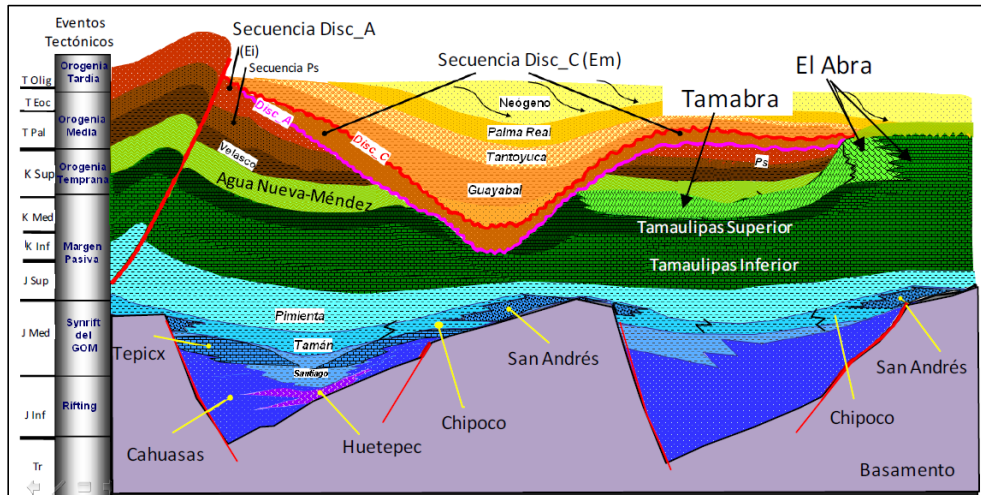


Figura 2.20. Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno (PEMEX, 2010).

2.5. Relleno de la Cuenca de Chicontepec.

Durante el inicio del Paleógeno, la región continuó sujeta a compresión por la Orogenia Laramide, continuando con el plegamiento y fallamiento inverso de toda la secuencia mesozoica del frente de la Sierra Madre Oriental, así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México. Este evento tectónico con pulsos de levantamiento y subsidencia y por las corrientes marinas y de litoral, propiciaron que se formara una cuenca sintectónica con canales submarinos, con relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico del Grupo Chicontepec.

El relleno de la cuenca inició en el Paleoceno con un gran volumen de sedimentos terrígenos correspondientes a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. Al poniente y norte de los desarrollos arrecifales de la Paleoplataforma de Tuxpan, se desarrollaron de manera contemporánea la Cuenca de Chicontepec y Bejuco-La Laja, los que fueron rellenos por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, rellenos de canal, abanicos submarinos y derrumbes. Al mismo tiempo, en el noreste de esta región se desarrolló la fosa de Magiscatzin que fue rellena por sedimentos arcillo-arenosos de la Formación Velasco.

De forma consecuente se mantuvo, durante el Eoceno Temprano, la continuidad en las condiciones de depósito, representadas por facies arenosas de tipo turbidítico (Chicontepec Superior) y una secuencia predominantemente arcillosa (Velasco Superior). Para el Eoceno Medio ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial.

La columna geológica localizada 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 la secuencia clástica de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio descansan

discordantemente en la San Andrés del Jurásico Superior subyacen al Cretácico Superior Méndez, en la porción centro y norte de la Cuenca.

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 está compuesto 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 Cenozoico el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, particularmente durante el Oligoceno, el Mioceno y Plioceno, propiciando el depósito de sedimentos areno–arcillosos y en ocasiones, conglomeráticos como ocurre con las formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan; llegando 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.

CAPÍTULO III

SISTEMA PETROLERO

III. SISTEMA PETROLERO.

En trabajos anteriores el Sistema Petrolero del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec se ha considerado como puro (Vázquez, 2008), dado que no se tenían reportes de deformación estructural significativa, ya que las trampas descritas eran únicamente de tipo estratigráfico asociadas con abanicos submarinos, superficies de erosión, barras arenosas y con rellenos de paleocanal; sin embargo, en trabajos actuales se han encontrado pliegues suaves, un sistema de fallas laterales (par conjugado) y zonas fracturadas, por lo que el sistema petrolero es híbrido.

Es importante señalar que varios sectores productores se encuentran en bloques delimitados por fallas, por lo que, no solo se tienen trampas de tipo estratigráfico, con lóbulos, rellenos de paleocanal y barras de desbordo, sino que hay afectación por fracturamiento y fallamiento lateral.

Por otra parte, en cuanto a su nivel de certeza, es un sistema conocido, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas del Grupo Chicontepec, donde el aceite se correlaciona positivamente con las rocas generadoras del Jurásico Superior.

El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos del País, donde los yacimientos se encuentran en cuerpos independientes en lentes de arenas, que se encuentran a profundidades que varían de 800 a 2400 m. La presión original en la mayoría de los yacimientos es del orden de 220 Kg/cm², con una temperatura de fondo que varía de los 65°C a los 75°C.

3.1. Rocas Generadoras.

Para este sistema, las rocas generadoras son las mismas que en toda la Provincia de Tampico-Misantla, y corresponden a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, de edad oxfordiana, kimmeridgiana y tithoniana respectivamente; así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio.

Las rocas del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino, donde su distribución regional abarca toda la cuenca, excluyendo los altos de basamento que actuaron como islas durante ese tiempo; el espesor máximo de estas rocas generadoras es de 400 m.

La predominancia en cuanto al mayor potencial generador de las formaciones jurásicas indican que la Formación Santiago del Oxfordiano predomina en el sur de la cuenca, mientras que la Formación Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tithoniano) predominan en su porción norte.

En las secuencias del Jurásico se tiene una alta concentración de materia orgánica en la fase madura, mientras que en la secuencia del Paleoceno la concentración es menor e inmadura, considerando que el relleno sedimentario terrígeno cenozoico de la cuenca no es uniforme, teniendo que el espesor de la cubierta puede ser desde 1,000 m en la periferia a más de 3,000 m en el depocentro de la misma, lo que ocasionó diferentes condiciones de maduración térmica debida al posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos submarinos (Vázquez, 2008).

El potencial generador de las formaciones jurásicas de acuerdo a la madurez de la materia orgánica dispersa (MOD) corresponde principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, ya que proceden de kerógeno tipo II (figura 3.1), en cambio, las formaciones Chicontepec Inferior y Medio tienen potencial generador principalmente de gas ya que la materia orgánica que contiene procede del continente o es marina con evidencias de oxidación y contenido de material leñoso y carbonoso que corresponde con kerógeno tipo III (figura 3.1); sin embargo, se encuentra en la fase inmadura en varios sectores de la cuenca, tal como ocurre en el área de Agua Fría, donde en los afloramientos se observa materia orgánica con madera carbonizada muy deleznable, lo que indica que se encuentra en la fase de diagénesis temprana (PEMEX, 2010).

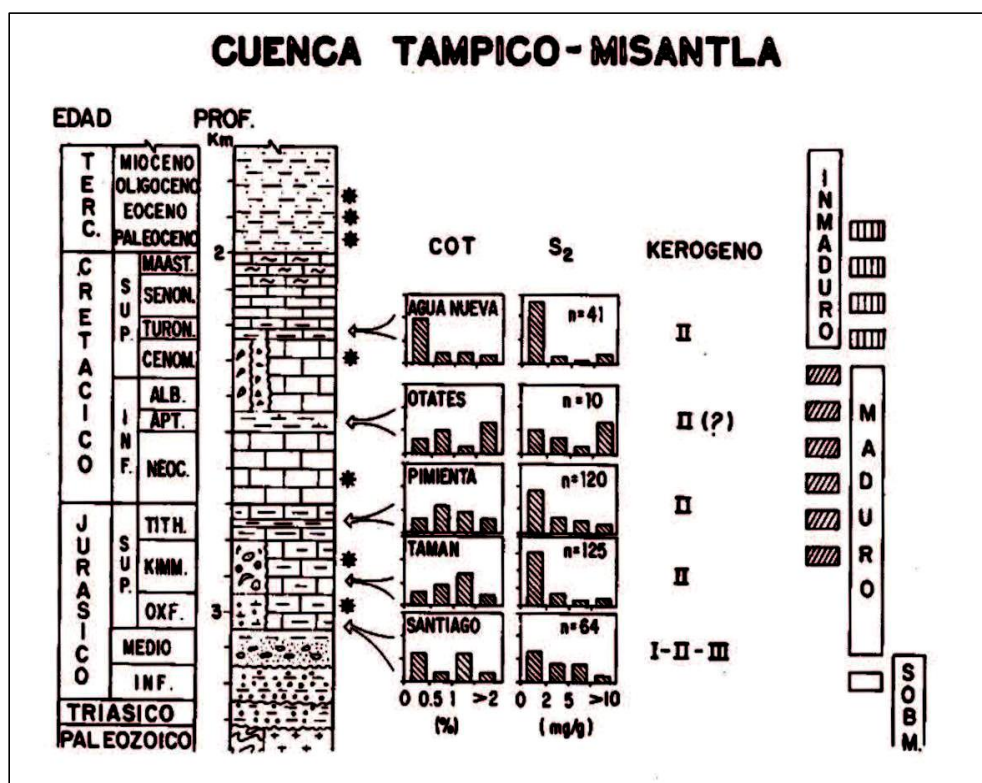


Figura 3.1. Tipo de kerógeno y nivel de maduración en las rocas generadoras de la Provincia Tampico-Misantla (González y Holguín, 1992).

El subsistema generador de la Cuenca de Chicontepec está compuesto por tres formaciones principales que son la Formación Santiago, la Formación Tamán y la Formación Pimienta, todas del Jurásico Superior. A continuación se describen las principales características de estas secuencias.

3.1.1. Formación Santiago (Jurásico Superior Oxfordiano).

La Formación Santiago, del Jurásico Superior Oxfordiano está formada por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillosas piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos. La fauna es pobre y se encuentra representada por algunos bivalvos y cefalópodos de edad Oxfordiano. Los espesores varían entre 10 m y 755 m, concentrándose preponderantemente en la porción sur de la cuenca (López Aguirre, 2008).

El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S₂) varía entre regular y excelente, del orden de 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g de 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 (figura 3.2) (PEMEX, 2010).

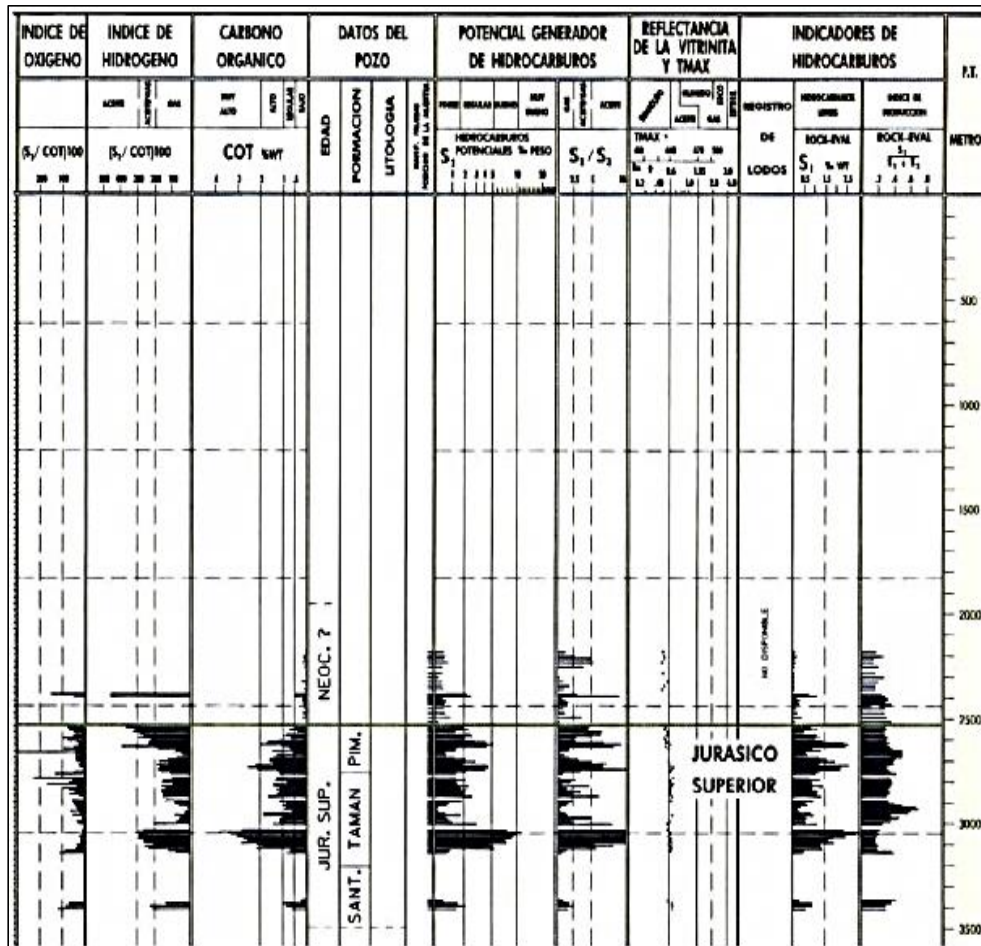


Figura 3.2. Registro geoquímico del Jurásico Superior en la parte norte de la Provincia Petrolera Tampico- Misantla (PEMEX, 2010).

Estos valores son propios de un kerógeno original predominante de tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro (figura 3.3), donde en la fase madura genera aceite y gas, mientras que en la fase sobremadura únicamente gas, conteniendo en menor proporción kerógeno I y III (figura 3.1).

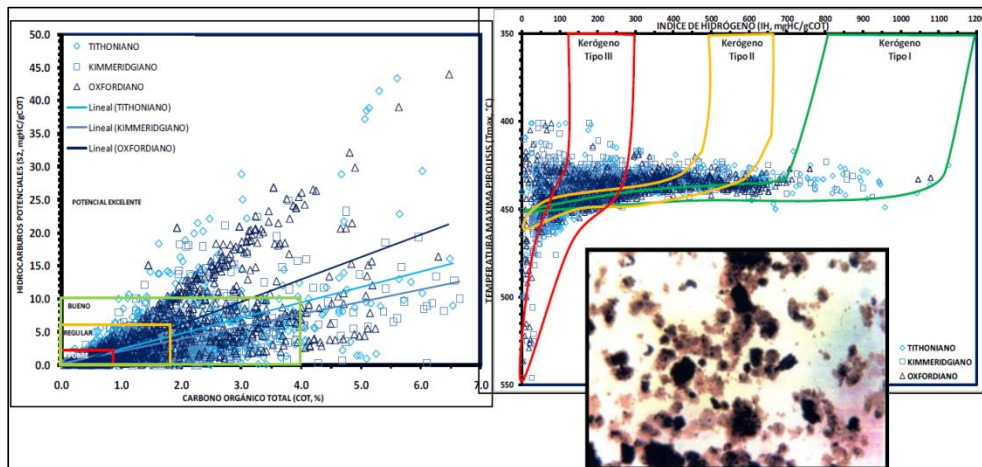


Figura 3.3. Las gráficas y la micrografía muestran la cantidad, calidad y madurez de una mezcla de kerógenos I/II y II/III, material predominantemente amorfo (algáceo) presente en las calizas arcillosas del Jurásico Superior de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

Para determinar el tipo de ambiente, los biomarcadores indican que es un ambiente marino salobre subóxico arcillosos (Hopanos: 29<C30, C34>C35, alta relación Diasteranos /Estéranos) como se muestra en la figura 3.4.

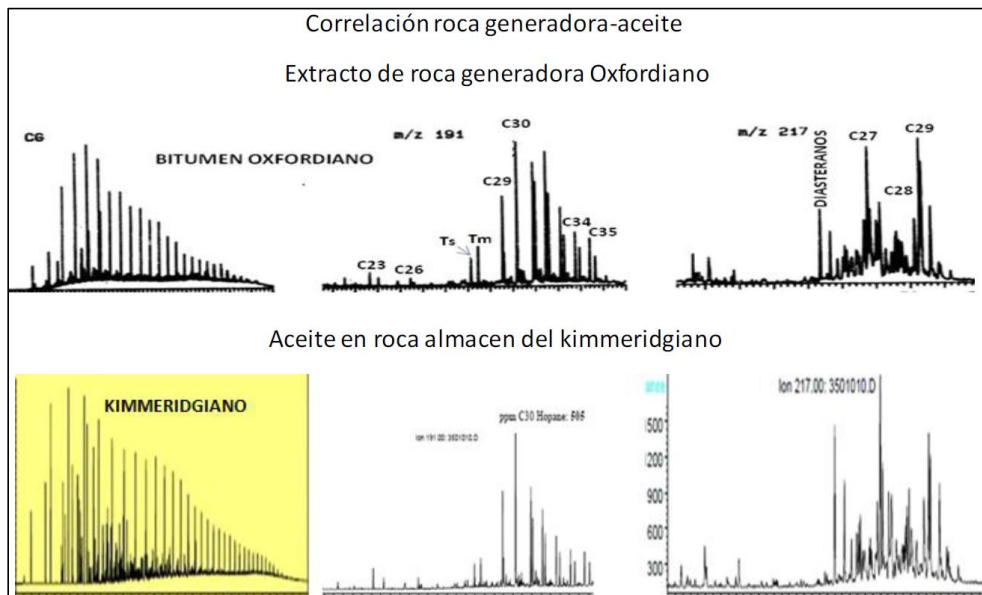


Figura 3.4. Cromatogramas de gases y fragmentogramas de bitúmenes extraídos de las calizas arcillosas generadoras del Jurásico Superior Oxfordiano y su correlación con el aceite acumulado en las calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).

3.1.2. Formación Tamán (Jurásico Superior Kimmeridgiano).

La Formación Tamán está compuesta por mudstones y calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas con espesores que varían entre 3 y 998 m como máximo. Sus características principales son la buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre la arcilla. Los organismos que se presentan son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, mientras que los valores de Hidrocarburos potenciales (S2) fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los valores de temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) varían de 421 a 527 °C como se muestra en la figura 3.2; los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hopanos: C29>C30, C34<C35, con muy baja relación Diasteranos/Estéranos) (PEMEX, 2010).

3.1.3. Formación Pimienta (Jurásico Superior Tithoniano).

La Formación Pimienta está constituida por mudstone y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal con espesores que varían entre 3 y 485 m; la fauna está conformada por Calpionella sp., Fibrosphaera sp. y Globochaete alpina del Tithoniano (CNH-UNAM, 2012). El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y los valores de Hidrocarburos potenciales (S2) varían entre 0.2 y 43.4 mg/g, donde el Kerogeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 18 y 959, mientras que las temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) se encuentran entre 412 y 476 °C (figura 3.2). Para determinar el tipo de ambiente, los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: C29>>C30, C34<C35, con una regular relación Diasteranos/Estéranos) como se muestra en la figura 3.5 (PEMEX, 2010).

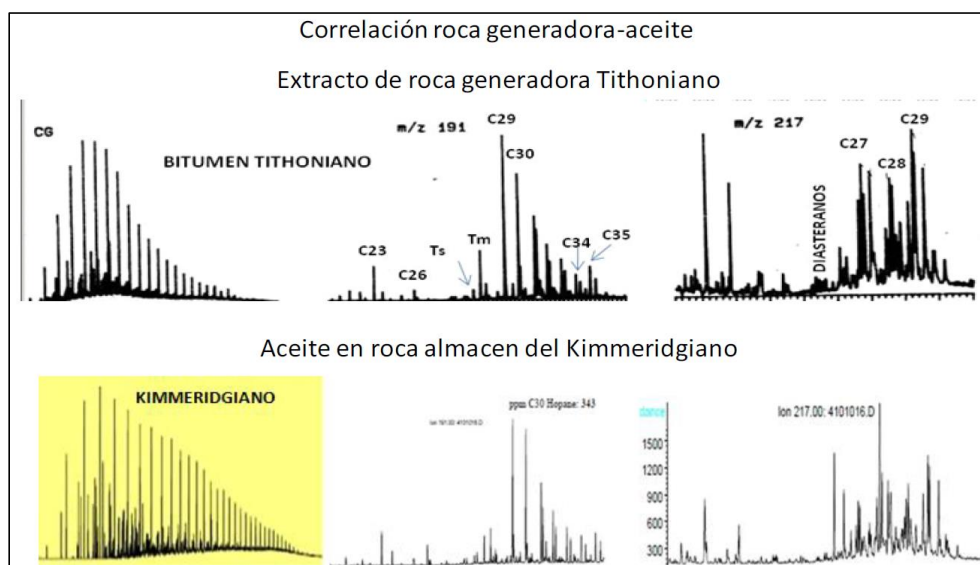


Figura 3.5. Cromatogramas de gases y fragmentogramas de bitúmenes extraídos de las calizas arcillosas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano y su correlación con un aceite acumulado en las calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano (PEMEX, 2010).

3.1.4. Grupo Chicontepec.

En las secuencias del Paleoceno-Eoceno predomina la materia orgánica leñosa y carbonosa, que corresponde con materia orgánica transportada, retrabajada y parcialmente oxidada que procede principalmente de plantas superiores procedentes del continente, por lo que corresponde con kerógeno tipo III (CNH-UNAM, 2012).

Los escasos hidrocarburos generados en estas secuencias terrígenas corresponden a la fase gaseosa debido al tipo de materia orgánica y el índice de Hidrógeno menor al del Oxígeno, aunque en la mayor parte de la cuenca la materia orgánica está en la fase inmadura (Martínez Contreras, 1998).

3.1.5. Generación-expulsión de hidrocarburos.

A finales del Cretácico en la parte occidental de la Cuenca de Chicontepec se inició la principal fase de expulsión de hidrocarburos, migrando hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica, que estuvo activa hasta el Paleógeno. Este evento compresivo ocasionó desplazamiento de las rocas del Jurásico-Cretácico 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. En estas aguas se alimentaron las bacterias de las fracciones ligeras de las parafinas, provocando la degradación de los hidrocarburos, lo que contribuyó a la migración y acumulación posterior en las rocas almacenadoras (CNH-UNAM, 2012).

Con el sucesivo reacomodo isostático postorogénico y los cambios eustáticos del nivel del mar, se favoreció la continuidad de la subsidencia y la erosión submarina durante el Neógeno hacia el Golfo de México, continuando de esta manera la expulsión y migración de los hidrocarburos y el relleno de las trampas estructurales mixtas y estratigráficas (CNH-UNAM, 2012).

El espesor de las rocas generadoras no es uniforme, debido a que depende de la paleotopografía que se tenía en el Jurásico Superior, derivado de la disgregación de Pangea donde se formaron horts y grabens en un proceso sin-rift, concentrándose los mayores espesores de roca generadora en los grabens, los cuales, al tener mayores rellenos sedimentarios permitieron la maduración de la materia orgánica, convirtiéndose 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 (Vázquez, 2008).

En las zonas de los grabens el potencial remanente es aún bueno y se caracteriza por contener kerógeno precursor de aceite, con una madurez en el pico de generación de aceite (Roe=0.8-1.0%) y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%, lo que permite calcular una carga inicial (SPI) promedio de 13 ton/m² (Vázquez, 2008).

De acuerdo con la madurez de la materia orgánica dispersa (MOD), la mayor riqueza orgánica en la ventana de oleogeneración (ventana del aceite) se encuentra principalmente en las rocas generadoras de las Formaciones Santiago y Pimienta, teniendo mayoritariamente kerógeno tipo II. A continuación se muestran las principales características de las secuencias generadoras en la figura 3.6.

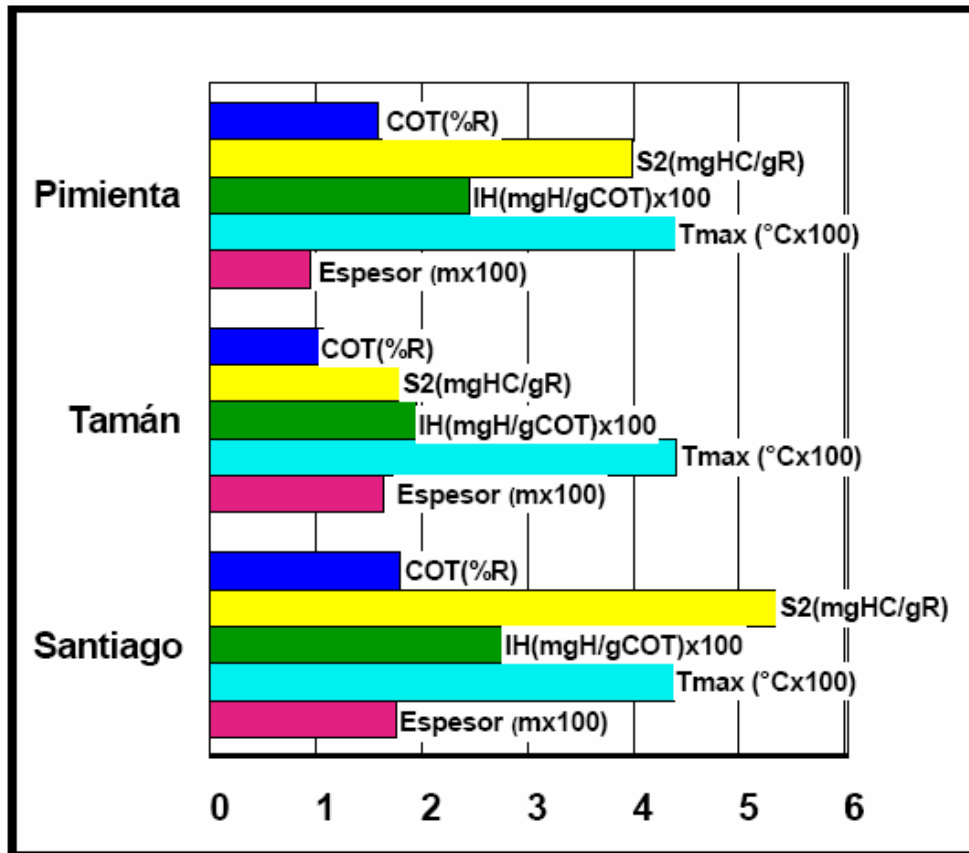


Figura 3.6. Características de las rocas generadoras en la Cuenca de Chicotepec (PEMEX, 2005).

3.2. Rocas Almacenadoras.

Las rocas almacenadoras del sistema petrolero ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca. Principalmente son areniscas de forma predominante litarenitas y grauwacas líticas de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa ubicadas en las unidades estratigráficas superiores del Grupo Chicotepec del Eoceno Inferior, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos (López Aguirre, 2008); también existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior (Formación Tantoyuca).

El principal potencial almacenador del Campo Agua Fría está ubicado en la Megasecuencia Media (Unidad 2) comprendida entre Megasecuencias Inferior (Unidad 1) y la Superior (Unidad 3), cuyos límites son las superficies de las discontinuidades A y B, debido a que presenta las mejores características

petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas son más abundantes y tienen las mayores continuidades, existiendo una conectividad entre los cuerpos de modera a alta.

De acuerdo con un análisis estadístico de la distribución espacial de los cuerpos arenosos con predominancia de areniscas en una sección sísmica NW-SE en el Campo Agua Fría (figura 3.7), se encontró que el mayor número de cuerpos arenosos productores están ubicados entre la discordancia A y B (figura 3.8), teniendo de igual manera una cantidad considerable entra la discordancia B y C. El mayor número de cuerpos arenosos con potencial productor se encuentra entre las discordancias B y C, seguido por el horizonte delimitado por la discordancia A y B.

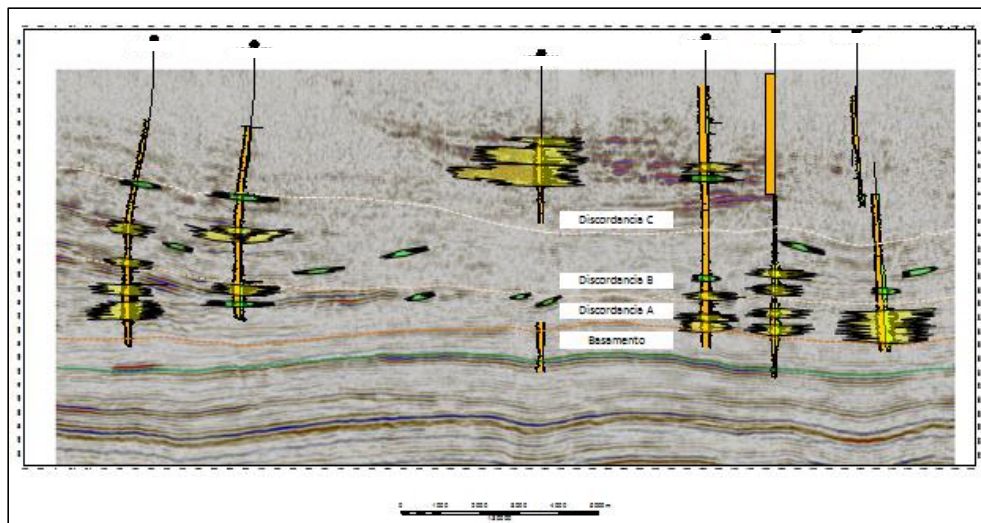


Figura 3.7. Interpretación de cuerpos arenosos productores y con potencial productor de hidrocarburos en la sección NW-SE del Campo Agua Fría. (CNH-UNAM, 2012).

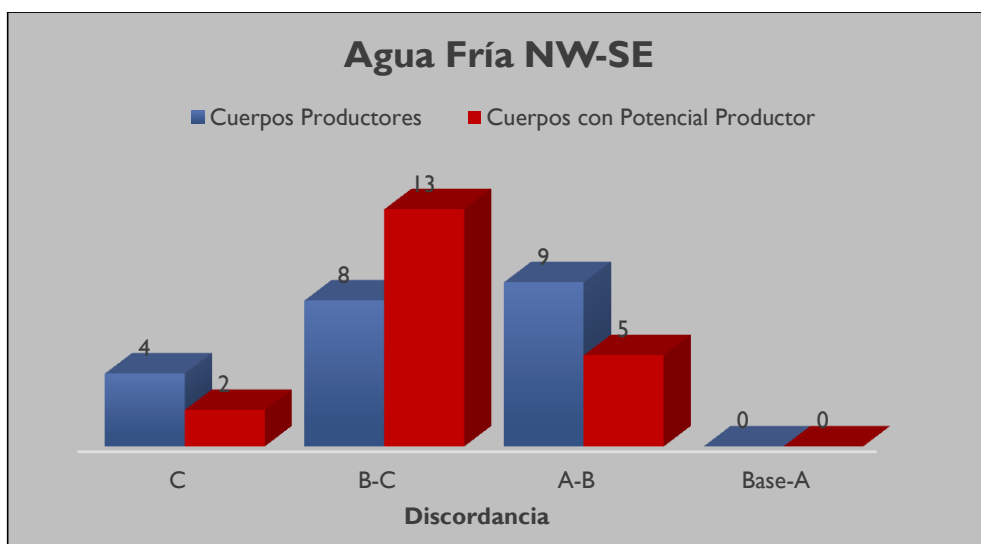


Figura 3.8. Número de cuerpos arenosos productores y con potencial productor de hidrocarburos en la sección NW-SE, entre las discordancias del Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

Tomando en cuenta las zonas que cuentan con mayor área de cuerpos arenosos, tanto productores como con potencial productor, en la figura 3.9 se tiene que del área total entre la discordancia A y B de la sección NW-SE solamente el 14% corresponde a un área con cuerpos productores, reduciéndose el porcentaje a un 3% para cuerpos con potencial productor.



Figura 3.9. Relación entre el área total con la discordancia A y B, de las áreas de cuerpos productores y con potencial productor en la sección NW-SE del Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

Los cuerpos lenticulares de areniscas presentan espesor variable, cuya continuidad lateral depende de la geometría y profundidad del paleoelemento, y en otros casos por los sistemas de fallas. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical y horizontal en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada al ambiente de depósito, a la distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 20 y 40%, considerando de igual forma el contenido y tipo de arcilla.

Las areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de lóbulos, barras de desborde y canales distributarios con espesores de entre 2 y 30 m. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos con volúmenes mayores, correspondientes con rellenos de canal. Una de las formaciones correlacionables con la Formación Chicontepec Superior es la Formación Aragón, donde es igualmente almacenadora en sus cuerpos lenticulares de areniscas y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se extiende fuera de la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008). También se tienen algunos cuerpos lenticulares de areniscas potencialmente almacenadoras en la secuencia clástica correspondiente con la Formación Tantoyuca del Eoceno Superior.

En secciones sísmicas del Campo Agua Fría, se analizó la respuesta sísmica y de registros geofísicos de los intervalos con presencia de hidrocarburos, la cual es interpretada por altos valores de resistividad asociada a valores bajos de rayos gamma (mayor porosidad, mayor arenosidad).

En las figuras 3.10 y 3.11 se muestran dos secciones con dirección NW-SE y W-E respectivamente, donde se puede ver que los intervalos con presencia de hidrocarburos se localizan principalmente entre las discordancias A y B, teniendo mayor productividad dentro de los primeros 150 m por arriba de la discordancia A, observando de igual forma que también existen cuerpos con presencia de hidrocarburos por encima de la discordancia B. Los eventos sísmicos asociados a estos intervalos son de baja amplitud, discontinuos y localmente paralelos, teniendo zonas donde existen eventos de mayor amplitud, que corresponden a cuerpos de arenisca con presencia de hidrocarburos.

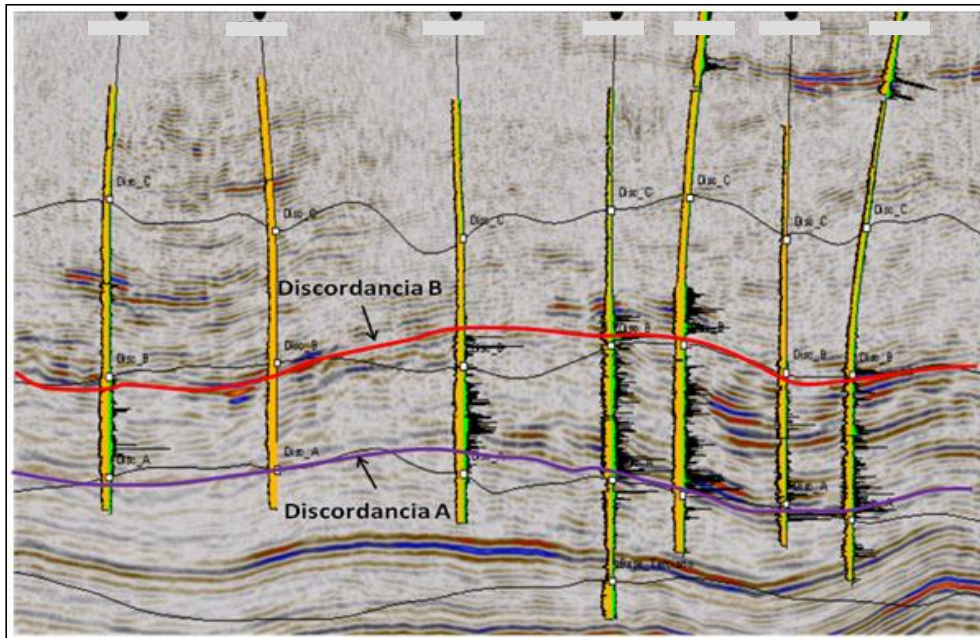


Figura 3.10. Sección sísmica NW-SE que muestra la respuesta sísmica y los registros de pozo entre las discordancias A y B (CNH-UNAM, 2012).

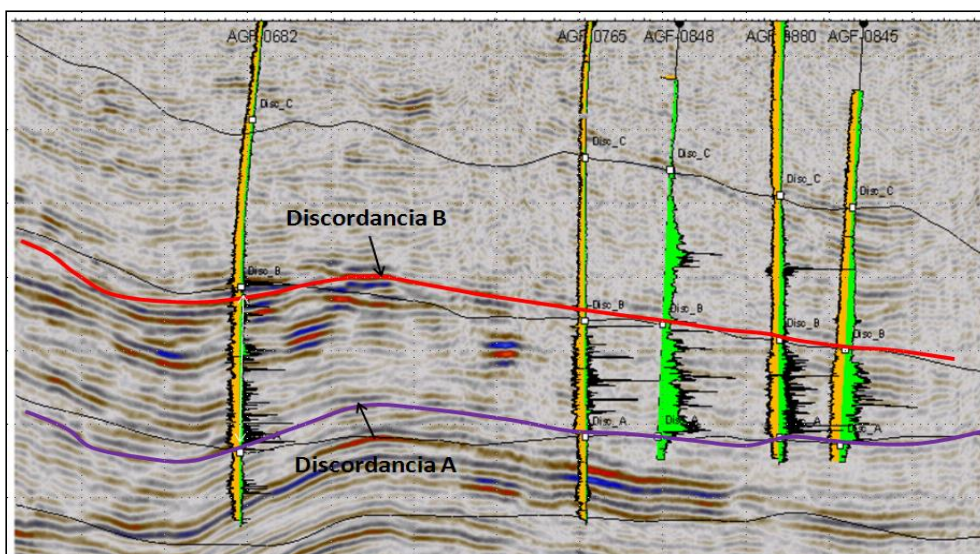


Figura 3.11. Sección sísmica W-E que muestra la respuesta sísmica y los registros de pozo entre las discordancias A y B (CNH-UNAM, 2012).

En un análisis a detalle de la respuesta de los registros se tienen dos secciones dentro de un volumen de control. En la figura 3.12 se puede observar que la producción proviene de capas de arena fina de no más de 5 m de espesor con algunas capas intercaladas de arcilla de similar espesor.

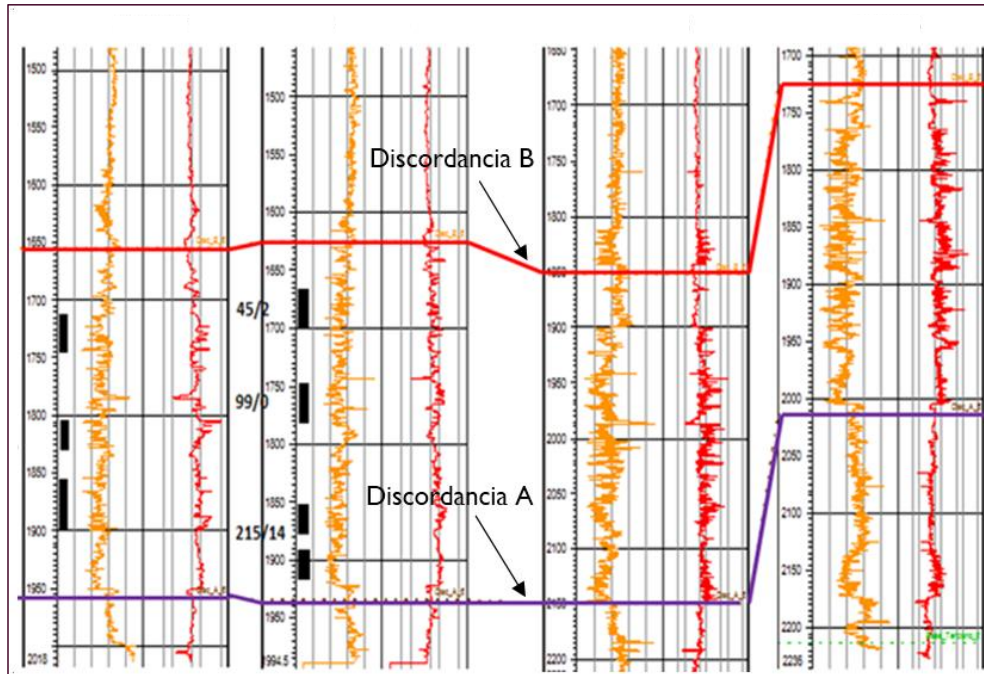


Figura 3.12. Sección de pozos. En amarillo el registro rayos gama y en rojo el de resistividad Rd. Con barras negras se indican los intervalos probados y sus resultados de producción inicial a la izquierda de las barras (CNH-UNAM, 2012).

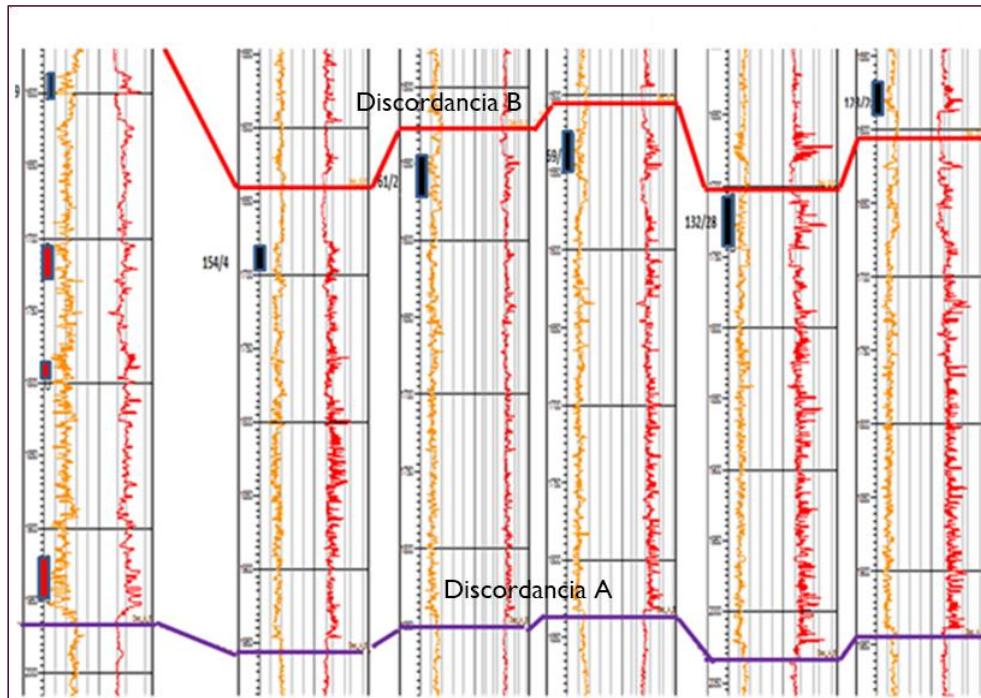


Figura 3.13. Sección de pozos que muestra los intervalos probados y resultados obtenidos (CNH-UNAM, 2012).

Sin embargo, en la figura 3.13 se puede observar que existen áreas dentro del campo Agua Fría donde los intervalos que se encuentran inmediatamente por arriba de la discordancia A no son productivos existiendo otros intervalos inmediatamente por debajo de la discordancia B que fueron productores.

Con ayuda del atributo sísmico RMS (Raíz Cuadrática Media), el cual calcula la raíz cuadrática media de la amplitud de la traza sísmica original, midiendo el contenido de energía y logrando distinguir litologías y altas porosidades, el cual se extrajo del volumen de control del campo Agua Fría entre las discordancias A y B, se definen los patrones de distribución de facies. En la figura 3.14 la imagen del lado izquierdo muestra las amplitudes de la primera capa arriba de la discordancia A, teniendo un espesor de 60 m y conteniendo muchos de los intervalos productores más importantes del campo. En la imagen del lado derecho se tienen marcados los alineamientos de las anomalías de amplitud en términos de abanicos submarinos con sus correspondientes lóbulos y canales distributarios. Las zonas con amplitudes relativas altas indicadas por los colores azul claro y amarillo se asocian con facies arenosas de relleno de canal y desbordo, susceptibles de contener hidrocarburos.

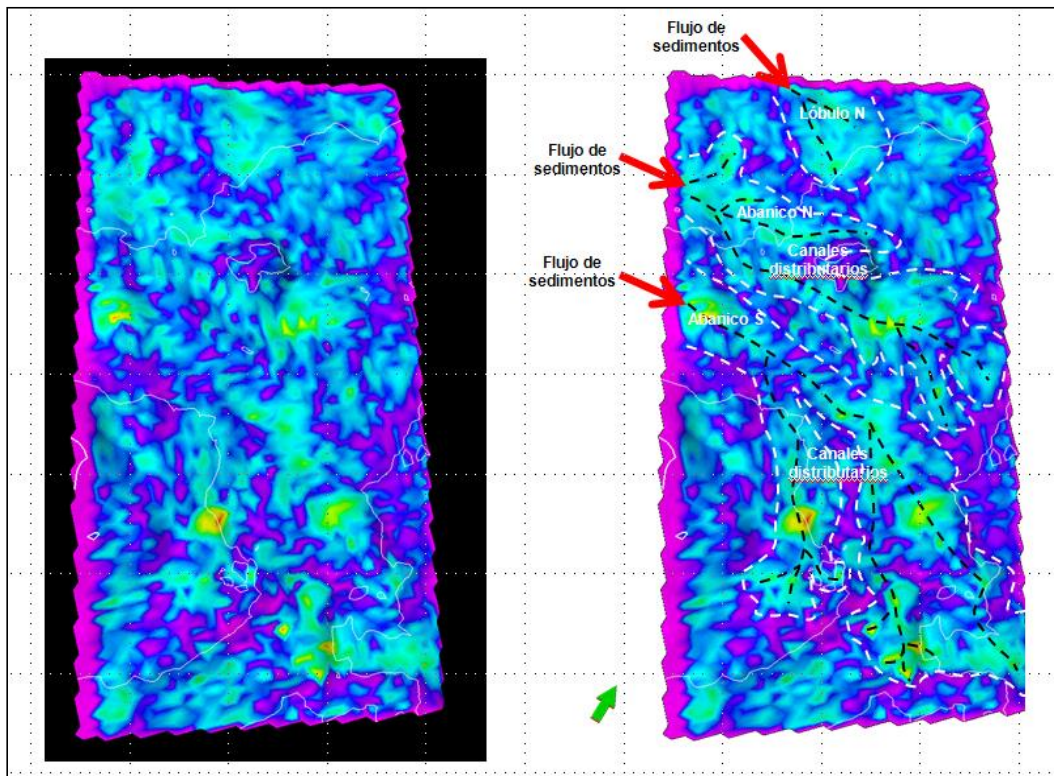


Figura 3.14. Mapas de amplitud RMS sin interpretar e interpretado de la primera capa entre las discordancias A y B (CNH-UNAM, 2012).

De manera complementaria, en la figura 3.15 se muestran amplitudes a un horizonte contenido entre la Base del Terciario y la discordancia A. En el horizonte destacan patrones de amplitud dominante de orientación NW-SE que se pueden relacionar a grandes lóbulos de un abanico distal con bajo nivel de canalización.

En este caso las zonas de tonos amarillo y rojo representan las áreas más probables de acumulación de arenas propensas a contener hidrocarburos.

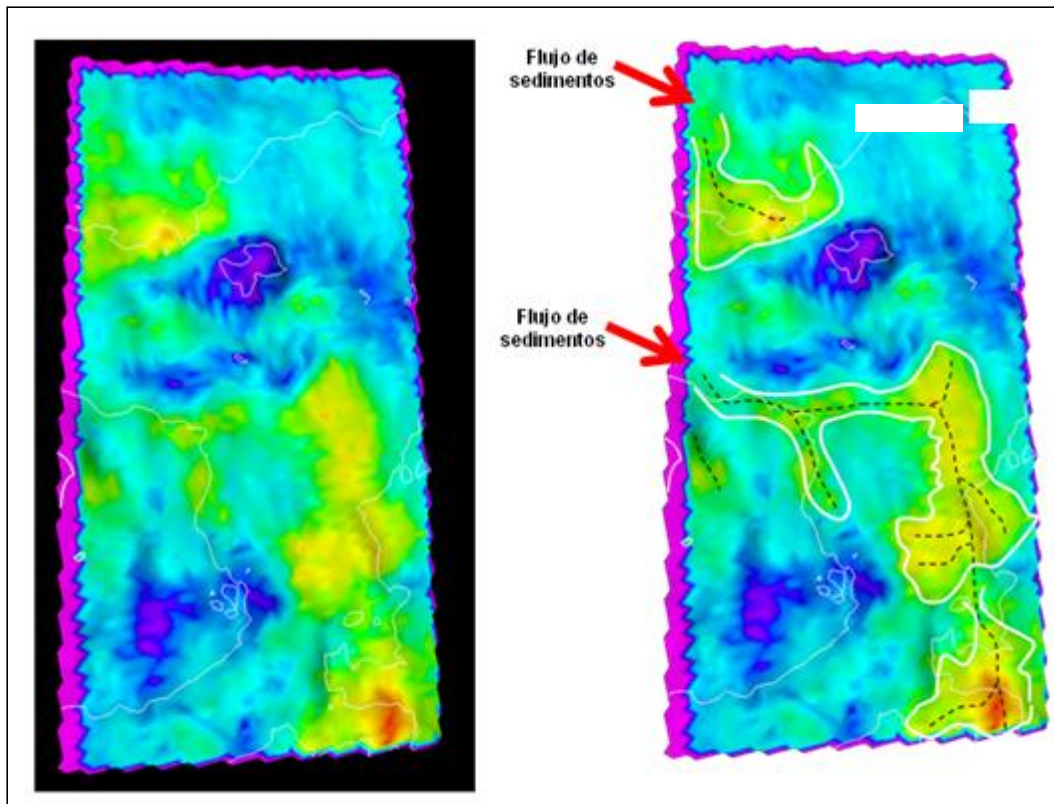


Figura 3.15. Mapa de amplitudes por debajo de la Base del Terciario (CNH-UNAM, 2012).

3.3. Roca Sello.

La roca sello de este sistema petrolero la constituyen las mismas unidades estratigráficas del Grupo Chicontepec en sus facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas interestratificadas con areniscas de grano fino, actuando como sellos efectivos.

En la parte norte y centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo Chicontepec, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste, el sello lo constituyen las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

Considerando que la Megasecuencia (unidad 3) se compone de una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad, esta secuencia no presenta características petrofísicas adecuadas para contener hidrocarburos, salvo algunos lentes aislados de areniscas ubicadas en la base de la unidad, en la zona cercana a la discordancia B, por lo que puede ser considerada como sello (figura 3.16). Localmente se tienen cuerpos arenosos aislados, discontinuos y distribuidos irregularmente, los cuales se encuentran rodeados de lutitas que actúan como sello.

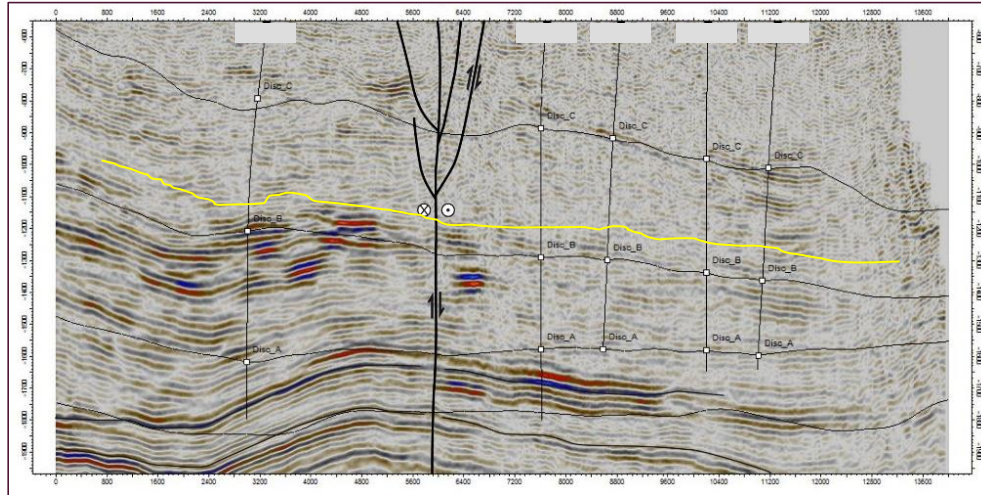


Figura 3.16. Sección sísmica NW-SE donde se muestra el sello en color amarillo (CNH-UNAM, 2012).

3.4. Trampas.

En la Cuenca de Chicontepec predominan las trampas por variación de permeabilidad y en menor medida las trampas mixtas, cuyas características relevantes se describen a continuación.

3.4.1. Trampas por Variación de la Permeabilidad.

El tipo de trampas que contiene la Cuenca de Chicontepec está formado por una gran cantidad de cuerpos arenosos lenticulares que constituyen numerosas trampas por variación de la permeabilidad de dimensiones reducidas, donde la distribución está en función del sistema de depósito, por lo que es variable de un sitio a otro dentro de la cuenca, tanto vertical como lateralmente.

En la cima lo que limita en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada; en la base y lateralmente los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas. En estos cuerpos arenosos es donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (figura 3.17), los cuales se ubican principalmente entre la discordancia A y B.

Prevalecen las trampas de tipo estratigráfico complejas, donde la geometría fue influenciada por la ocurrencia del paleorelieve de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, donde en algunos casos fueron controlados por la geometría del depósito debido a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinaron los espesores y la geometría de las secuencias de relleno; asociados a los canales principales se presentan barras de desbordo que también constituyen cuerpos lenticulares potencialmente almacenadores.

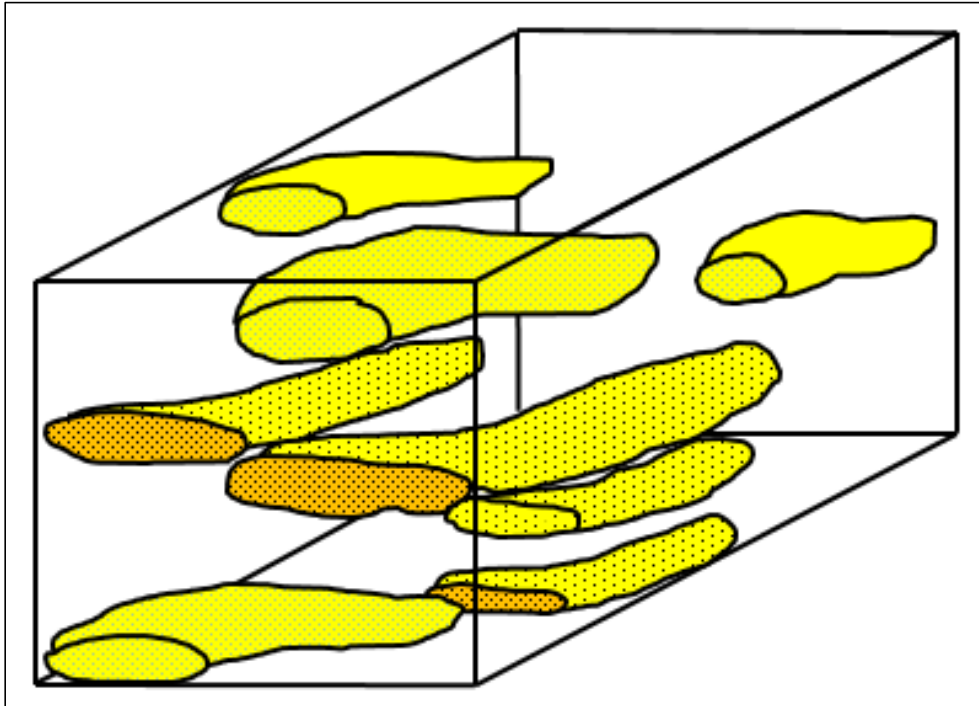


Figura 3.17. Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

Se tienen también lóbulos progradantes con una gran cantidad de cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas, los cuales presentan una inclinación moderada en la dirección del aporte y están limitados horizontal y verticalmente por materiales finos, principalmente lutitas que son las que constituyen el cierre de los yacimientos. En la figura 3.18 se tiene marcado un ejemplo de trampa por variación de la permeabilidad en la parte superior izquierda característico del campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec.

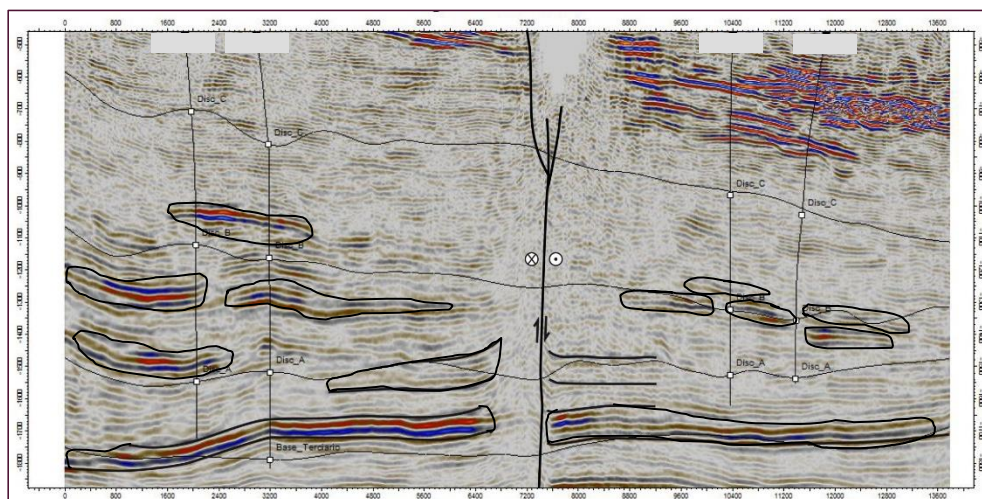


Figura 3.18. Sección sísmica donde se ejemplifican las trampas por variación de permeabilidad dentro del Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

3.4.2. Trampas Mixtas.

Teniendo en cuenta que en la cuenca se tiene la presencia de un sistema de fallas laterales que afectan a la columna estratigráfica Mesozoica y Cenozoica, estas fallas desplazan horizontalmente a las unidades del Grupo Chicontepec, poniendo en contacto estructural a algunos de los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas con cuerpos de lutitas, de tal forma que lateralmente estas últimas constituyen cierres locales a los yacimientos, por lo que en esas condiciones se forman trampas mixtas.

Es importante tomar en cuenta que los cuerpos arenosos potencialmente almacenadores al tener mayor competencia mecánica tienen un importante desarrollo de fracturas con echados entre 70° y 90°, lo que favorece el desarrollo local de porosidad secundaria. En la figura 3.19 se tiene marcado un ejemplo de trampas mixtas característico del campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec.

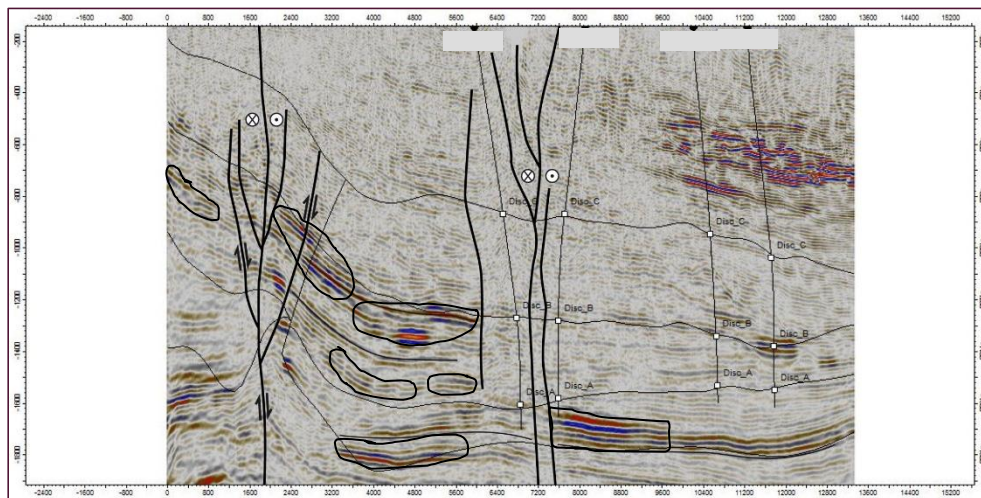


Figura 3.19. Sección sísmica donde se ejemplifica los distintos tipos de trampas dentro del Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

3.5. Migración.

En este sistema petrolero, como se puede ver en la figura 3.20, la migración se dio preferentemente siguiendo los planos de fallas laterales y fracturas asociadas en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia los lados donde hubo comunicación con rocas de mayor porosidad, como son los estratos arenosos ubicados entre las discordancias A y B del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Las discordancias también son superficies que favorecen la migración a una menor escala, permitiendo la carga de cuerpos arenosos en sus proximidades, tal como ocurre arriba de la discordancia A.

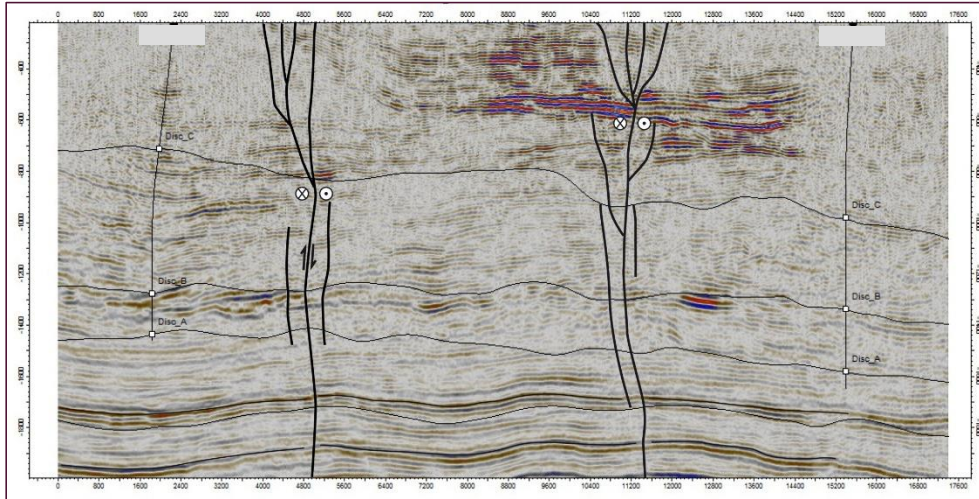


Figura 3.20. Sección sísmica donde se muestran las principales rutas de migración del Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

En las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio los horizontes arcillosos con contenido de materia orgánica de procedencia continental se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica, por lo que en las zonas de mayor relleno sedimentario cenozoico, generaron una ventana de gas que, posteriormente, fue expulsado a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico.

En el subsistema de generación los sistemas de fallas laterales durante el tiempo en que estuvieron activas originaron un alto gradiente geotérmico local en la proximidad de los planos de falla, lo que pudo contribuir localmente a una mejor maduración del kerógeno, además de tener la influencia del peso de la columna litostática, la cual no es uniforme. Considerando que el sistema de migración es predominantemente vertical debido a los conductos originados por los sistemas de fallas laterales, se puede considerar a la Cuenca de Chicontepec como moderadamente cargada.

3.6. Sincronía.

Los elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec tienen la ocurrencia oportuna necesaria en tiempo y espacio, que hacen posible la presencia de yacimientos de aceite y/o gas susceptibles de ser explotados económicamente, afirmando que existe sincronía ya que se cuenta con la presencia de rocas generadoras jurásicas, las cuales entraron en la ventana de generación, dando lugar posteriormente la expulsión migrando a diferentes distancias a través de los planos de falla laterales y fracturas asociadas principalmente, obteniendo de esta manera el tiempo necesario para el entrapamiento y la preservación de los hidrocarburos en trampas estratigráficas y mixtas ubicadas a diferentes profundidades en el subsuelo.

La tabla de elementos y eventos del sistema petrolero (figura 3.21) muestra de forma esquemática cronológica y secuencialmente como se fueron moldeando los elementos y dando los eventos geológicos esenciales en la cuenca sedimentaria para formar los yacimientos o acumulaciones de hidrocarburos del Campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec.

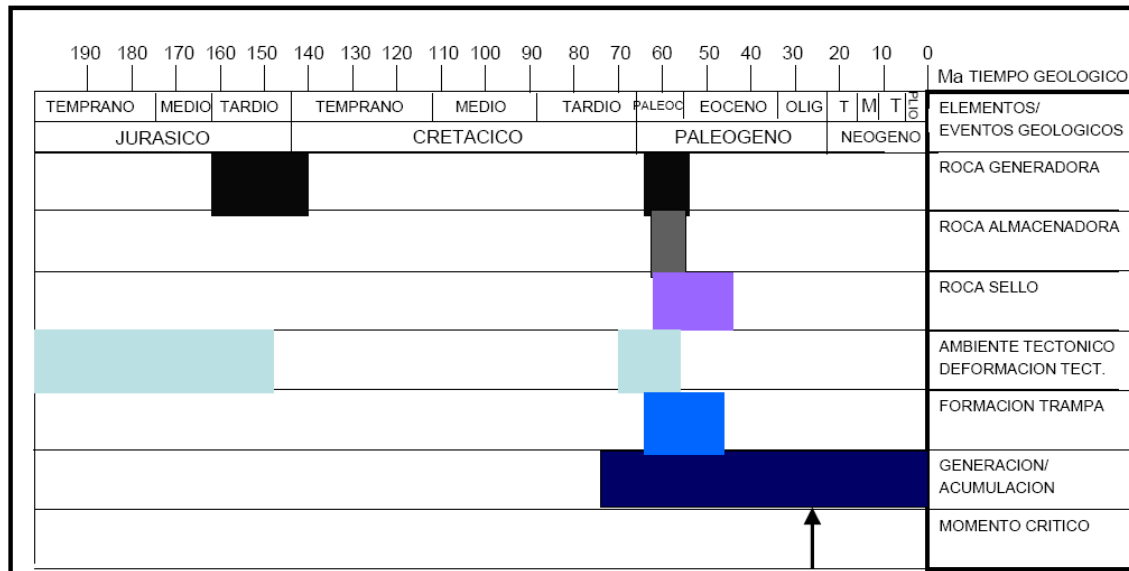


Figura 3.21. Eventos del sistema petrolero con relación a la sincronía (Tomado de Vázquez, 2008).

3.7. Plays Productores.

Se tienen definidos tres plays productores principales en la Cuenca de Chicontepec a nivel del Cenozoico: Play Chicontepec del Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal del Eoceno Inferior-Tardío y Play Tantoyuca del Eoceno Superior. Sin embargo, dentro del Campo Agua Fría, de acuerdo a las características geológico-petroleras se tiene que considerar que en las unidades cretácicas por debajo del Grupo Chicontepec, existe un play productor más antiguo en las secuencias de carbonatos y brechas calcáreas de la Formación Tamabra. En el Campo Agua Fría se tienen dos plays productores, el play Tamabra y el Grupo Chicontepec (Megasecuencia 2)

3.7.1. Play Tamabra (Cretácico).

Consiste principalmente de una secuencia de brechas calcáreas del Albiano-Cenomiano, depositadas en el talud medio y distal como una franja alrededor de la plataforma de Tuxpan, donde la acumulación de hidrocarburos se encuentra en pliegues anticlinales suaves producto de la erosión del borde arrecifal y la zona post-arrecifal de la Plataforma de Tuxpan. La formación productora son brechas intraformacionales, donde en la parte superior de la unidad está constituida por zonas estratificadas de cuerpos porosos y compactos de fragmentos de calizas con bioclastos. En la parte inferior presenta profusos horizontes de brechas con rudistas y bioclastos. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y

productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001). El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m aproximadamente y el espesor promedio de los pozos productores es de 26 m.

3.7.2. Play Grupo Chicontepec (Megasecuencia 2).

Consiste principalmente de estructuras de tipo lobular asociadas a corrientes de turbidez, interestratificados con horizontes limo-arcillosos y arenosos en forma tabular y lenticular donde se presentan las mejores características para contener hidrocarburos, ya que estos cuerpos son más abundantes y tienen mayor continuidad. Se encuentra distribuido principalmente en la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, donde existen zonas donde el depósito de terrígenos rebasa los 1700 m de espesor, en la cual la secuencia de areniscas que constituyen la roca almacén (Play) y las lutitas (sello). Los yacimientos de aceite y gas se localizan de manera inmediata principalmente arriba de la discordancia regional A, haciendo este play el más importante por su mayor productividad en relación con los restantes.

CAPÍTULO IV

MÉTODOS DE PERFORACIÓN

IV. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

4.1. Antecedentes.

La perforación en el Campo Agua Fría inició con el pozo Agua Fría 1 en agosto de 1969, con una profundidad de 3657 m siendo no productor comercial de hidrocarburos. No fue hasta julio de 1978, con el pozo Agua Fría 811, que empezó su explotación comercial con 128 bpd a una profundidad de 1812 m. Durante la década de los años ochenta PEMEX perforó 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores, desarrollándose parcialmente el Campo Agua Fría.

En el periodo de 1983 a 1991, debido a que la producción declino de 14.3 mbpd a 9.8 mbpd, las actividades en el campo se enfocaron en dar mantenimiento a pozos y a perforar 228 pozos de desarrollo. En 1991 se perfora el primer pozo horizontal en el Campo Agua Fría, donde el objetivo era probar esta tecnología para disminuir los costos de producción y mejorar la recuperación de hidrocarburos. Además de este pozo, como parte del desarrollo tecnológico implementado en el área fueron perforados otros tres pozos de este tipo.

Para el periodo 2002 a 2006, se reactivó la perforación para el desarrollo del Campo Agua Fría, logrando alcanzar un incremento en la producción y detectándose algunas áreas de oportunidad para mejorar los procesos de perforación y terminación, tales como:

- ❖ Mejorar la estabilidad del agujero.
- ❖ Rediseño de la geometría del pozo.
- ❖ Cambiar el tipo de fluido de perforación de base agua a base aceite.
- ❖ 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.

Con estas acciones se lograron los siguientes beneficios en el campo:

- ❖ Reducción de tiempos y costos.
- ❖ Mejorar la planeación de proyectos.
- ❖ Reducción del volumen de acero utilizado en TR'S.
- ❖ Mejores ritmos de penetración.
- ❖ Reducción de volumen de cemento.
- ❖ Disminución en la generación de recortes de perforación.
- ❖ Optimización de conexiones superficiales de control.

Como parte del desarrollo tecnológico, se ha incorporado en el campo Agua Fría 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 campo fueron diseñadas para perforar hasta 19 pozos a partir de una macroperera, optimizando de esta manera los tiempos de movimientos de equipo entre conductores y llevando a cabo las operaciones de terminación (disparo, fractura y pruebas) sin equipo. En la figura 4.1 se muestra esquemáticamente la distribución típica de pozos en las plataformas (macroperas).

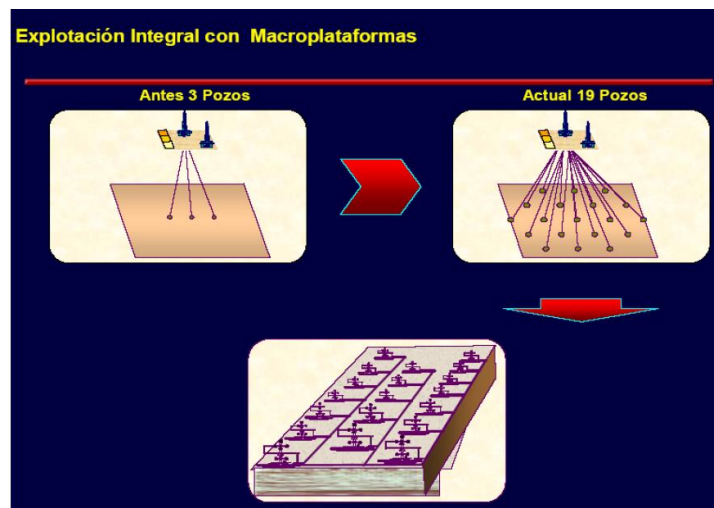


Figura 4.1. Plataformas tipo (PEMEX, 2005).

4.2. Conceptos Generales.

Debido a la complejidad que presentan los yacimientos del Campo Agua Fría 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, aumentar la productividad y optimizar la perforación. Tales técnicas que se han aplicado al campo se describen a continuación.

Perforación Horizontal.

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad; la perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con

menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales (Cárdenas, 2008). La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y a yacimientos naturalmente fracturados, donde se comunica a las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento.

Perforación Direccional.

La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

Perforación Multilateral.

Su enfoque es perforar para alcanzar nuevos objetivos de un yacimiento, explotado con pozos convencionales. Para esto se perforan varios pozos a partir de uno convencional, con el propósito de incrementar el área de drenaje del yacimiento (ramales), en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y así lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie. Los ramales varían de 2 a 8 dependiendo del caso.

Perforación con Tubería Flexible.

Esta operación nos permite perforar un pozo rápido, seguro y a bajo costo, ya que la tubería flexible no necesita de conexiones debido a que es continua, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento. Asimismo evitan pegaduras ya que maneja una circulación continua. Sus componentes son: unidad de bombeo, unidad de potencia, carrete y tubería flexible, cabina de control y cabeza inyectora. Otro uso que se le puede dar a la tubería flexible además de emplearse para perforar pozos es limpiezas, inducciones, estimulaciones, cementaciones, pescas, terminaciones, etc.

Perforación con Tubería de Revestimiento.

Consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla con tubería de revestimiento, con lo cual se logra un ahorro de entre el 7% y el 10% en el tiempo total de perforación, por lo cual es una alternativa más para optimizar la rentabilidad de los proyectos de inversión, sin embargo, no debe utilizarse indiscriminadamente en cualquier pozo o campo, sin antes hacer una evaluación económica de los pozos donde se pretende utilizar esta técnica.

✚ **Profundidad desarrollada /PD (Measured depth/MD).**

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 profundidad de la línea de acero (figura 4.2 A).

✚ **Profundidad vertical verdadera/PVV (True vertical depth/TVD).**

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 (figura 4.2 B).

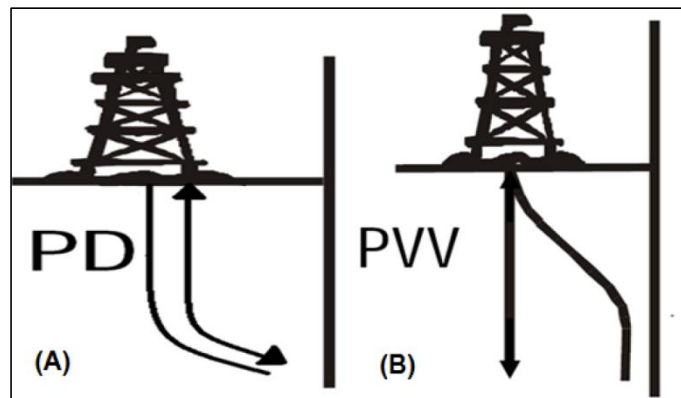


Figura 4.2. Profundidad desarrollada y profundidad vertical verdadera en un pozo direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

✚ **Inclinación (Drift).**

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal (figura 4.3 A).

✚ **Azimuth (Dirección del pozo).**

El Azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Como ya se mencionó, por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente, están referidas al norte verdadero o al norte de mapa (figura 4.3 B).

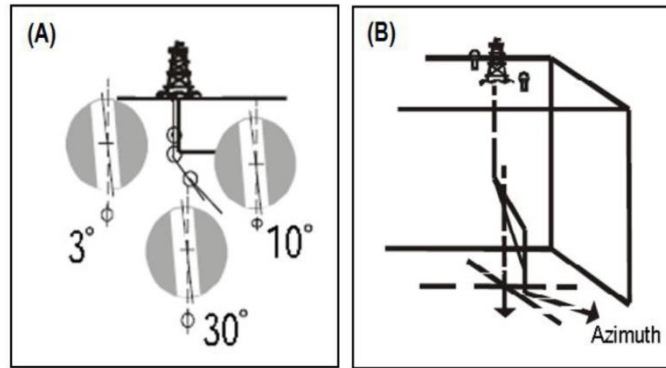


Figura 4.3. Inclínación y azimuth en un pozo direccional (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

✚ Trayectoria Incrementar-Mantener- Disminuir (Tipo S).

La trayectoria tipo “S” está formada por una sección vertical, seguida por un ángulo de inclinación que se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta (sección tangente o sección de mantener), y por último se tiene una sección en la que se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo. Esta trayectoria se ilustra en la figura 4.4.

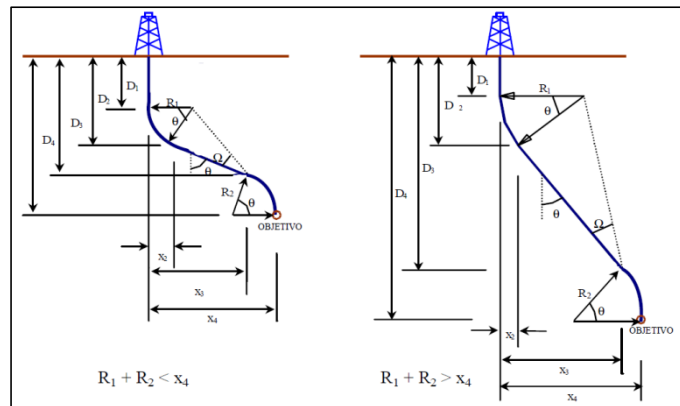


Figura 4.4. Trayectoria Incrementar-Mantener-Disminuir (tipo “S”) (Tomado de Un siglo de la perforación en México, 2000).

4.3. Perforación en el Campo Agua Fría.

En el Campo Agua Fría, de acuerdo a la base de datos institucional de PEMEX, se han perforado alrededor de 370 pozos en total, de los cuales 348 pozos han sido productores de petróleo y gas asociado. De acuerdo al desarrollo tecnológico que se ha venido dando en el campo, el tipo de pozos característico en el Campo Agua Fría es direccional de trayectoria tipo “S” y “J” debido a la inclusión de macroperas para el mejor desarrollo y aprovechamiento de los recursos. En el desarrollo del campo la perforación de pozos se lleva a cabo por macroperas con 1 pozo vertical y de 11 a 18 direccionales. Por otro lado normalmente, después del tubo

conductor de 16" que normalmente se inca a 50 m., se utilizan tres etapas de tuberías de revestimiento desde la superficie hasta la profundidad total.

En el Activo Integral ATG cuenta con 506 macroperas y 2932 pozos productores de los cuales el Campo Agua Fría tiene 36 macroperas en funcionamiento. Las macroperas en el campo tienen un área aproximadamente de 90 x 139 m con un espaciamiento entre pozos de 8 m aproximadamente y cuenta con un cabezal de recolección, el cual envía la producción a los módulos de separación portátil. En la figura 4.5 se muestra un diseño de una macropera del Campo Agua Fría.

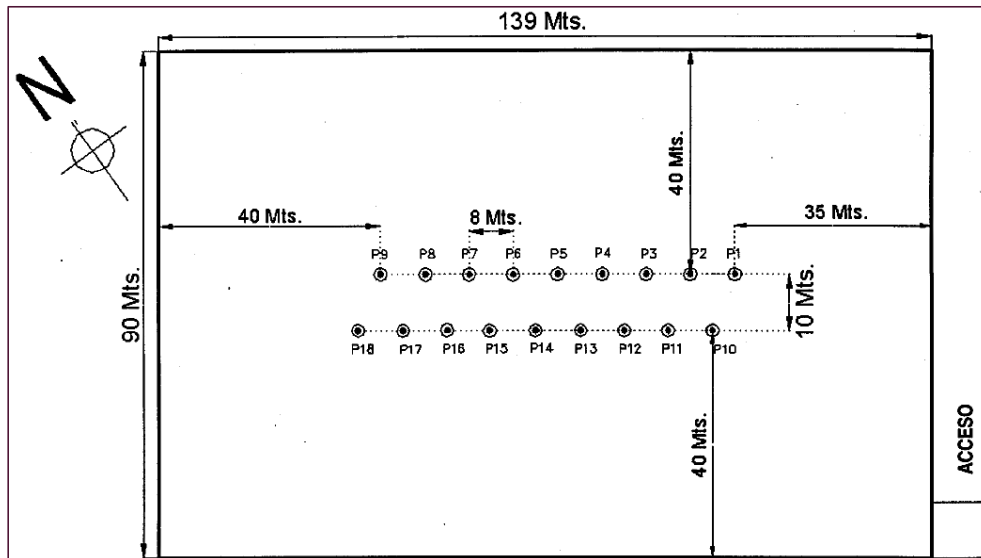


Figura 4.5. Diseño de una macropera tipo del Campo Agua Fría (Pemex, 2011).

En el Campo Agua Fría se ha incursionado en nuevas formas de operación, enfocadas en maximizar el uso del gas proveniente del yacimiento, como es el caso de las Macroperas Autosustentables, las cuales utilizan el gas de formación para abastecer los motores, compresores y generadores de energía eléctrica, así como inyectar gas a los sistemas de bombeo neumático, y el excedente enviarlo a un centro de procesamiento. El uso de estas prácticas ha incrementado la producción de aceite, teniendo como objetivos primordiales los siguientes:

- ❖ Incrementar la producción de aceite y gas.
- ❖ Ser autosuficiente energéticamente.
- ❖ Evitar quema de gas.
- ❖ Bajar la emisión de ruido en equipos dinámicos.
- ❖ Operar con equipos modulares y compactos.
- ❖ Utilizar el gas natural como combustible en equipos dinámicos.
- ❖ Uso del gas para operación de sistemas de levantamiento artificial (BN).
- ❖ Ser económicamente rentable.

En primera instancia, el concepto de Macropera Autosustentable se basa, en que la Macropera opere con autosuficiencia energética, para lo cual se crea un circuito local de bombeo neumático. En este proyecto, los módulos de separación portátil

(MSP) son esenciales para la separación del gas que se utilizará en el levantamiento artificial. Por otra parte, es de primordial importancia evitar la quema de gas, por lo que el gas producido, además de ser aprovechado en la operación de pozos con bombeo neumático, se utilizará como gas combustible en equipos de compresión para el sistema de bombeo neumático y en motores de combustión interna, los cuales se emplean para operar motobombas y equipos de bombeo mecánico, en sus diferentes modalidades. En la figura 4.6 se muestra un esquema de la macropera Samsung 841 donde se tuvo un incremento en la presión de 35 Kg/cm² a 49 Kg/cm² (Narváez Ramírez, Academia de Ingeniería, 2011).

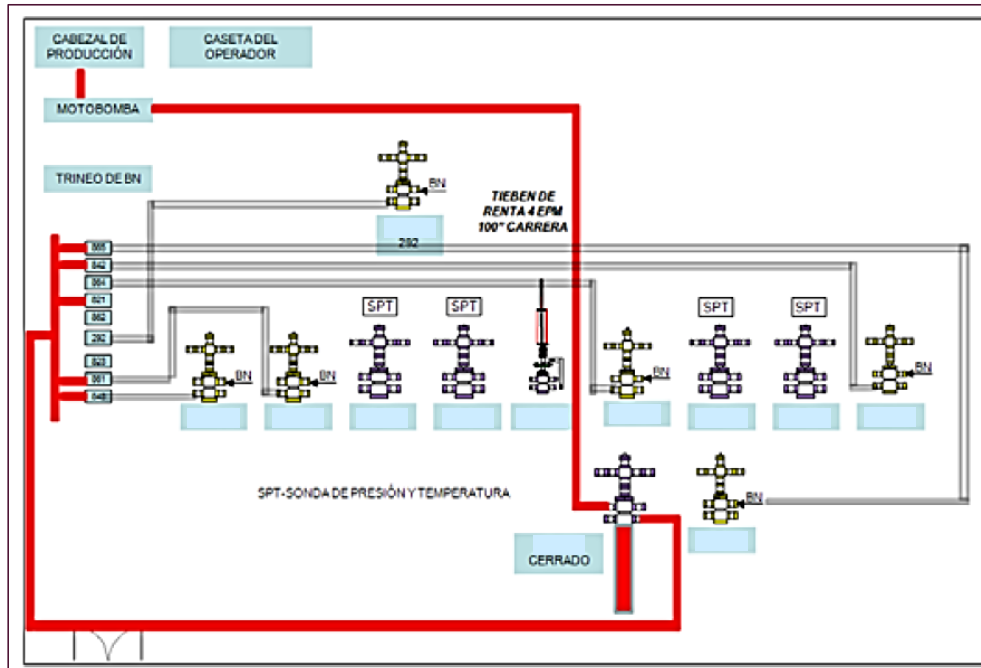


Figura 4.6. Esquema de la Macropera Samsung 841, la cual cuenta con un “pozo pulmón” resaltado en color rojo (Narváez Ramírez, Academia de Ingeniería, 2011).

Para tener conocimiento de qué forma se perforan los pozos en el Campo Agua Fría, a continuación se tiene un ejemplo de un programa de perforación de un pozo en el campo.

a) **NOMBRE DEL POZO.** En la tabla 4.1 se muestra el nombre del pozo, la clasificación de trayectoria, la plataforma a la que pertenece y el equipo para perforar.

Nombre:	SAMSUNG	Número:	626	Letra:		No. de conductor:	7
Clasificación:	DESARROLLO TIPO S						
Plataforma:	SAMSUNG 608		Equipo:	PMX-9017 / CPM-1			

Tabla 4.1. Información del pozo.

b) **OBJETIVO.** “Evaluar los desarrollos arenosos identificados en la Formación Chicontepec del Eoceno Inferior. La evaluación de los yacimientos permitirá confirmar, actualizar y/o reclasificar la reserva que se tiene certificada en el área”.

c) UBICACIÓN. En la tabla 4.2 se puede ver los datos de la ubicación y elevación del terreno del pozo que será perforado. De igual forma se muestra la referencia topográfica con respecto a otros pozos y señalando que tipo de pozo se perforara.

Estado:	Puebla	Municipio:	Venustiano Carranza
Referencia Topográfica	Datum Horizontal: NAD-27 México, Proyección UTM Zona14 MC 99		
	LAT = _____ LONG = _____		
	CUTM	X = _____	Y = _____
	COORDENADAS DE X = _____		
	Y = _____		
	A <u>2170.97 m</u>	AL <u>S 49° 28' 24.5732" E</u>	DEL POZO <u>NOKIA 1</u>
	A <u>2832.01 m</u>	AL <u>N 34° 58' 32.6507" W</u>	DEL POZO <u>MOTOROLA 56</u>
	A <u>1528.06 m</u>	AL <u>S 80° 33' 12.2175" W</u>	DEL POB. <u>VENUSTIANO CARRANZA</u>
Tipo de Pozo:	Terrestre Direccional tipo "S"		

Tabla 4.2. Ubicación y referencia topográfica del pozo.

d) PROFUNDIDAD TOTAL PROGRAMADA. En la tabla 4.3 se ve la información de la profundidad a la que se tiene programada que se perforara el pozo en diferentes unidades.

	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m.)	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r.)
Profundidad total programada	1700.00	1865.13	2022.42

Tabla 4.3. Profundidad programada del pozo.

e) COLUMNA GEOLÓGICA PROBABLE. En la tabla 4.4 se muestra información de la columna geológica probable a atravesar al perforar, mostrando la litología y la profundidad donde aflora. Esta información es con base en los datos obtenidos en la perforación de otros pozos y con la interpretación de líneas sísmicas.

Edad/Formación	Profundidad (m.v.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)	Litología probable
Aflora	6.7	6.7	6.7	Lutitas/Arenisca
E. Tantoyuca	27	192.13	192.24	Lutitas/Arenisca
E.M. Guayabal	424	589.13	634.13	Lutitas
E.I. Chicontepec Superior.	719	884.13	992.18	Lutita/Arenisca
Pa.Chicontepec Medio (Inicio de desarrollos arenosos)	1017	1182.13	1336.11	Arenisca/Lutita
P. Chicontepec Inferior	1588	1753.13	1910.42	Arenisca/Lutita
PECHI	1596	1761.13	1918.42	Arenisca/Lutita
Prof. Total	1700	1865.13	2022.42	PT

Tabla 4.4. Columna geológica esperada durante la perforación del pozo.

f) GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO. En la figura 4.7 se muestra el perfil de geopresiones y asentamientos de TR basado en la información sísmica de pozos. En esta figura se muestra la presión de poro y el gradiente de fractura, estos elementos son importantes para un adecuado asentamiento de la TR, muestra la presión mínima para controlar los fluidos dentro de la formación y la presión mínima a la cual es posible fracturar la misma.

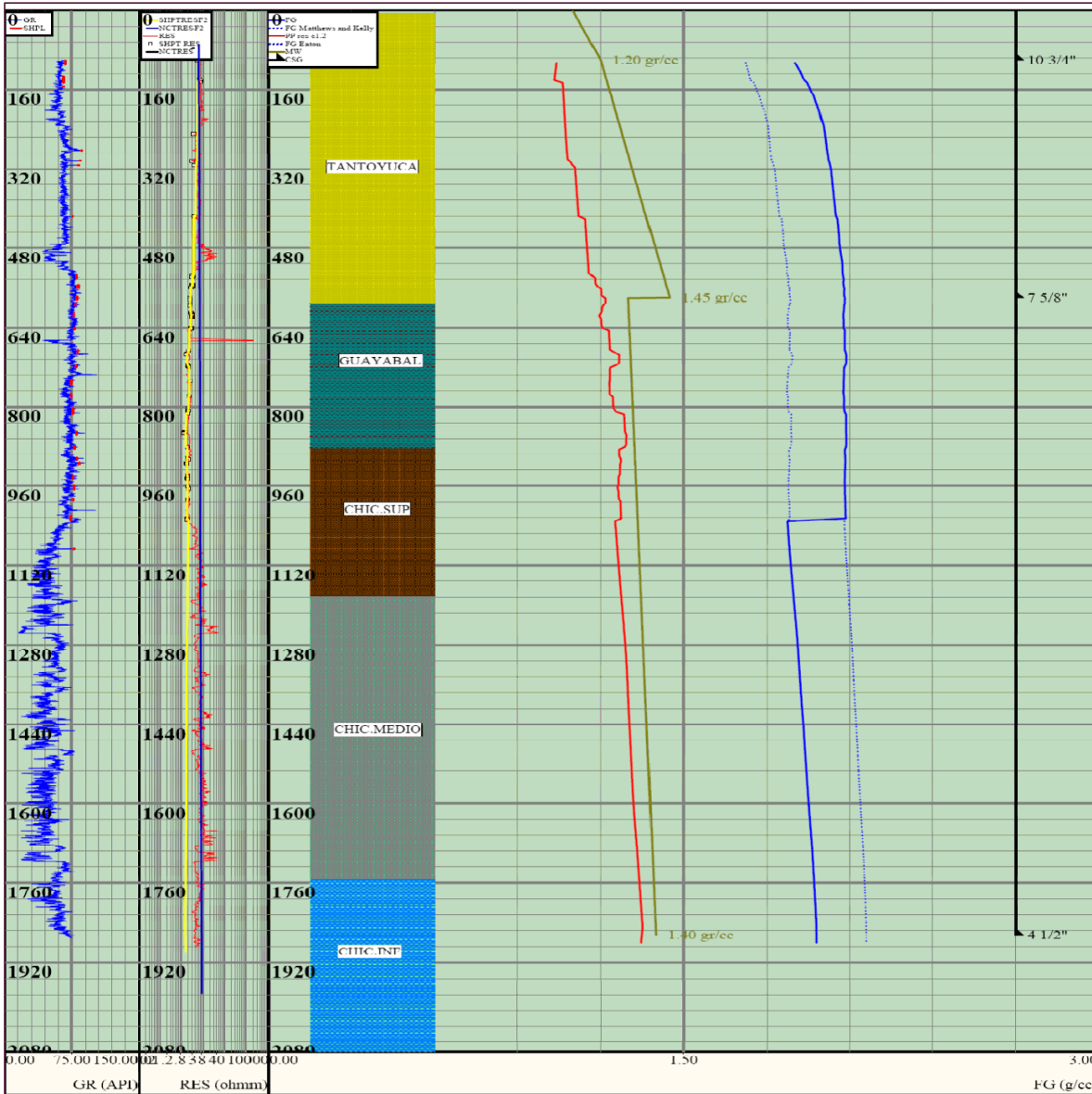


Figura 4.7. Perfil de geopresiones y asentamientos de TR.

g) ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO Y CARACTERÍSTICAS DE LA GEOMETRÍA DEL POZO. En la figura 4.8 se muestra el estado mecánico propuesto para la construcción del pozo, además se observa la propuesta de la densidad de los fluidos de perforación en cada etapa y las formaciones que se atravesaran.

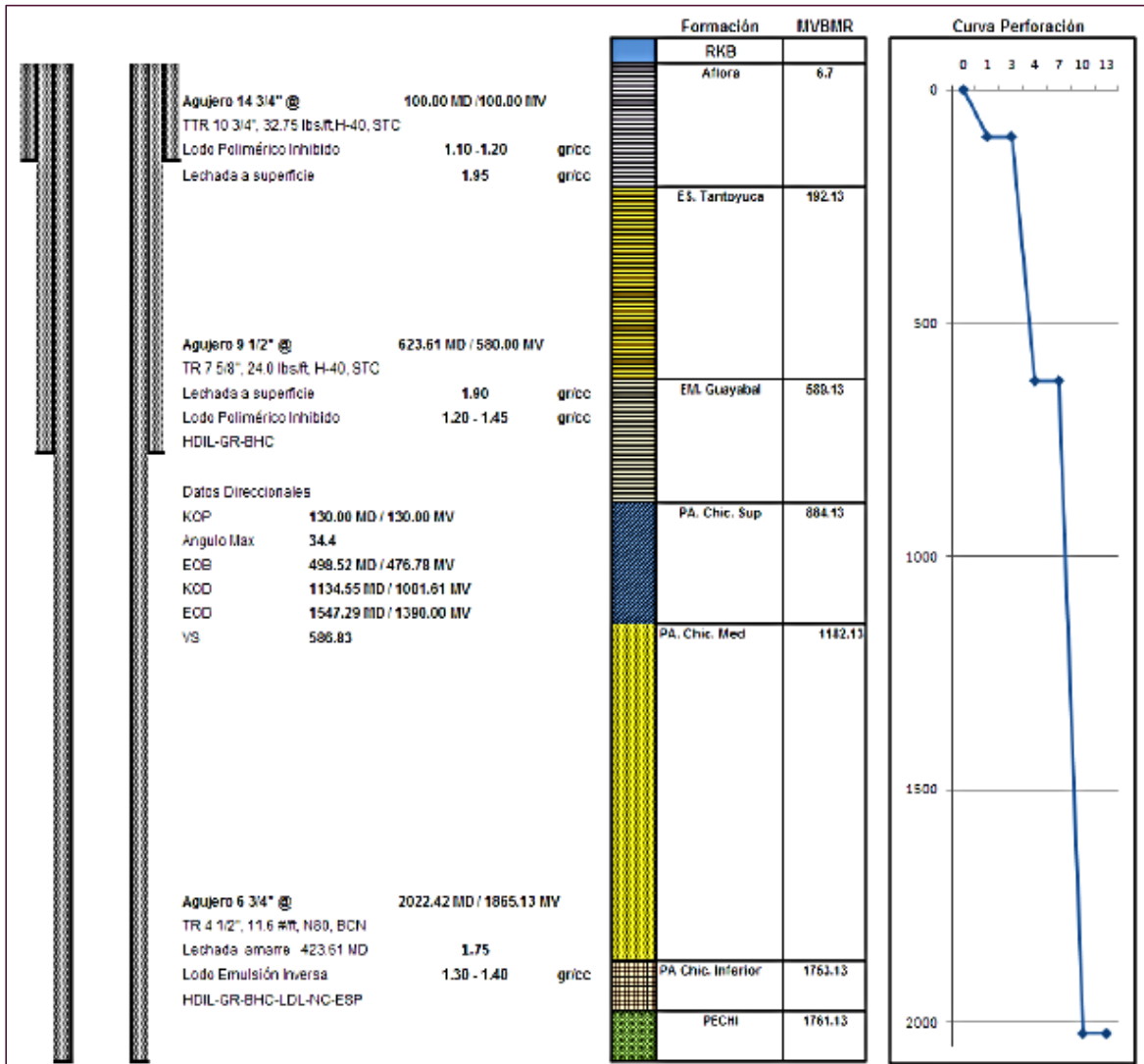


Figura 4.8. Estado mecánico propuesto para la perforación del pozo.

h) FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DE SÓLIDOS. En la tabla 4.5 se muestra el tipo de fluido que se usó durante la perforación con relación al intervalo y las propiedades del fluido para el control del pozo.

Propiedades del fluido													
Intervalo M		Tipo Fluido	Densidad gr/cc	Visc. Seg	Filtr. ml.	MBT Kg/m ³	Rel. Ac/A g	Sólidos %	Vp cps	Yp lb/100 p ²	Salinidad ppm	pH	Emulsion volts
0.00	100.00	B.AGUA POLIMÉRICO INHIBIDO	1.10-1.20	55-70	8-10	<30	-	5-10	11-16	10-14	30000-35000	9-9.5	-
100.00	623.61	B.AGUA POLIMÉRICO INHIBIDO	1.20-1.45	50-60	8-10	<35	-	10-17	12-22	12-14	35000-45000	9-9.5	-
623.61	2022.42	EMULSIÓN INVERSA	1.30-1.40	50-65	<5	-	75/25 80/20	13-17	18-22	15-18	160000-175000	-	>800

Tabla 4.5. Fluidos de perforación del pozo.

i) ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO. En la tabla 4.6 se muestran los gradientes geotérmicos estimados por cada 100 m con base en los registros.

Gradientes geotérmicos estimados cada 100 m en base a toma de registros	
535 m	1.36
1993 m	1.57

Tabla 4.6. Gradiente geotérmico estimado en el pozo.

j) PROGRAMA DE BARRENAS E HIDRÁULICA. En la tabla 4.7 se muestra el programa de barrenas que se usó durante la perforación del pozo y toda información relacionada con la utilización de las mismas en la perforación.

No.	TAMAÑO	TIPO DE BARRENA	PROF FINAL	METROS PERFORADOS	TIEMPO BARRENA	ROP	TIEMPO ACUM	PSB	RPM	PESO LODO	COMENTARIOS
1	14 ¾"	GTX-C1	100.0	93	6.0	15.0	6.0	4-6	80 120	1.20	TRICONICA IADC 115
2	9 ½"	HCD605	623.0	523	20.0	25.0	26.0	5-7	60 300	1.45	PDC 5 ALETAS 19 mm
3	6 ¾"	HCD404X	2022.0	1399	56.0	25.0	82.0	6-9	60 300	1.40	PDC 4 ALETAS 13 mm y 11mm

Tabla 4.7. Programa de barrenas e hidráulica utilizadas en el pozo.

k) PROGRAMA DE REGISTROS POR ETAPA. En la tabla 4.8 se muestra los registros programados para cada etapa de perforación del pozo en el intervalo que será tomado.

Etapa	Intervalo (m.d.b.m.r.)		Registro	Observaciones
	De	A		
2ª	623.61	100.00	Inducción Alta Resolución ó Doble Inducción. Rayos Gama. Sónico de Porosidad.	Agujero de 9 ½"
3ª	2022.42	623.61	Inducción alta Resolución. Rayos Gama. Litodensidad. Neutrón compensado. Registro sónico de cemento y densidad variable. Registros opcionales: Sónico Dipolar (DSI_BCR), OBMI, CMR, ECS, HNGS.	Agujero de 6 ¾"

Tabla 4.8. Programa de toma de registros por etapa.

l) ESTADO MECANICO FINAL DEL POZO. En la figura 4.9 se muestra el estado mecánico final del pozo, el cual se disparó con pistola tipo 2 1/8" en el intervalo 1907-1933 m. El pozo tiene una profundidad total de 2024 mdbmr (1877mbvbm) y quedo como pozo tipo "S" con una desviación de 35.7° a 1108 mdbmr y un empacador M1 smith a 1860 m. Quedo cementado con una T.R. superficial de 10 3/4" J-55 de 45 lb/pie a 96 m, una T.R. intermedia de 7 5/8" H-40 de 24 lb/pie y una T.P. de 2 7/8". Se le realizo una prueba de producción en el intervalo disparado, resultando un pozo productor con 496 bpd. Se considera que es un pozo apto para sistema artificial de producción. Se realizó un proceso de fracturamiento el 16 de abril de 2011.

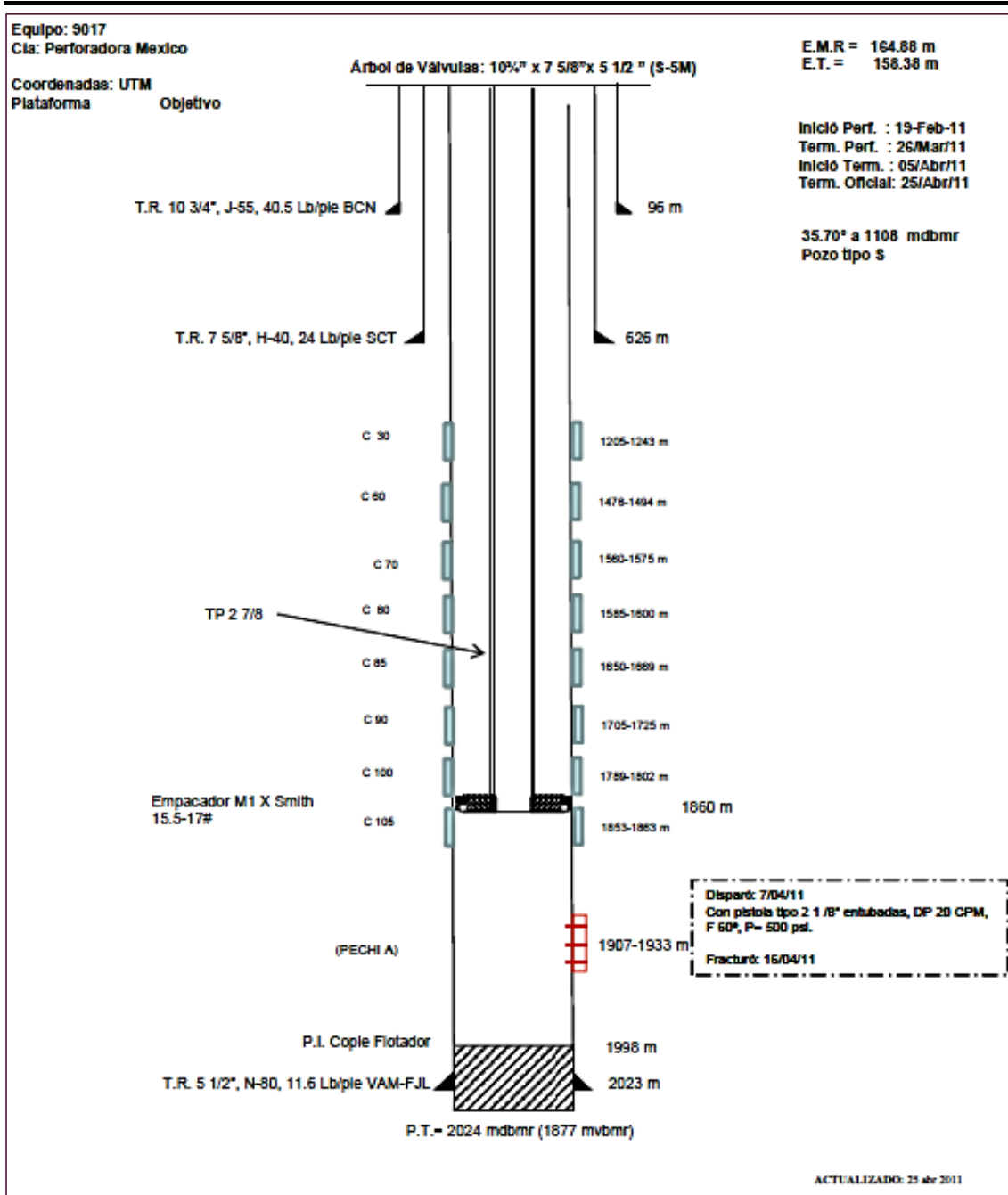


Figura 4.9. Estado mecánico final del pozo.

4.4. Fracturamiento en el Campo Agua Fría.

El fracturamiento en el Campo Agua Fría se da debido que en algunas ocasiones es necesario incrementar las condiciones de flujo de hidrocarburos hacia el pozo mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión litoestática capaz de vencer la resistencia de la roca, para posteriormente colocar un apuntalante o un activo ácido, que permita conservar abierta la fractura inducida. Los tipos de fractura que se han implementado en el campo son de aceite cíclico, aceite estabilizado, convencional y energizada. El objetivo del fracturamiento es:

- ✚ Incrementar el gasto de producción.
- ✚ Incrementar el radio efectivo de drene.
- ✚ Sobrepasar la zona dañada.
- ✚ Incrementar la inyektividad de un pozo para propósitos de inyección.
- ✚ Extender la vida económica de un pozo.
- ✚ Recuperación acelerada de producción.

En el campo Agua Fría se han realizado del 1 de Enero al 30 Septiembre del 2011 34 multifracturamientos hidráulicos, de los cuales se han obtenido una producción inicial de 8,510 bpd, por lo que esta tecnología ha dado muy buenos resultados y se seguirán evaluando para generar mayor valor.

De igual forma se han realizado un total 162 refracturas, de las cuales 57% son fracturamientos hidráulicos con apuntalante y 43% corresponden a fracturamientos ácidos, obteniendo producciones incrementales posteriores al refracturamiento de 124 bpd de aceite en promedio en pozos con producción intermitente o cerrados.

Para la selección de la estimulación de los pozos y el diseño del fracturamiento es necesario conocer la composición de las arcillas presentes en el yacimiento, ya que alrededor del 40% de los 212 trabajos de fracturamientos realizados han sido desfavorables en el campo.

Se han utilizado diferentes técnicas para incrementar la productividad de los pozos en el campo, como el fracturamiento hidráulico en pequeñas zonas seleccionadas, así como multifracturamientos, utilizando diferentes tipos de fluidos (base agua y base aceite) en pozos verticales, horizontales y multilaterales, por lo que la experiencia sugiere que un fracturamiento multi-zona tiene una mejor oportunidad de comunicar todas las diferentes capas y facies de los pozos con respecto al fracturamiento de una sola zona.

El diseño de la fractura está sustentado bajo la información del yacimiento recopilada (porosidad, permeabilidad, composición de la roca, existencia de fracturas naturales, registros geofísicos, correlación con otros pozos, etc.). A continuación se presenta un ejemplo de un trabajo de fracturamiento en el Campo Agua Fría.

En el pozo Samsung 678 se realizó un fracturamiento energizado con N_2 en el intervalo 1440-1465 m, reportando una porosidad de 8% con una permeabilidad de 1 mD. La longitud de la fractura es de 149 m, con una longitud de la fractura apuntalada de 143 m. una altura de fractura de 48 m, y una altura apuntalada de 46 m. La profundidad de la fractura obtenida fue de 1392 m con un ancho de fractura promedio de 0.55 in.

En la figura 4.10 se muestra la geometría de la fractura inducida en el pozo con el tipo de roca que atraviesa el intervalo y los rangos de conductividad de la fractura.

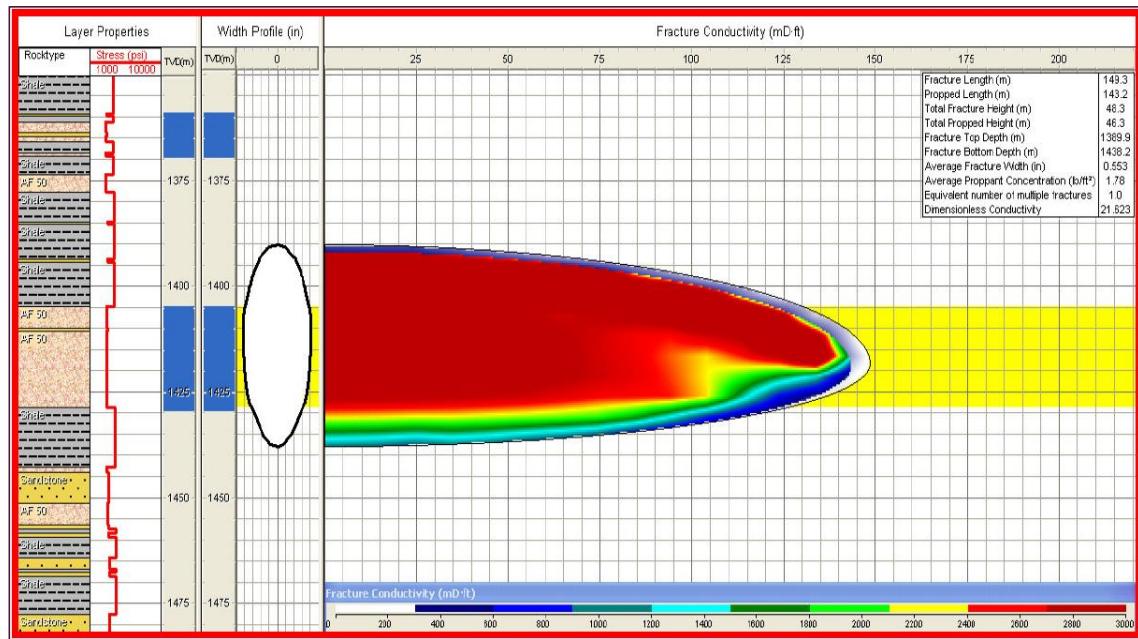


Figura 4.10. Geometría de la fractura del pozo.

4.5. Optimización de la perforación en el Campo Agua Fría.

Las características petrofísicas poco favorables de los desarrollos arenosos del Campo Agua Fría presentan un reto tecnológico para la rentabilidad del mismo; 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 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 que se han perforado en el campo han mostrado tiempos más prolongados 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 tiempos más prolongados de perforación y el riesgo de mantener marginal la rentabilidad del proyecto llevaron a establecer un proceso de optimización basado en los siguientes aspectos:

- ❖ Identificar las áreas de oportunidad para la introducción de nuevas tecnologías.
- ❖ Rediseño de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- ❖ Introducir Lodo de emulsión inversa en zonas arcillosas.
- ❖ Equipos de perforación móvil o accesible de colocar en pozo.
- ❖ Rediseño de los diámetros del agujero y tuberías de revestimiento.
- ❖ Diseño de barrenas y motores de fondo.

- ❖ Equipos multidisciplinarios de trabajo.
- ❖ Control y seguimiento de la perforación.

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 del campo Agua Fría de 40 días a 11 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.

4.6. Productividad de pozos.

En el Campo Agua Fría se tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 710 millones de barriles (mmb) de aceite y 1,139 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas, con un costo total de 222,790 millones de pesos (el cual se divide en: inversión de 131,042 y gasto de operación 91,748), en el período 2012-2062. Contempla la perforación y terminación de 1,789 pozos, así como la realización de 3,931 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación y transporte y manejo de producción de hidrocarburos (275 macroperas, 281 ductos y 17 instalaciones). En la figura 4.11 se tiene un gráfico de la productividad del campo por año desde que se comenzó a explotar, mostrando los altos y bajos de producción durante toda su explotación.

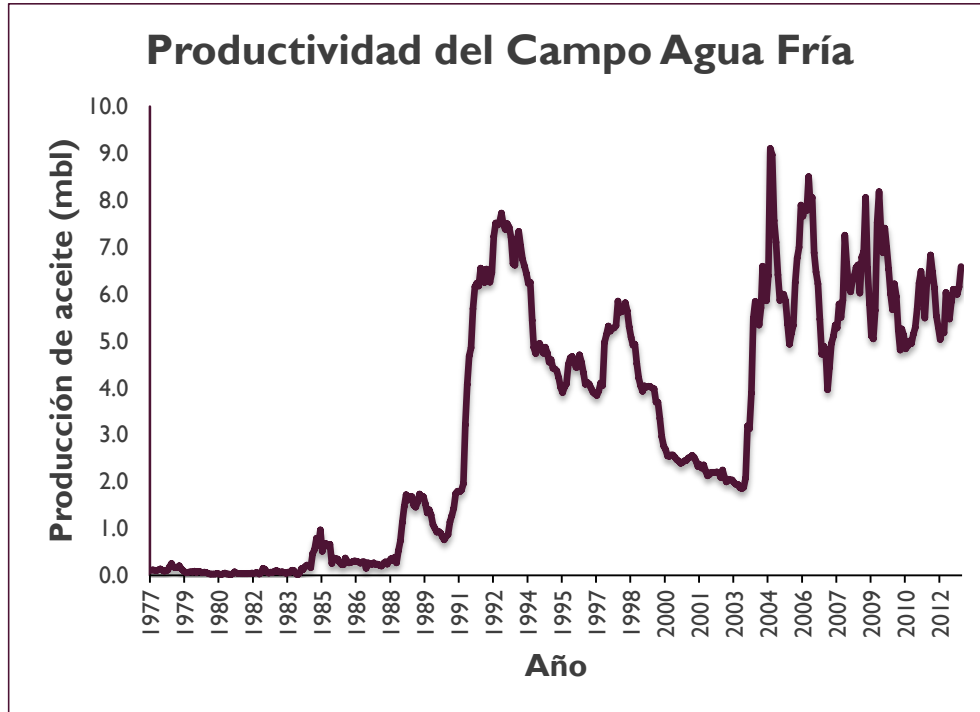


Figura 4.11. Productividad del Campo Agua Fría.

CAPÍTULO V

DESARROLLO DEL

CAMPO AGUA FRÍA

V. DESARROLLO DEL CAMPO AGUA FRÍA.

El desarrollo apropiado del campo Agua Fría en la Cuenca de Chicontepec debe iniciar con el uso adecuado de los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros), para maximizar la rentabilidad económica del campo, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias (Martínez Romero, 2008). Para el adecuado desarrollo del campo es necesario tener en cuenta el ciclo de vida del yacimiento o campo (figura 5.1), el cual está formado por dos etapas principales:

- ✚ Exploración: Se recopilan datos del subsuelo que permitirán una evaluación del potencial y a su vez incorporación de reservas por medio de la caracterización y delimitación del yacimiento (Vázquez, 2008).
- ✚ Explotación: Una vez que está confirmada la existencia de hidrocarburos en la zona de estudio, se procede a la etapa de desarrollo del yacimiento o campo mediante métodos primarios, secundarios o por procesos de recuperación mejorada, hasta su posterior abandono cuando ya no es rentable (Vázquez, 2008).

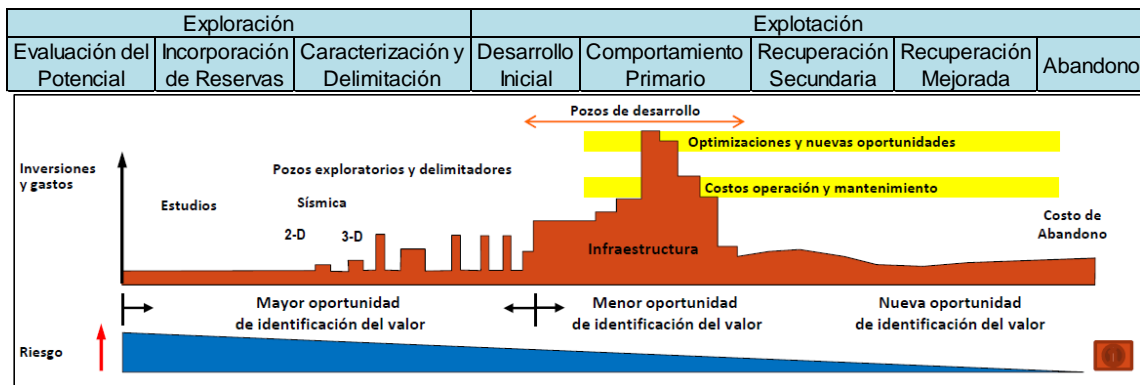


Figura 5.1. Ciclo de vida de un yacimiento o campo (Apuntes de Administración Integral de Yacimientos por Franco Hernández, 2011).

Cada yacimiento cuenta con características particulares e individuales de explotación, en el cual el propósito es maximizar el valor de las reservas, buscando 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. La estrategia para nuevos yacimientos está orientada en aplicar el mejor esquema para el desarrollo del campo (espaciamiento entre pozos, número óptimo de pozos, esquema de recuperación primaria, métodos de recuperación secundaria, etc.).

Los campos en desarrollo que han estado bajo métodos primarios de explotación, deben considerar la implantación de métodos de recuperación secundaria y/o procesos de recuperación mejorada, acompañados de sistemas artificiales de

producción. Para la mejor estrategia de explotación debe evaluarse distintos escenarios utilizando un alto nivel de conocimiento del yacimiento e implementando modelos analíticos o de simulación. Toda estrategia debe ir acompañada de un análisis de sensibilidad y riesgo con su respectiva evaluación económica (figura 5.2).

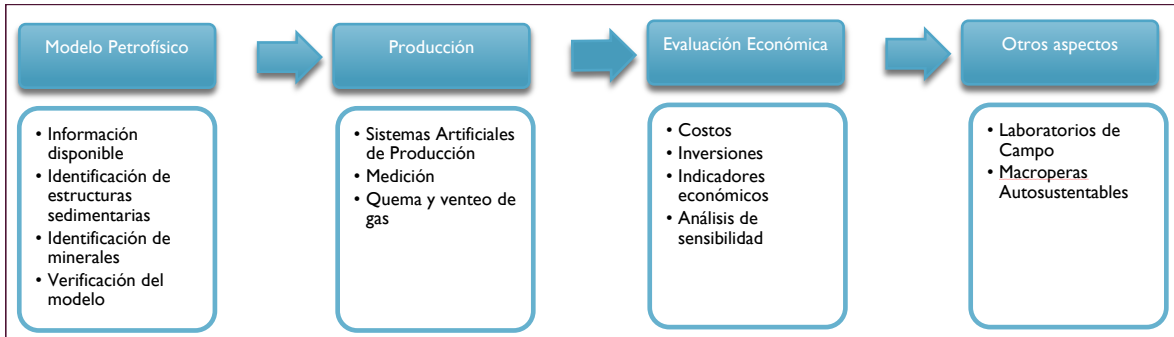


Figura 5.2. Desarrollo del Campo Agua Fría.

5.1. Modelo petrofísico.

Para el análisis petrofísico del Campo Agua Fría se ha utilizado información de pozos productores y no productores, información de núcleos, información de rayos gamma natural (GR), resistividad profunda (Rd), resistividad somera (Rs), densidad (RHOB) y/o porosidad densidad (DPHI), porosidad neutrón (NPHI) y tiempo de tránsito (DT).

Con fotografías y descripción de núcleos, láminas delgadas e imágenes de microscopio electrónico de escaneo (SEM), se identificaron y describieron las estructuras sedimentarias presentes. Con los registros de densidad y neutrón se han identificado 2 electrofacies, una en la parte superior por encima de la discordancia C con alto contenido de arcilla y otra entra la discordancia A y B (en algunos casos inmediatamente arriba de la discordancia B) con cuerpos arenosos de espesor reducido, alternando con espesores arcillosos. No se tiene continuidad entre los intervalos productores, por lo que los cuerpos con porosidad efectiva se encuentran en bloques aislados, haciendo necesario el fracturamiento hidráulico de las formaciones para aumentar la conectividad hidráulica entre estos.

Debido a la reinterpretación de algunos pozos en los registros de densidad y neutrón en la cual se ajusta a las ecuación de Archie, se tiene que el volumen de arcilla en los intervalos más arenosos es menor a 15% de porosidad total, donde principalmente es porosidad primaria, teniéndose en algunos intervalos porosidad secundaria debido a fracturas. A partir del modelo doble agua se obtuvieron la porosidad efectiva y saturación de agua y la permeabilidad fue calculada con el registro de resonancia magnética nuclear y análisis de núcleos. En los análisis de núcleos de manera general se tienen 2 minerales principales, calcita en mayor proporción y cuarzo en menor porcentaje, además de arcilla, plagioclasa, dolomita, ankerita y feldespato. La pirita se encuentra en un porcentaje muy bajo de menos de 1 % por lo que no afecta las lecturas de resistividad (figura 5.3, tabla 5.1).

MINERALES	MEDIA
Cuarzo	37.43
Feldespato	1.05
Plagioclasa	7.93
Calcita	41.38
Ankerita	0.45
Dolomita	2.14
Arcilla Total	9.01
Pirita	0.61
TOTAL	100

Tabla 5.1. Porcentajes de minerales en el campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

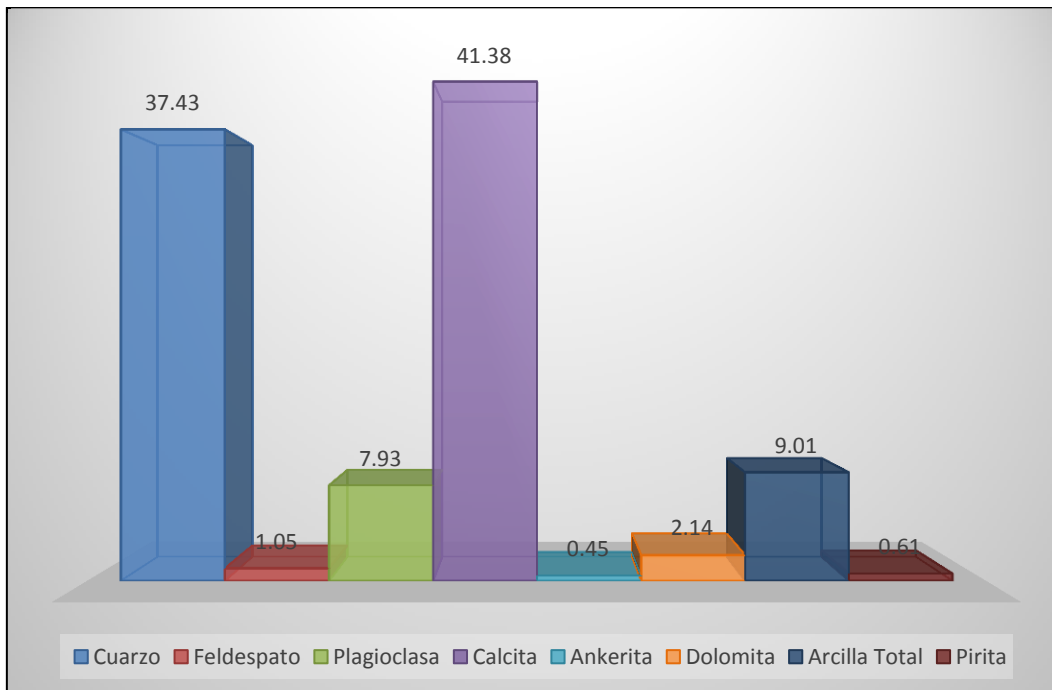


Figura 5.3. Porcentajes y tipos de minerales en el Campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

La cantidad de arcilla es menor a 15% en los intervalos arenosos, donde se observan tres tipos de arcillas, con mayor porcentaje de Illita y esmectita, y en menor porcentaje clorita y caolinita (figura 5.4, tabla 5.2).

ARCILLA TOTAL	MEDIA
Ilita + Mica	3.2
Caolinita	1.4
Clorita	1.6
TOTAL	6.2

Tabla 5.2. Cantidad de arcilla en el campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

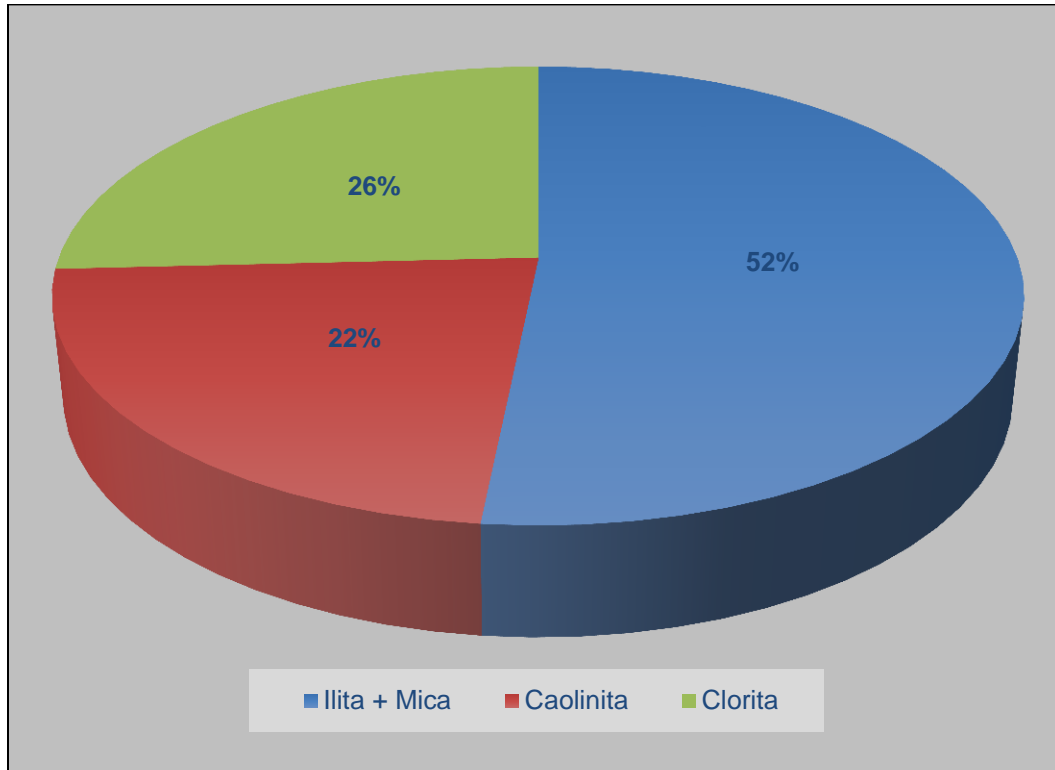


Figura 5.4. Porcentaje y tipo de arcilla en el campo Agua Fría (CNH-UNAM, 2012).

Con información de láminas delgadas y fotografías SEM se tiene que la mayoría de las arcillas se encuentran de forma dispersa ocupando parte del espacio poroso. El mayor porcentaje es de matriz, sobre todo compuesta por granos de cuarzo y caliza mudstone. Casi la tercera parte es cementante principalmente calcita con poca dolomita.

En un análisis de registros de porosidad en intervalos productores mediante de la gráfica de Hingle en pozos del campo Agua Fría, se tiene que el volumen de arcilla esta sobreestimado debido a que se considera al cuarzo como un solo mineral principal. Además del tipo de arcilla, en casi todos los pozos del área se tiene un alto contenido de calcita, por lo que debe incluirse en la interpretación del modelo petrofísico. Si se incluye la calcita se tendría una reducción del volumen de arcilla y de la porosidad efectiva, debido a que la calcita cementa los granos de cuarzo y reduce la porosidad. La saturación de agua también se reduce al incluir a la calcita en el modelo petrofísico, por lo que el valor de corte de saturación de agua quedaría sobrestimado. Todas estas implicaciones pueden conducir a un cálculo inexacto del volumen de hidrocarburos, dado que actualmente están sobreestimadas las curvas de V_{cl} , PHIE y S_w .

5.2. Ingeniería de yacimientos.

Dentro del pozo, la correcta evaluación de la información proporcionada por el yacimiento resulta en la adecuada caracterización de la roca, de los fluidos contenidos en ésta, de los volúmenes de ambos, del comportamiento dinámico del

sistema roca-fluido y fluido-fluido y de las condiciones iniciales y actuales del yacimiento. Se han incorporado iniciativas de caracterización en el Campo Agua Fría para una mejor explotación y se trabaja en la investigación de la distribución espacial de los mejores cuerpos arenosos evaluados petrofísicamente como los de mayor productividad para definir la estrategia de desarrollo, siempre buscando las mejores áreas de oportunidad.

De igual forma se han impulsado pruebas tecnológicas, con la finalidad de generar nuevas ingenierías para obtener una mejor producción y procurar un desarrollo sustentable. Pemex aún no concluye la elaboración de un modelo estático y dinámico que le permita identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras, lo que impide llevar a cabo un adecuado proceso de localización de pozos.

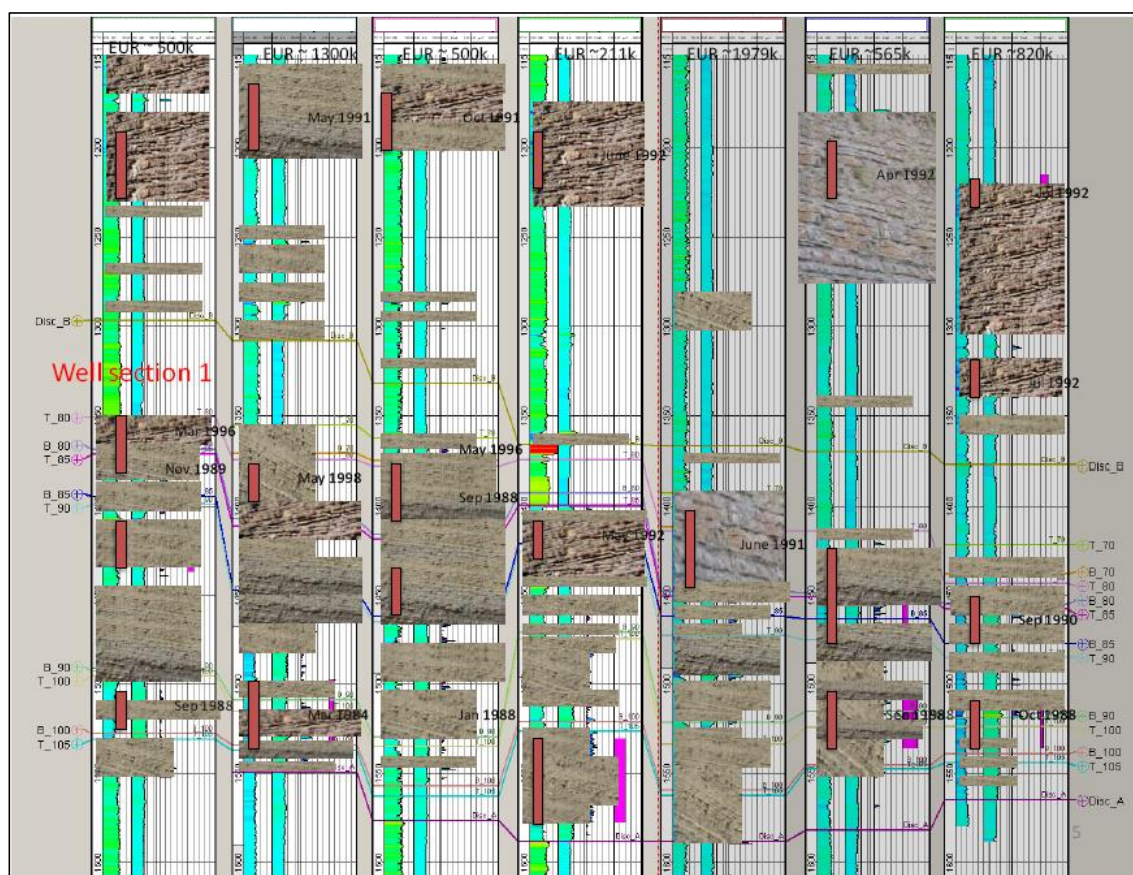


Figura 5.4. Ejemplo de pozos evaluados en el Campo Agua Fría (CNH, 2010).

Un ejemplo claro donde se presentan zonas drenadas y con hidrocarburo remanente es el pozo Samsung 811. Inicialmente se terminó en 1978 con pobres resultados, por lo que hasta 1983 la zona inferior se fracturo hidráulicamente con un polímero gelificado con una longitud de fractura media de 600 metros, logrando conectar diferentes paquetes de arena con un espesor aproximado de 100 metros, con buenas propiedades petrofísicas, lo cual llevó a tener una recuperación de 900,000 barriles.

Para 1991 se fracturó la zona superior aumentando la producción con una buena recuperación, con un espesor aproximado de 50 metros y buenas propiedades petrofísicas, lo cual se vio reflejado en una recuperación de 400,000 barriles, aunado a que dicho intervalo no había sido drenado (figura 5.5). La productividad de estos pozos ha sido el resultado de un conocimiento del subsuelo, buen diseño disparos y fracturamiento y ejecución adecuada (figura 5.6).

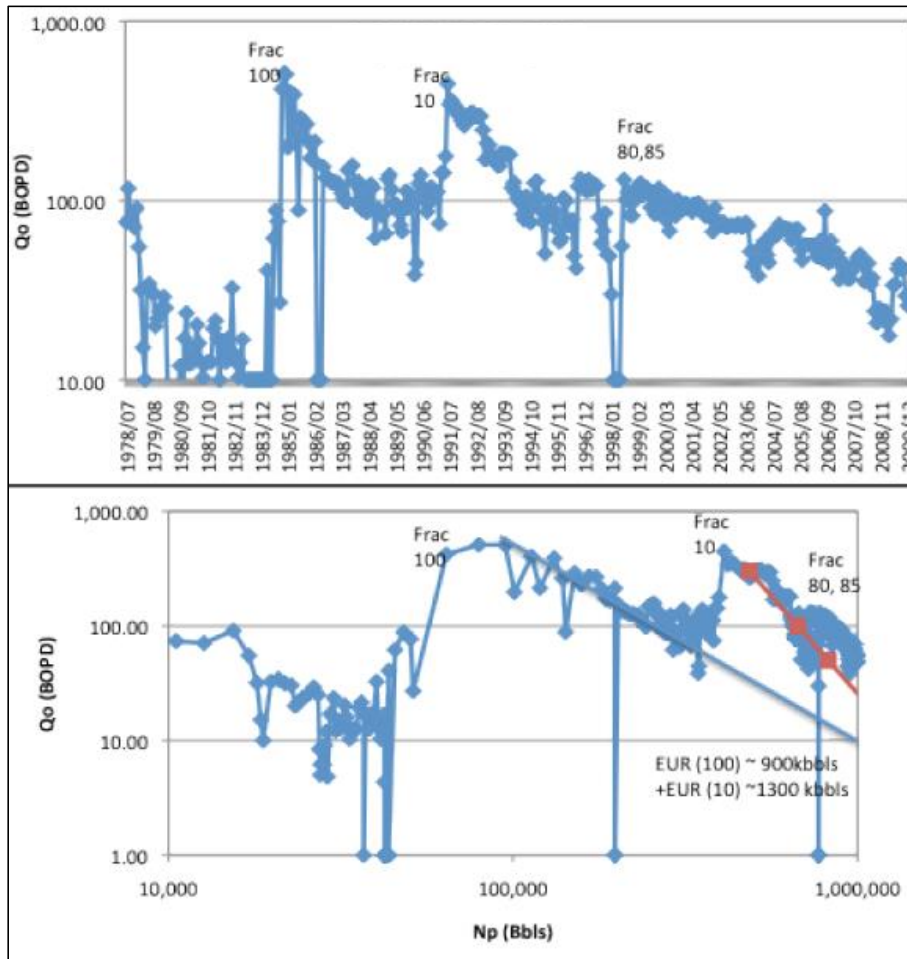


Figura 5.6. Productividad del pozo Samsung 811 (CNH, 2010).

Se realizó otro fracturamiento en 1998 con muy poco impacto en la producción, lo que indicó que la zona se encontraba agotada, debido a que se encontraba en una zona de facies intermedia. Se determinó que el fracturamiento realizado en 1983 creció en las zonas medias y las drenó como parte de la producción inicial.

Otro ejemplo es el pozo Samsung 847, el cual se terminó en 1988 en los cuerpos inferiores, con espesores de arena de 30 m. aproximadamente por lo que se fracturó en agosto del mismo año obteniendo una producción inicial de 94.4BD, aportando 62.2MBls hasta enero de 1992. Por otro lado el fracturamiento no fue tan efectivo, como en el caso del pozo Samsung 811, ya que no logró conectar todos los horizontes arenosos. Este pozo resulto en un total de 384.1MBls de producción acumulada (figura 5.7). Es posible que la mejor alternativa para este

pozo es perforar un pozo horizontal dentro de la unidad inferior con multi-fracturamientos.

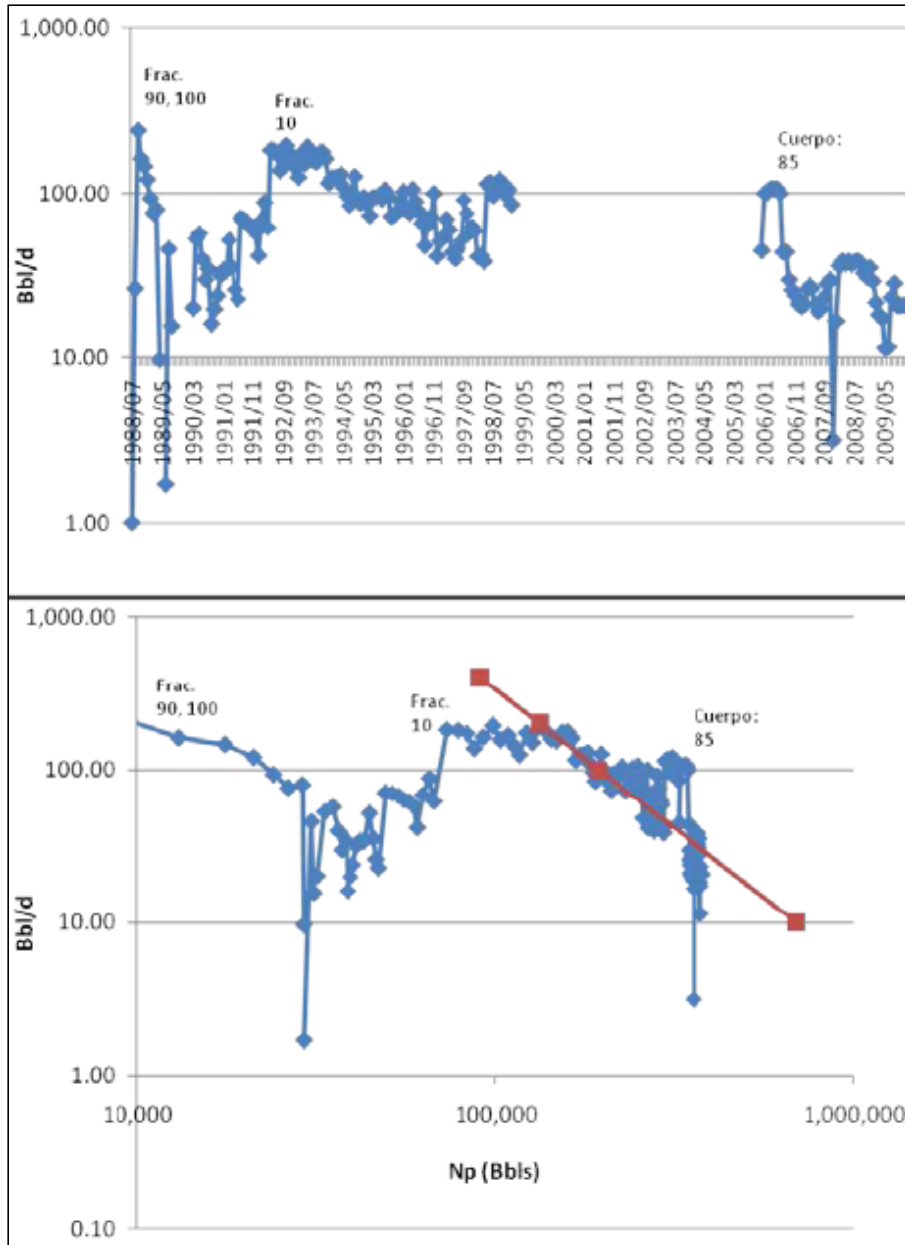


Figura 5.7. Productividad del pozo Samsung 847 (CNH, 2010).

Conforme a los resultados de integración geológica y de yacimientos, se determinó que el promedio de pozos de recuperación se puede dividir en tres grupos comunes:

- ✚ Geología promedio y buena terminación.
- ✚ Buena geología y zonas no explotadas.
- ✚ Buena geología y aparentemente terminaciones pobres.

Cada pozo debe ser revisado y aprobado con base en la definición de la calidad de las facies, la calidad de la roca (propiedades petrofísicas), las terminaciones, fracturamientos, entre otros, para así poder alcanzar la óptima combinación tecnológica para el mejor desarrollo de la producción de hidrocarburos en el campo.

5.3. Sistemas artificiales.

Debido a que los yacimientos en el Campo Agua Fría se caracterizan por tener una relativa baja permeabilidad y baja presión inicial, existe la posibilidad de operar con un sistema artificial de producción, por lo que los equipos de “Productividad” tienen que tomar en cuenta la siguiente información para el diseño del SAP adecuado para cada pozo:

- ✚ Curva de productividad (IPR).
- ✚ Selección del SAE adecuado de acuerdo con:
 - ❖ Geometría.
 - ❖ Trayectoria.
 - ❖ Tipo de fluido.
 - ❖ % Agua.
 - ❖ % Sólidos.
 - ❖ RGA.
 - ❖ Profundidad.
 - ❖ Operación.
 - ❖ Mantenimiento.
 - ❖ Optimización.
 - ❖ Evaluación económica.
 - ❖ Reserva.
 - ❖ Producción acumulada.

El historial de producción juega uno de los principales aspectos en el criterio de productividad integral, así como contar con información confiable de mediciones relacionadas a una presión de flujo que nos permitan establecer la estrategia óptima para su explotación.

Otro aspecto importante es que el programa de la trayectoria de un pozo, debe ser conciliado con los equipos de “Productividad” para hacer que los pozos se construyan con trayectorias capaces de manejar sistemas artificiales de producción con posibilidades de producción por tiempos mayores y por su puesto la utilización de más alternativas de sistema artificial accionados por varilla (figura 5.8).

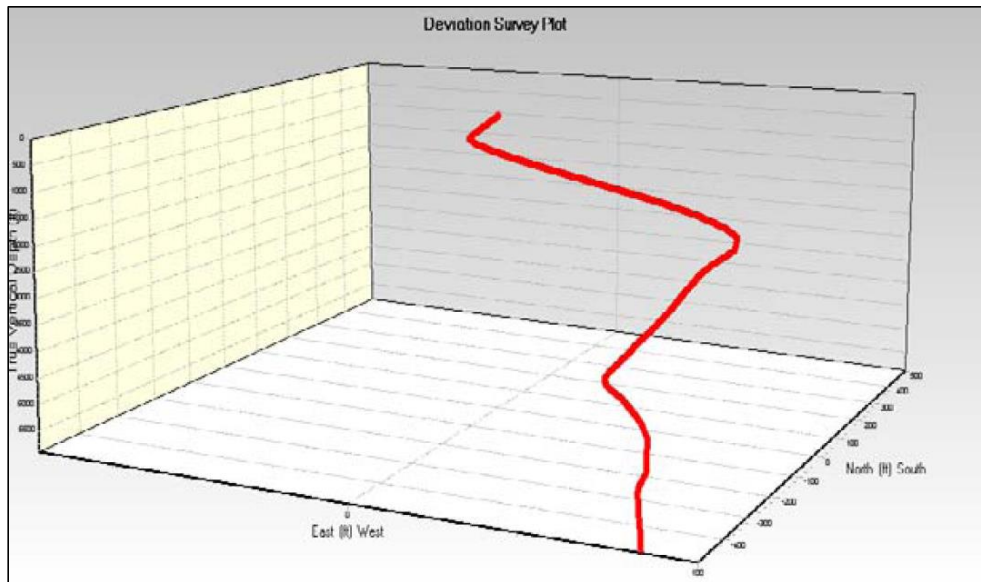


Figura 5.8. Geometría del pozo Samsung 84 (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Es indispensable que se establezcan conclusiones y recomendaciones que permitan hacer una mejor selección de estos sistemas considerando tipo de pozo (geometría, tipo de fluidos, energía disponible, etapa de explotación, etc.), infraestructura existente en el área, así como rentabilidad.

Para los sistemas artificiales ya instalados, es necesario que estos contribuyan a la reducción de la declinación base a menos del 9 % mensual en su fase primaria y menor al 5 % después de aplicar los SAP, así como contribuir en un 50% de la aportación a la producción del Activo.

En el área del Campo Agua Fría se han instalado 27 unidades superficiales de Bombeo Mecánico entre conversión y reacondicionamientos, buscando con ello, la incorporación de pozos cerrados y pozos en producción intermitente a continuo.

5.3.1. Bombeo Mecánico (Diseño, operación y optimización).

En el Campo Agua Fría se ha aplicado el bombeo mecánico a 166 pozos aproximadamente. Las cartas dinamométricas y los ecómetros (identificación de los niveles dinámicos) han permitido realizar nuevos diseños en el bombeo mecánico con las siguientes premisas:

- ✚ Bombas con diámetro mayor a 1.5 de embolo y trabajar a velocidad lenta (máximo 4 emboladas por minuto y una carrera larga mínima de 144 pulgadas).
- ✚ Bombas colocadas por debajo de los intervalos de producción (por lo menos 200 m por debajo de los disparos).
- ✚ Colocación de un separador de gas.
- ✚ Tubería de producción con ancla mecánica.

En la figura 5.9 se muestra un diagrama esquemático del diseño de un pozo con bombeo mecánico.

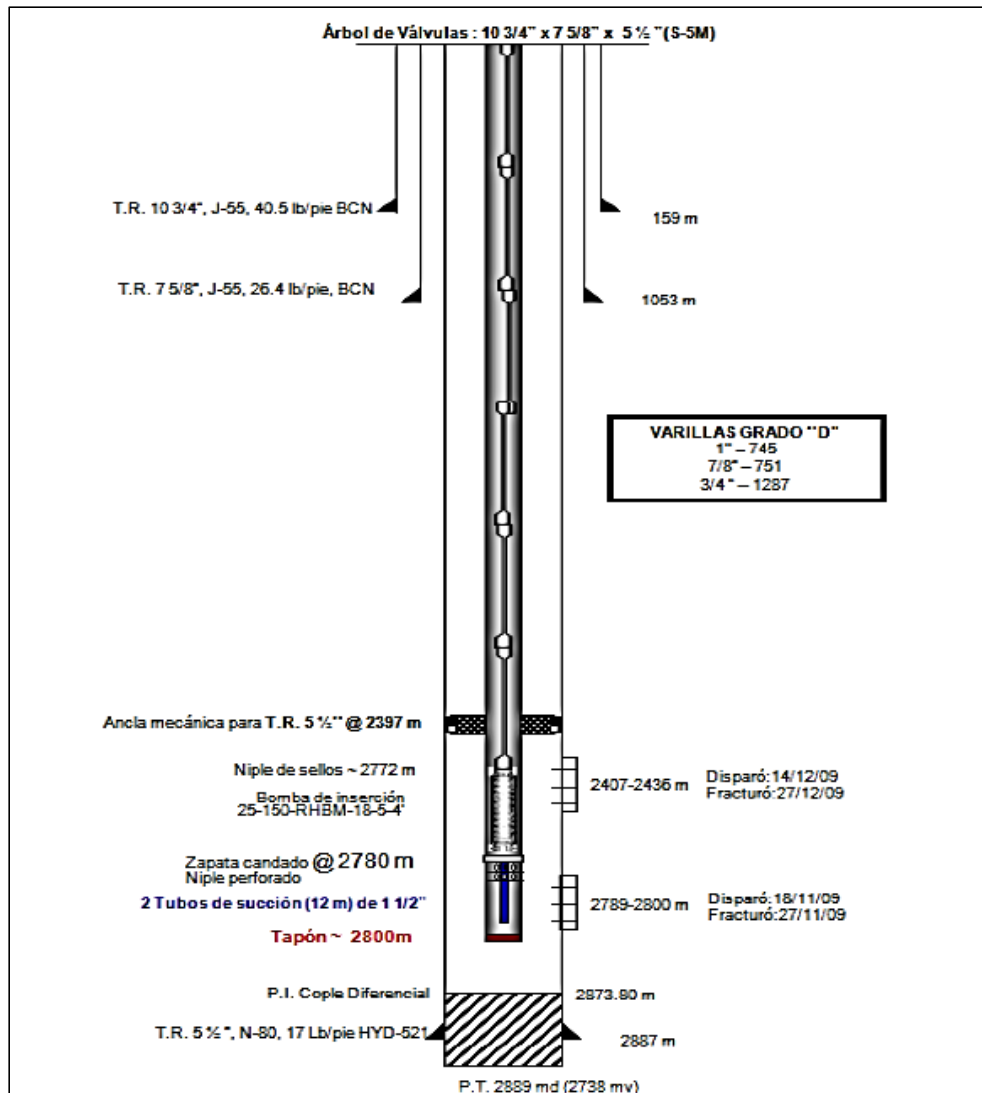


Figura 5.9. Diagrama esquemático del diseño de un pozo con Bombeo Mecánico (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

En la optimización de pozos con BM existen dos enfoques principalmente:

- ✚ La colocación de un compresor para la succión del gas en el espacio anular.
- ✚ Adecuar la operación del sistema de acuerdo a la presencia de gas, agua y sólidos, analizando el desplazamiento del embolo en relación a la carta dinamo-métrica.

Se logró incrementar de manera sustantiva la productividad del pozo con estas dos acciones.

5.3.2. Bombeo Neumático (BN).

En el Campo Agua Fría se ha aplicado el bombeo neumático a 108 pozos aproximadamente. El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales más eficientes y de bajo costo. Anteriormente muchos pozos con bombeo neumático fueron reemplazados por bombes mecánicos debido a diseños de BN ineficientes, válvulas con mandril no recuperable, software de diseño inadecuado y defectos en la operación de la válvula.

En la actualidad se ha solicitado el uso de mandriles recuperables, lo que nos da la ventaja de no tener que utilizar un equipo de reparación de pozos, utilizando únicamente una línea de acero. Otra mejora fue el incremento de la presión de inyección de gas, utilizando la compresión a boca de macropera.

Este concepto se aplicó en la macropera Samsung 841 (figura 5.10) con una variante al utilizarse como pozo pulmón. El pozo pulmón funciona como un acumulador de gas a alta presión, lo cual permite tener un volumen y presión de operación adecuada. Con esta adecuación se logró incrementar la productividad de todos los pozos de la macropera.

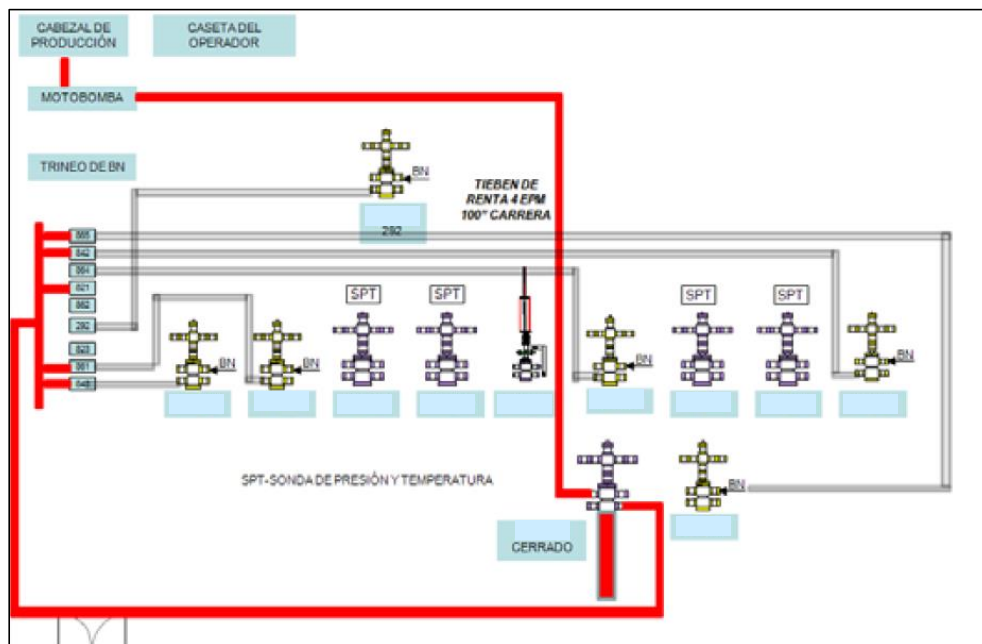


Figura 5.10. Esquema de la Macropera Samsung 841, la cual cuenta con un pozo pulmón resaltado en color rojo (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Los resultados en esta macropera es el incremento de la presión de 35 Kg/cm^2 a 49 Kg/cm^2 . De esta macropera surgió un concepto el cual sería denominado como macropera auto-sustentable.

5.4. Estado actual de desarrollo del campo.

Existen cuatro rubros fundamentales para el éxito de la productividad de los pozos: ubicación, tipos de pozos (convencionales y no convencionales), método de fracturamiento y sistemas artificiales de producción.

Aun no se cuenta con la elaboración de un modelo estático y dinámico que permita identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras, lo que convierte en una tarea difícil llevar a cabo un adecuado proceso de localización de pozos. Es necesario contar con un modelo que permita tomar decisiones más certeras sobre las mejores áreas para obtener la mayor rentabilidad de las inversiones.

Para la selección de la estimulación de los pozos y el diseño del fracturamiento es necesario conocer la composición de las arcillas presentes en el yacimiento. Para el Campo Agua Fría, las arcillas contienen una mezcla de esmectita, illita y clorita.

La presencia de clorita indica que el ácido no se debe utilizar en la estimulación de los pozos en donde exista en proporciones considerables. Asimismo, la presencia de esmectita y bentonita genera problemas sobre el uso de fluidos de baja salinidad en base agua, ya sea para la terminación o el mantenimiento de presión a través de la inyección de agua. Estas distribuciones de arcilla pueden explicar los resultados desfavorables de alrededor 40% de los 212 trabajos de fracturamiento realizados en el campo Agua Fría.

La perforación de pozos horizontales en el Paleocanal de Chicontepec se inició en el año 1991 en el Campo Agua Fría, el primero de ellos se terminó de forma exitosa con cinco (5) etapas de fractura. Para incrementar la productividad de los pozos se han utilizado diferentes técnicas como el fracturamiento hidráulico en pequeñas zonas seleccionadas, así como multifracturamientos utilizando diferentes tipos de fluidos (base agua y base aceite) en pozos verticales, horizontales y multilaterales. Debido a esto se puede decir que un fracturamiento multi-zona tiene una mejor oportunidad de comunicar todas las diferentes capas y facies del pozo con respecto al fracturamiento de una sola zona.

En estos depósitos el objetivo principal es crear unidades de flujo entre los hidrocarburos del yacimiento y el pozo, para que permita hacer una extracción eficiente de volumen de fluidos, así como asegurar que estarán continuamente abiertas. Esto ha sido posible con un diseño cuidadoso y la ejecución de un fracturamiento hidráulico de varias etapas, tanto en pozos verticales como horizontales. En cuanto los métodos de recuperación secundaria se tienen la inyección de agua sin componentes químicos y se caracteriza por la atenuación en la caída de presión dentro del yacimiento.

Esta atenuación pretende reducir la tasa de declinación de la producción de los pozos, extender su vida productiva y su área de drene volviendo más eficiente y rentable el proceso de explotación. En la evaluación de la efectividad de la

inyección de agua se han realizado a la fecha dos pruebas piloto: Agua Fría 1999-2000 y Agua Fría 2008-2012.

El AIATG cuenta con 23 módulos de separación portátiles (MSP)(figura 5.11), ubicados principalmente en 3 sectores: Agua Fría–Humapa, Miquetla–Coyol y Alemán–Furbero. Los MSP son equipos esbeltos y temporales que permiten incorporar la producción de hidrocarburos de manera temprana, en tanto se terminan de construir los oleogasoductos que se ven atrasados por la no disponibilidad a tiempo de permisos. Permiten separar la fase líquida de la gaseosa y están integrados por cabezales de medición, producción, líneas de proceso, equipo de separación, tanques de almacenamiento, sistema de desfogue, monitoreo, compresión y en algunos casos sistema de bombeo.



Figura 5.10. MSP - Separador, tanques (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

5.4.1. Macroperas Autosustentables.

Con la finalidad de optimizar la producción de aceite de los pozos y aprovechar el gas producido en una localización tipo macropera, el Campo Agua Fría actualmente se encuentra implementando el concepto de macroperas autosustentables, siendo un proyecto de ingeniería que favorece la protección al medio ambiente y la optimización de los recursos energéticos. Una de las características principales es que debe ser energéticamente autosuficiente y tiene como objetivos primordiales los siguientes:

- ✚ Incrementar la producción de aceite y gas.
- ✚ Ser autosuficiente energéticamente.
- ✚ Evitar quema de gas.
- ✚ Baja emisión de ruido en equipos dinámicos.
- ✚ Operar con equipos modulares y compactos.
- ✚ Utilización del gas natural como combustible en equipos dinámicos.
- ✚ Reforestación con árboles y vegetación típica regional.
- ✚ Uso del gas para operación de sistemas de levantamiento artificial (BN).
- ✚ Económicamente rentable.

Para que la macropera autosustentable se autosuficiente se crea un circuito local de bombeo neumático. Debido a que es de primordial importancia evitar la quema de gas, el gas producido, además de ser aprovechado en la operación de pozos con bombeo neumático, se utilizará como gas combustible en equipos de compresión para el sistema de bombeo neumático y en motores de combustión interna, los cuales se emplean para operar motobombas y equipos de bombeo mecánico, en sus diferentes modalidades.

Además del aprovechamiento de gas, el incremento de producción de aceite reedita en beneficios económicos, con lo cual el concepto de macropera autosustentable es económicamente rentable.

5.4.2. Laboratorios de Campo.

Surgen como una iniciativa estratégica de negocios para la explotación y tienen como función investigar las soluciones integrales que agreguen valor a PEMEX mediante la identificación de tecnologías, procesos y métodos económicamente viables al desarrollo general del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Se crean alianzas estratégicas con empresas para identificar las soluciones integrales, donde reciben el término estratégico de Aliados Tecnológicos y tienen la responsabilidad de proponer y desarrollar iniciativas apropiadas.

El Laboratorio de Campo del campo Agua Fría ha realizado hasta la fecha 249 mediciones de pozos con separador trifásico, lo cual ha sido un factor clave para análisis y optimización de los pozos proporcionando información primordial para nuevas intervenciones (Reparaciones Menores/Reparaciones Mayores).

Se han reactivado 3 pozos donde se instalaron estranguladores de fondo. Hasta el momento se muestra un balance de 26 reparaciones menores y 3 reparaciones mayores, previniendo continuar con la conversión y reacondicionamiento de BM.

Se han instalado 27 unidades superficiales de BM entre conversión y reacondicionamientos, buscando con ello, la incorporación de pozos cerrados y pozos en producción intermitente a continuo.

Se han oficializado 13 iniciativas tecnológicas seleccionadas adecuadamente conforme a los retos que enfrenta el polígono y de mejores prácticas operativas. A continuación se detalla el estado de ellas en la figura 5.12.

A continuación se mencionan algunas de las iniciativas del Laboratorio de Campo de Agua Fría:

- ✚ Operaciones Simultáneas de Reparaciones Menores (RME).
- ✚ Optimización del sistema de Levantamiento Artificial.
- ✚ Operaciones Simultáneas de Terminación y Reparaciones Mayores (RMA).

Tipo	Geociencias	Yacimiento	Perforación	Terminación	Operación y Manto	Infraestructura	TOTAL
Análisis	4		1	2	-	-	7
Ejecución	1		-	1	4	-	6
Probadas	-		-	-	-	-	-
Entregadas al Activo	-		-	-	-	-	-
Masificables	-		-	-	-	-	-
Total	5		1	3	4	-	13

Figura 5.12. Iniciativas tecnológicas en el laboratorio del Campo Agua Fría (Laboratorios de Campo y Mapa Tecnológico AIATG)

5.5. Estrategia de desarrollo del Campo Agua Fría.

Se han incorporado iniciativas de caracterización en el Campo Agua Fría para su mejor explotación y se trabaja de manera constante en la investigación de la distribución espacial de los mejores cuerpos arenosos evaluados petrofísicamente como los de mayor productividad para definir la estrategia de desarrollo, siempre buscando las mejores áreas productivas.

De igual manera se han impulsado Pruebas Tecnológicas, con la finalidad de generar nuevas ingenierías para obtener una mejor producción y procurar un desarrollo sustentable.

Se fortalecen las actividades enfocadas al entendimiento del subsuelo, como parte de una estrategia de seguimiento al campo con la finalidad de generar certidumbre y conocimiento en la explotación de hidrocarburos. Continuara siendo el enfoque primario los sistemas artificiales de producción, debido a las características petrofísicas de las arenas en la cuenca.

Todo el conocimiento generado en el laboratorio del campo y nuevos desarrollos de PEMEX se enfocara en una estrategia de diseño de perforación, fracturamiento y extracción de aceite.

A mediano plazo se incrementará la producción sustentable con un control estricto en las operaciones, tomando en cuenta el diseño, la ejecución y la administración de pozos. En el largo plazo, se estima que el campo alcance un producción de 500 mil bpd, procurando un crecimiento estable y una permanencia a través de décadas, esto significará un enorme crecimiento en el nivel de contratación, lo que se traducirá en más recursos para la zona (figura 5.13).

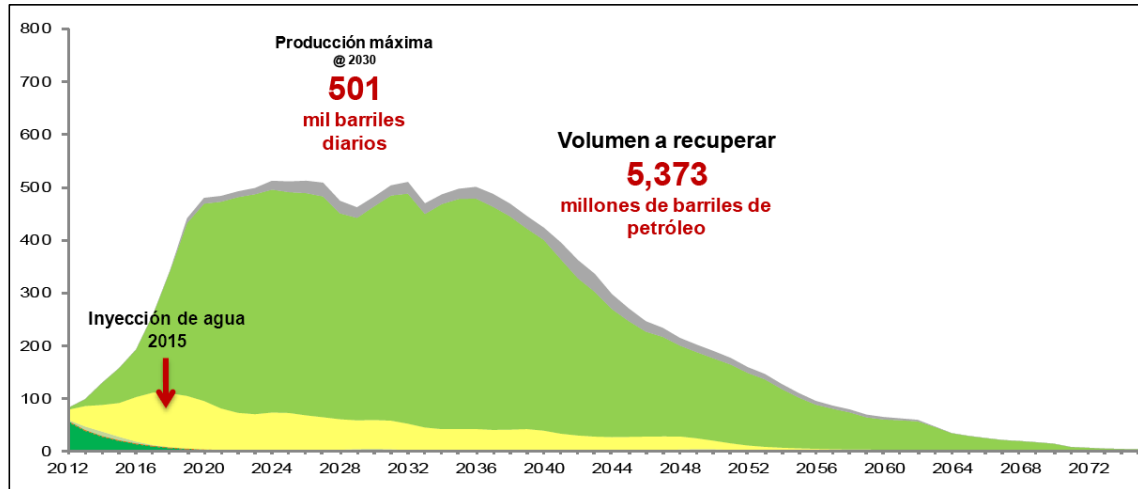


Figura 5.13. Proyección de evolución de producción a 2072 del Campo Agua Fría (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Para el desarrollo del campo se analizaron y evaluaron tres alternativas:

- ✚ Desarrollo con una mezcla de pozos convencionales y no convencionales.
- ✚ Desarrollo a través de únicamente pozos convencionales.
- ✚ Desarrollo mediante pozos no convencionales.

A continuación se detalla cada una de las alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

Alternativa 1. Mantenimiento de presión y tecnología (CNH, 2010). Desarrollo de campos mediante la combinación de pozos convencionales y pozos no convencionales, así como la implementación del sistema de mantenimiento de presión. Este escenario tiene las siguientes consideraciones:

- ✚ El desarrollo de los campos mediante la terminación de 1,171 pozos convencionales, 438 pozos horizontales, 180 pozos con terminación múltiple y 3,931 reparaciones mayores.
- ✚ Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc).
- ✚ El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó iniciar operaciones en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros.
- ✚ La productividad de los pozos incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- ✚ El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

Alternativa 2. Pozos convencionales (CNH, 2010). Desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos exclusivamente convencionales y reparaciones mayores, se considera el programa de mantenimiento de presión. Este escenario tiene las siguientes consideraciones:

- ✚ El desarrollo de los campos mediante la perforación de 1,788 pozos convencionales, en arreglos de 9 pozos por macropera, uno de ellos es vertical y 8 direccionales. En la figura 5.14 se ilustra cómo sería el arreglo de los pozos y la secuencia del desarrollo de los diferentes intervalos.

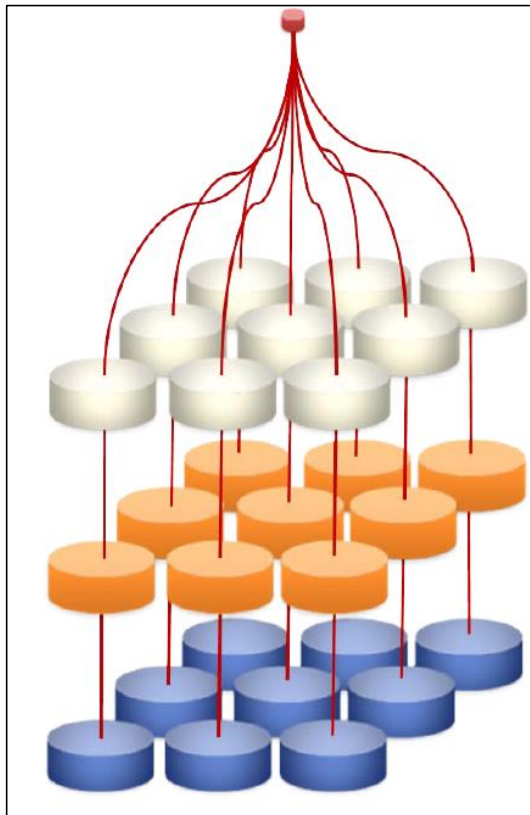


Figura 5.14. Arreglo de pozos en macropera (CNH, 2010).

- ✚ El proceso de explotación de un pozo consiste en producir el primer intervalo a través de la terminación del pozo, posteriormente se programaron realizar 2 ó 3 reparaciones mayores por pozo dependiendo las características de cada campo, resultado en un total de 5,564 reparaciones mayores (CNH, 2010).
- ✚ Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc).
- ✚ El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó

iniciar en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros.

- ✚ La productividad de los pozos incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- ✚ El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

Alternativa 3. Pozos horizontales (CNH, 2010). Desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos horizontales y con un programa de mantenimiento de presión. Esta alternativa tiene las siguientes consideraciones:

- ✚ El desarrollo de los campos mediante la perforación de 2,384 pozos horizontales, en arreglos de 4 pozos por macropera como se ilustra en la figura 5.15.

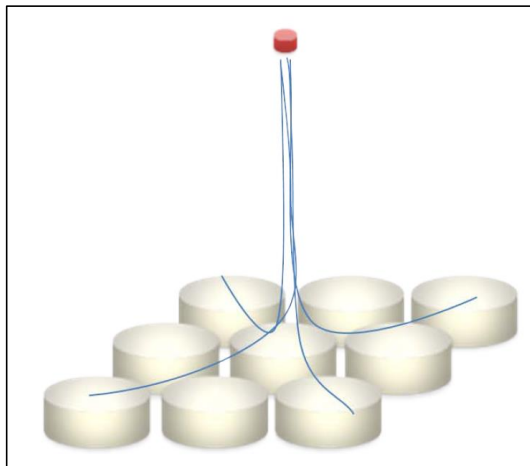


Figura 5.15. Esquema de pozos horizontales (CNH, 2010).

- ✚ A diferencia de la Alternativa 1, en este escenario no se contemplan reparaciones mayores, ya que la explotación de los distintos intervalos se debería hacer mediante la perforación de nuevos pozos horizontales.
- ✚ Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc) (CNH, 2010).
- ✚ El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó iniciar en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros.
- ✚ La productividad de los pozos se incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.

- ✚ El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

5.5.1. Reparaciones Mayores.

Con el objetivo de maximizar la capacidad productiva de los pozos, se llevan a cabo reparaciones mayores (cambios de intervalo) en el campo Agua Fría. La estrategia principal es identificar y jerarquizar nuevos intervalos mediante el análisis petrofísico cualitativo de los intervalos candidatos pendientes de terminar, tomando como base con el comportamiento de producción de los intervalos similares probados en pozos vecinos, estableciendo patrones de intervalos por campo.

Consiste en la Identificación de áreas de oportunidad, para generar y documentar una cartera sólida de propuestas integrales de intervenciones a pozos (con y sin equipo), para mejorar la producción con lo cual se pueda obtener mayor rentabilidad. Se determina el pozo candidato, intervalo, se pronostica el gasto inicial y se evalúa su reserva para ser incluido en el movimiento de equipos de reparaciones mayores indicando el tipo de intervención, ya sea con o sin equipo.

5.5.2. Centro de Monitoreo.

El Paleocanal de Chicontepec cuenta con más de 3,000 km², en dos diferentes entidades federativas y las condiciones topográficas en muchas ocasiones representan un reto para el acceso y diseño de pozos. Sin embargo, gracias a la tecnología actual se pueden establecer redes de comunicación confiable y en tiempo real prácticamente en cualquier sitio de la cuenca. Se ha denominado Centro de Monitoreo y desde allí se da seguimiento a todos aquellos aspectos críticos para el correcto funcionamiento del sistema de producción del Campo Agua Fría.

5.6. Implementación de procesos de recuperación secundaria.

En el campo Agua Fría se ha implementado la inyección de agua sin componentes químicos, la cual se considera un método de recuperación secundaria y se caracteriza por la atenuación en la caída de presión dentro del yacimiento. Esta atenuación pretende reducir la tasa de declinación de la producción de los pozos, extender su vida productiva y su área de drenaje volviendo más eficiente y rentable el proceso de explotación.

Con el fin de evaluar la efectividad de la inyección de agua en campos de la Cuenca de Chicontepec, se han realizado a la fecha dos pruebas piloto.

5.6.1. Agua Fría 1999-2000.

Esta prueba se implementó en un cuerpo lenticular de areniscas de la secuencia superior del campo Agua Fría. El área seleccionada se considera por su buena producción, espesor óptimo de arena, buena continuidad y alta resistividad. La prueba consta de un pozo inyector y cuatro productores, todos fracturados hidráulicamente y espaciados 400 m.

La figura 5.16 muestra el patrón de inyección y el contacto de erosión de la arena de interés. La inyección comenzó en marzo de 1999 y terminó en octubre de 1999, a esta fecha se inyectaron 770,000 barriles de agua congénita a un gasto promedio de 1,950 bpd. Este volumen reemplazó 2/3 partes del vaciamiento del área.

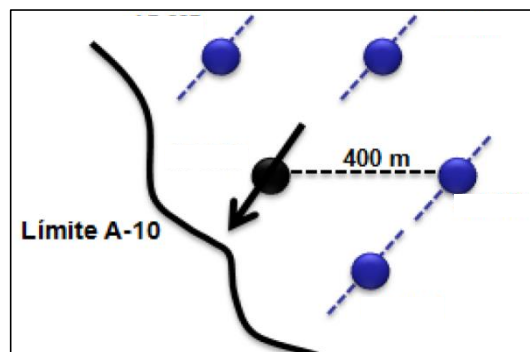


Figura 5.16. Arreglo de pozos inyector, negro; productores, azul. Piloto Agua Fría 1999 (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Sin presentar problemas de inyectividad durante la prueba, se tiene que entre principio y fin de ésta, la presión estática del yacimiento, en un pozo, se elevó de 50 a 95 kg/cm². Se observó que dos de los pozos productores reaccionaron favorablemente a la inyección y los dos restantes no mostraron cambio alguno. De los dos pozos que reaccionaron se calculó una producción incremental de 105,000 barriles de aceite, teniendo una relación barril inyectado por barril producido de 7.3 a 1.

5.6.2. Agua Fría 2008-2012.

La segunda prueba piloto se implementó en cuatro arenas pertenecientes a la secuencia superior y cinco de la secuencia inferior del Campo Agua Fría. La secuencia superior contiene un pozo inyector y 12 productores y en las secuencias media e inferior 4 pozos son inyector, 11 productores y 3 observadores.

La figura 5.17 muestra los patrones de inyección de las arenas superiores (cuadrado) e inferiores (círculo). La inyección comenzó en septiembre del 2008 y a finales del 2012 se han inyectado 9'500,000 barriles de agua congénita tratada a un gasto promedio de 9,600 bpd.

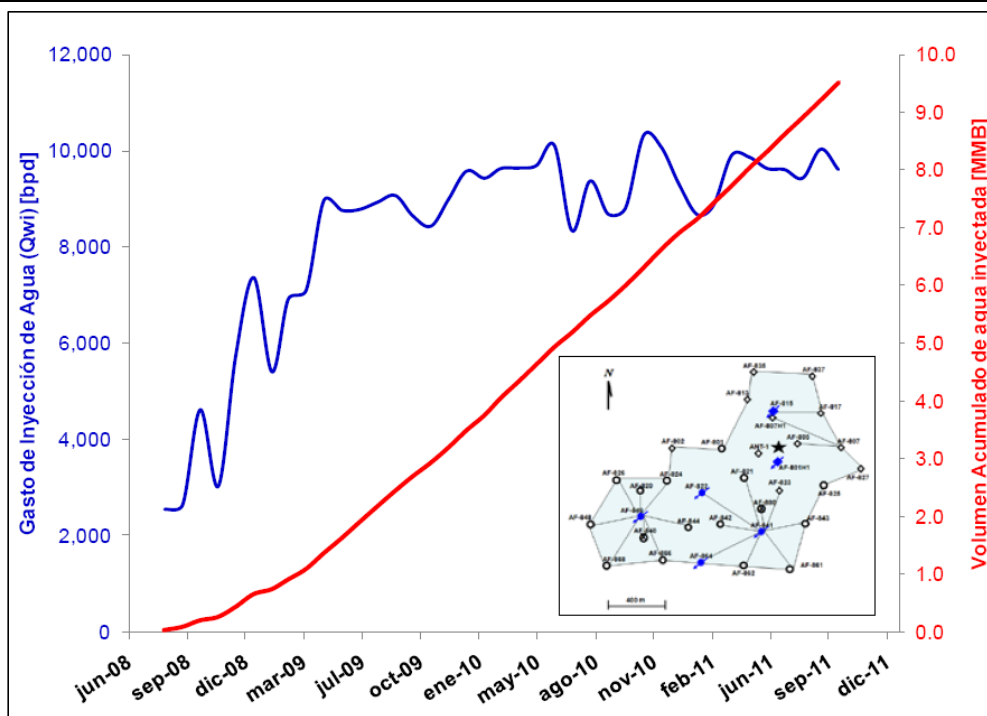


Figura 5.17. Línea azul gasto de inyección diaria total; línea roja acumulado de inyección. Patrón de inyección en imagen inferior izquierda: círculo secuencia inferior y media, rectángulo secuencia superior, azul inyectores, negro productores y observadores. Prueba piloto Agua Fría 2008 (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Una lección que dejaron los pilotos de inyección de agua fue que la selección de los fluidos de inyección o el diseño de filtrados de salinidades emparejado con la formación es una buena práctica.

No se tienen resultados concluyentes de las pruebas piloto realizadas en el campo Agua Fría, ya que la prueba fue de corta duración y no se sobrepasó el periodo de relleno de saturación de gas, además existe un alto grado de probabilidad de que el agua se canalice vía los estratos de mayor permeabilidad, por lo que es necesario realizar un diseño adecuado de la prueba piloto que incluya el análisis de los tiempos de respuesta en los pozos observadores.

Para el caso de la inyección de agua se deben realizar estudios sobre la interacción entre la salinidad del agua inyectada y el sistema roca-fluido de la formación, para determinar los efectos por el contenido de arcillas. De igual forma se debe considerar pruebas de interferencia para evaluar el grado de conectividad entre las diversas zonas y así asegurar la eficiencia de un proceso de desplazamiento.

5.7. Infraestructura de producción.

El Campo Agua Fría cuenta con diferentes herramientas que permiten dar seguimiento a la producción y tomar decisiones desde diversos puntos de vista. Se han integrado estaciones de monitoreo de pozos, sistemas avanzados de comunicación para reaccionar ante cualquier contingencia, se han creado

sistemas de gestión y seguimiento a cada una de las iniciativas productivas, y de manera permanente se mantiene un control de la producción para encaminar la explotación a la eficiencia total.

A continuación se presentan las herramientas más importantes que se han desarrollado dentro del campo para mejorar la infraestructura de producción.

5.7.1. Módulo de separación portátil (MSP).

Los MSP son equipos esbeltos y temporales que permiten incorporar la producción de hidrocarburos de manera temprana, en tanto se terminan de construir los oleogasoductos que se ven atrasados por la no disponibilidad a tiempo de permisos (figura 5.18).



Figura 5.18. MSP - Cabezal colector (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Los MSP permiten separar la fase líquida de la gaseosa y están integrados por cabezales de medición, producción, líneas de proceso, equipo de separación, tanques de almacenamiento, sistema de desfogado, monitoreo, compresión y en algunos casos sistema de bombeo.

El AIATG cuenta con 23 Módulos de separación portátiles, ubicados principalmente en 3 sectores: Agua Fría–Humapa, Miquetla–Coyol y Alemán–Furbero. Una vez operando el oleogasoducto en cuestión, la producción es enviada hasta una batería de separación, quedando disponibles los MSP para ser reubicados a otra macropera.

5.7.2. Chicónmetros.

La necesidad de medir el desempeño de los pozos ha llevado al desarrollo de los medidores de producción portátiles bifásicos llamados chicónmetros (figura 5.19), estos medidores permiten caracterizar la producción de pozos sin necesidad de detener el funcionamiento de los mismos.

En un inicio se diseñaron y construyeron para analizar pozos con bombeo mecánico e intermitentes. Sin embargo se consolidó el desarrollo de una segunda

generación que permite medir pozos fluentes y de bombeo neumático. Esta nueva generación amplía la capacidad de almacenamiento y la velocidad de proceso.

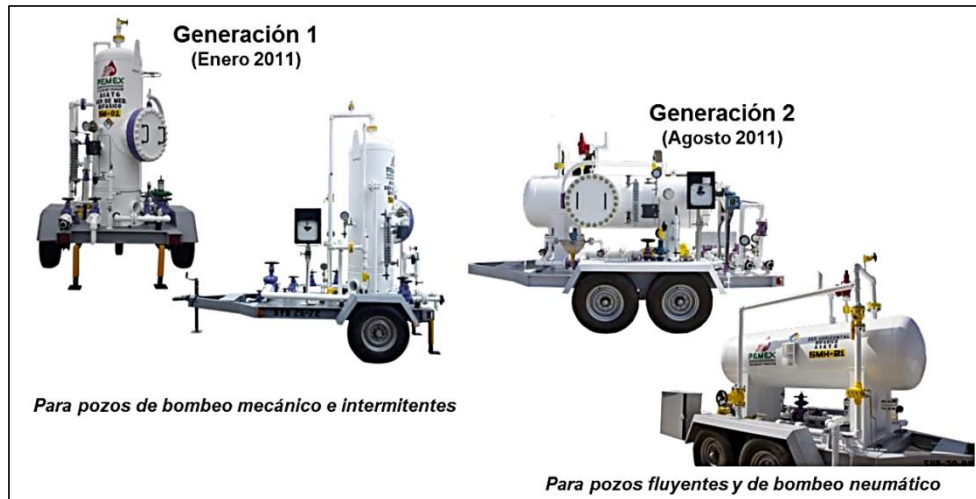


Figura 5.19. Chicónmetro (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

Los medidores de producción portátiles bifásicos en el Campo Agua Fría ha significado una reducción importante en el costo de medición de pozos, ya que el costo de la medición antes de este desarrollo era de cerca de \$4,000 USD, mientras que con los Chicónmetros el costo es de tan sólo \$350 USD. Adicionalmente, esta innovación se ha traducido en eficiencia de análisis de datos, ya que se ha pasado de 1,197 a 3,500 mediciones mensuales (figura 5.20).

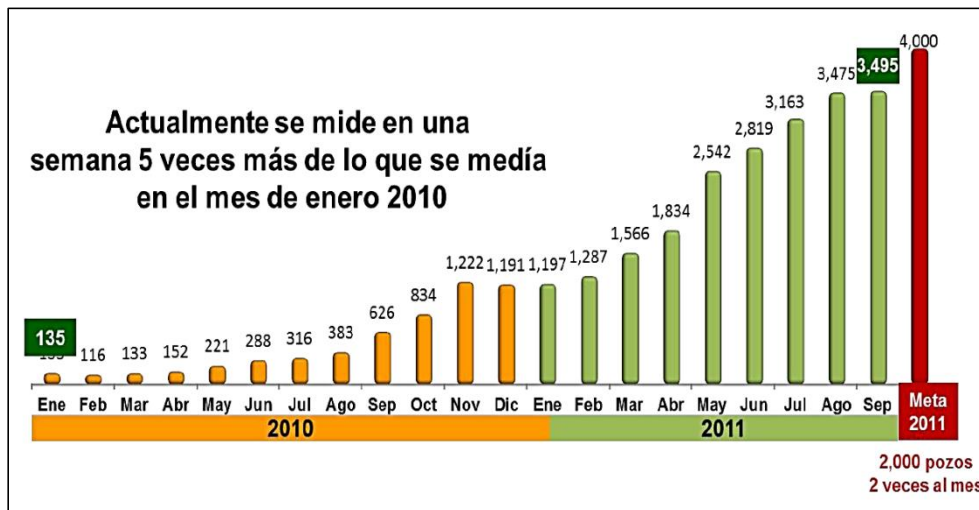


Figura 5.20. Gráfica de Medición (Academia de Ingeniería A.C, 2011).

5.7.3. Instalaciones superficiales.

5.7.3.1. Manejo de la producción.

PEMEX considera que es suficiente su infraestructura para el manejo de su producción de acuerdo con los perfiles de producción esperados. A continuación

en la tabla 5.3 se detallan las instalaciones existentes para el manejo de producción del Campo Agua Fría.

Baterías de separación	Módulos de separación portátiles	Estaciones de compresión o compresores	Plantas de inyección de agua congénita
Antares	Coapechaca 24	Agua Fría I	Agua Fría
Agua Fría I	Coapechaca 376	Agua Fría II	
Agua Fría II	Corralillo 378		
Agua Fría III	Corralillo 607		
Coyula I	Corralillo 624		
Japeto I	Corralillo 874		
Coapechaca I	Escobal 107		
Coapechaca II	Coapechaca 458		
8	8	2	1

Fuente: Pemex

Tabla 5.3. Instalaciones existentes (CNH, 2010).

5.7.3.2. Manejo y aprovechamiento de gas.

En la actualidad el gas de la mayoría de los pozos fluyen mezclados con el aceite hacia las baterías de separación, entre ellas Agua Fría I, II, III. Desde estas instalaciones se envía a las estaciones de compresión (EC) para ser enviado finalmente al centro procesador de gas Poza Rica. En el futuro esta condición se espera que se mantenga. La métrica para el aprovechamiento de gas que manifiesta PEMEX es del 97% del 2012 al 2018 y posteriormente un aprovechamiento del 100%.

5.7.3.3. Medición.

Se realiza principalmente a través de placas de orificio para la medición de gas y tanques de medición, con equipos tipo radar o con cinta, para líquidos. En caso de no existir la infraestructura necesaria para realizar esta actividad se utiliza la medición con equipos portátiles para la medición individual de cada uno de los pozos o corrientes de algunas macroperas. En las instalaciones nuevas se está considerando que se instalen en los separadores, equipos de medición másica como el coriolis para la cuantificación de la mezcla agua aceite y el medidor de placa de orificio para la medición de gas, registrando la información en forma digital tanto en sitio como en la caseta del operador, así mismo se cuenta con la medición en tanques de almacenamiento con los tipo radar y se cuenta con contador de barriles en la descarga de las bombas y en el recibo de las pipas.

5.8. Evaluación económica.

5.8.1. Estimación de inversiones y costos operativos.

Para el horizonte 2012-2062 la inversión en la región de Agua Fría es de 131,042 millones de pesos (mmpesos) y el gasto de operación que se ejercerá es de 91,746 millones de pesos, como se describe en la tabla 5.4.

Año	Inversión estratégica	Inversión Operacional	Gastos de operación	Año	Inversión estratégica	Inversión Operacional	Gastos de operación
2012	2,474	1,778	833	2038	724	957	2,458
2013	3,001	1,522	852	2039	668	975	2,418
2014	2,982	1,604	860	2040	780	979	2,369
2015	4,936	1,726	918	2041	599	952	2,376
2016	3,271	1,663	1,011	2042	596	944	2,380
2017	3,457	1,665	1,076	2043	394	928	2,373
2018	4,612	1,771	1,240	2044	344	925	2,327
2019	5,873	1,977	1,522	2045	326	616	2,268
2020	5,501	2,219	1,889	2046	319	611	2,158
2021	3,939	2,132	2,140	2047	387	612	2,028
2022	2,621	1,727	2,174	2048	440	605	1,884
2023	2,274	1,376	2,245	2049	456	597	1,840
2024	2,315	1,225	2,324	2050	443	595	1,862
2025	2,148	1,174	2,440	2051	209	586	1,765
2026	2,077	1,103	2,473	2052	223	337	1,603
2027	2,033	1,079	2,460	2053	284	331	1,526
2028	2,193	1,063	2,524	2054	93	331	1,312
2029	2,255	1,053	2,487	2055	104	330	1,099
2030	2,372	1,017	2,559	2056	66	321	915
2031	1,995	1,014	2,577	2057	14	319	728
2032	2,036	994	2,644	2058	-	317	545
2033	2,078	989	2,603	2059	-	312	408
2034	1,874	955	2,586	2060	32	311	324
2035	2,018	979	2,621	2061	21	294	249
2036	2,037	989	2,656	2062	108	312	239
2037	869	977	2,578	Total	80,871	50,168	91,746

Tabla 5.4. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos) (CNH, 2010).

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.2 dólares por barril y el gas natural de 5.01 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando en un precio promedio para el campo Agua Fría de 66.9 dólares por barril para el aceite y 4.8 por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual y el tipo de cambio de 13.96 pesos por dólar, para el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente, los indicadores económicos están en pesos y el VPN tiene como año base 2012. En el horizonte 2012-2062, el proyecto requiere una inversión de 131,042 millones de pesos, los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 740,538 millones

de pesos. El gasto de operación de 91,746 millones de pesos se ejercerá a pesos constantes para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

5.8.2. Evaluación económica del proyecto.

Los indicadores económicos correspondientes a la región de Agua Fría se muestran en la Tabla 5.5.

Indicadores Económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto (mmpesos)	55,848	21,641
Valor Presente de la Inversión (mmpesos)	43,895	43,895
Relación VPN/VPI (peso/peso)	1.27	0.49
Relación beneficio costo (peso/peso)	1.96	0.86
Periodo de recuperación de la inversión (años)	9	14

Tabla 5.5. Indicadores económicos (CNH, 2010).

La relación costo/beneficio calculada por PEMEX corresponde al cociente del valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos y para el indicador después de impuestos incluye un valor presente de financiamiento y el valor presente de los impuestos.

5.8.3. Análisis de sensibilidad.

Resultado del análisis de sensibilidad de las variables que involucran el cálculo del volumen original, se determina que las variables más sensibles son el área y el espesor neto, sin embargo, también se presenta una fuerte variación en la saturación de agua y la porosidad, que tienen un efecto importante en la estimación del volumen original (figura 5.21).



Figura 5.21. Diagrama de Tornado para el Campo Agua Fría (CNH, 2010).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La Cuenca de Chicontepec está ubicada en la Provincia Tampico Misantla y abarca un área aproximada de 11,300 km² originándose en el Paleoceno-Eoceno, asociada en gran parte por los levantamientos y esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental y el basculamiento de la plataforma de Tuxpan durante la orogenia laramídica, en una depresión que corresponde a una cuenca sintectónica.
- El Campo Agua Fría tiene una superficie de 130 kilómetros cuadrados aproximadamente y actualmente se encuentra en la etapa de desarrollo y optimización dentro del sector sur de la Cuenca de Chicontepec.
- El AIATG cuenta con reserva remanente probada de aceite crudo (1P) de 568.3 MMB con 743 MMBPCE, teniendo el Campo Agua Fría una reserva 1P de 46 MMB, lo que equivale a un 8% del total de la reserva de la cuenca.
- El Campo Agua Fría tiene tres megasecuencias (unidades) arcillo-arenosas correspondientes con el Grupo Chicontepec, de aproximadamente 1500 m de espesor de columna sedimentaria.
- Se tienen cuatro superficies regionales discordantes que fueron originadas por diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica que separan a tres megasecuencias compuestas de turbiditas (Megasecuencia 1,2 y 3).
- Los depósitos con mayor contenido de areniscas de la Megasecuencia 2 brindan un mejor atractivo como potencial de rocas almacenadoras de hidrocarburos, considerando su distribución, composición textural y las propiedades petrofísicas más adecuadas.
- La geometría y distribución espacial de los cuerpos arenosos productores en el campo es compleja, por lo que dificultan la selección, análisis y explotación óptima de los yacimientos.
- Se originó un sistema de fallas laterales, acompañada de fallas inversas de segundo orden con un importante desarrollo de fracturas y microfracturas, indicando que la zona estuvo sujeta a esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo que originaron estructuras en flor positiva.
- Los pozos que se encuentran sobre la zona de falla o en sus proximidades donde se tiene desarrollo de fracturas verticales han resultado no productores.

-
- Las fallas laterales dentro del sistema petrolero representan las mejores rutas de migración de aceite y/o gas, al comunicar a las secuencias generadoras del Jurásico Superior con la unidad sedimentaria almacenadora del Grupo Chicontepec ubicado entre la discordancia A y B.
 - La producción proviene principalmente de capas de arenisca fina de no más de 10 m de espesor, donde los intervalos más productivos están dentro de los primeros 150 m por arriba de la discordancia A, sin embargo, existen otros intervalos inmediatamente por debajo de la discordancia B que son productores.
 - Se tienen dos minerales principales en los sedimentos, calcita en mayor porcentaje (41.5%) y cuarzo (37.5%), además de arcilla y plagioclasa y en porcentajes menores a 5% dolomita, ankerita y feldespato. Hay tres tipos de arcilla presentes, con mayor porcentaje de Illita y esmectita, y en menor porcentaje clorita y caolinita.
 - El sistema petrolero es híbrido considerando la presencia un sistema de fallas laterales que forman un par conjugado, además del fracturamiento asociado.
 - La formación de la roca generadora tiene una relación directa con el gradiente geotérmico y con la presión litostática, ya que se encuentra a diferente profundidad haciendo que los parámetros no sean uniformes en el campo.
 - A medida que se comienza a liberar el gas del yacimiento, este se aloja en mayor cantidad en la vecindad del pozo, lo que provoca que disminuya la permeabilidad efectiva al aceite, reduciendo el volumen de aceite producido.
 - La producción en la mayoría de los pozos declina rápidamente debido a que su presión inicial está cercana a la presión de saturación, lo que provoca que el principal mecanismo de producción sea el empuje de gas disuelto, el cual pierde eficiencia debido a que la energía que proporciona el gas disminuye, provocando que la relación gas-aceite (RGA) aumente considerablemente.
 - Para la selección de la estimulación de los pozos y el diseño del fracturamiento es necesario conocer la composición de las arcillas presentes en el yacimiento. En particular para el Campo Agua Fría, las arcillas contienen una mezcla de esmectita, illita y clorita.
 - Se han utilizado diferentes técnicas para incrementar la productividad de los pozos, como el fracturamiento hidráulico en algunas zonas seleccionadas, así como multifracturamientos, utilizando diferentes tipos de fluidos (base agua y base aceite) en pozos verticales, horizontales y multilaterales.

-
- La estrategia para nuevos yacimientos está orientada en aplicar el mejor esquema para el desarrollo del campo (espaciamiento entre pozos, número óptimo de pozos, esquema de recuperación primaria, métodos de recuperación secundaria, etc.).
 - Se ha identificado cuatro rubros para el éxito de la productividad de los pozos: ubicación, tipos de pozos (convencionales y no convencionales), método de fracturamiento y sistemas artificiales de producción.
 - Se ha introducido el concepto de macropera autosustentable en los pozos del campo.
 - Los sistemas artificiales de producción, continuarán siendo el enfoque primario del AIATG, debido a las características petrofísicas de las areniscas de la cuenca.
 - Es necesario el diseño y uso de pozos no convencionales para el desarrollo del campo.
 - Para el desarrollo de yacimientos complejos como los del Campo Agua Fría, es necesario el entendimiento del modelo geológico del campo en su totalidad, debido a que el éxito en la producción de hidrocarburos para estos yacimientos se basará en integrar la información geológica, con la mejor selección para perforar pozos, terminarlos, fracturarlos, así mismo utilizar el mejor empleo de tecnologías de recuperación. Por lo cual, es indispensable, para garantizar el éxito en la producción, determinar la combinación tecnológica óptima para cada uno de los pozos a perforar.

RECOMENDACIONES

- El modelo geológico y petrofísico debe mejorarse utilizando reflectores sísmicos y calibrando localmente con la información de los registros geofísicos de pozo.
- Se recomienda que no se perforen pozos en la zona de falla o cercano a ellas, ya que el riesgo de no encontrar horizontes saturados de hidrocarburos es muy alto al ubicarse sobre las rutas de migración.
- Para el diseño de pozos de desarrollo se debe considerar que en algunos horizontes se pierde continuidad lateral ocasionada por fallas laterales.
- Es recomendable que los nuevos pozos de desarrollo se perforen con trayectorias horizontales o subhorizontales, ya que cortarían el mayor número de fracturas verticales lo que traería como resultado una mayor productividad asociada a una mayor recuperación desde el inicio del desarrollo del yacimiento.
- Para estimar con mayor certeza el volumen de hidrocarburos a partir del cálculo de saturación de agua, se recomienda determinar el efecto de la variación de la resistividad de la roca debido a anisotropía eléctrica.
- Se recomienda que en pozos nuevos se adquieran registros de echados o de potencial natural y registros de imágenes de pozo, para poder distinguir estructuras geológicas y dirección de echados de las capas.
- Se recomienda en pozos futuros correr registros de espectroscopía de rayos gamma naturales, para determinar el volumen de arcilla a partir del índice de arcillosidad utilizando la curva de rayos gamma corregida por contenido de Uranio considerando la edad de la roca.
- De acuerdo a las características geológico-petroleras del campo, se debe de considerar que las unidades cretácicas que se encuentran en el subsuelo por debajo del Grupo Chicontepec pueden formar otros plays más antiguos en las calizas y brechas calcáreas de las formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Tamabra, por lo que se debe evaluar su potencial económico con un proyecto específico.
- Para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos, se debe elaborar un modelo petrofísico de litología compleja (arena, arcilla, carbonatos y feldespatos), apoyada en determinaciones petrofísicas de núcleos, registros geofísicos de pozos, registros especiales de imágenes, resonancia magnética, registros espectrales y mineralógicos.

-
- Se recomienda realizar un modelo detallado de distribución espacial de facies, fundamental para establecer el espesor neto o productor en el yacimiento.
 - El cálculo de reserva debe realizarse siguiendo el enfoque probabilístico, el cual es mucho más confiable que el determinista. Este puede realizarse de manera simplificada si se modela de manera determinista las propiedades con menor incertidumbre.
 - Se requiere mejorar el conocimiento del subsuelo, que permita seleccionar las mejores áreas a perforar, el diseño de los pozos, el tipo de fracturamiento requerido, los procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el diseño de obras de infraestructura superficial para optimizar la producción de hidrocarburos.
 - Es necesario revisar y definir el espaciamiento adecuado entre pozos, que permita incrementar el factor de recuperación y la rentabilidad del proyecto.
 - Se recomienda aplicar una estrategia adecuada de administración de yacimientos que considere producciones óptimas de pozos y métodos de recuperación secundaria y mejorada.
 - Se recomienda realizar un fracturamiento multi-zona tiene una mejor oportunidad de comunicar todas las diferentes capas y facies del pozo con respecto al fracturamiento de una sola zona.
 - Es necesario implementación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada para incrementar el factor de recuperación en estos campos de baja permeabilidad y presión.
 - Para el caso de la inyección de agua, se deben realizar estudios sobre la interacción entre la salinidad del agua inyectada y el sistema roca-fluido de la formación, para determinar los efectos por el contenido de arcillas.
 - Se recomienda realizar pruebas de interferencia para evaluar el grado de conectividad entre las diversas zonas y así asegurar la eficiencia de un proceso de desplazamiento.
 - Debido a la baja permeabilidad y con respecto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada a considerar para pruebas piloto, se debe evaluar el potencial de la inyección de gases miscibles e inmiscibles, los cuales podrían ser más viables que la inyección de agua.
 - Desde el inicio de la explotación se debe planear un proceso de recuperación secundaria, monitorearlo y optimizarlo, y así incrementar el factor de recuperación.

-
- Para lograr una mejora en la producción, se recomienda 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.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

Abbaszede Maghsood, 2003. ***Integrated Geostatical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico.*** SPE 84052.

Alemán López, Alberto, 1980. ***Migración y acumulación de hidrocarburos en los sedimentos terciarios del Chicontepec, zona Poza Rica, Veracruz.*** Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería.

Aguayo C.J.E., Sandoval O.J.H., Araujo M.J. y Santillán P.N. ***Geología regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramiento.*** III Simposio: La investigación y desarrollo en la Facultad de Ingeniería 2006, UNAM. (Inédito).

Arellano Gil, Javier y Yussim Guarneros, Sergio, 2004. ***Discordancias Progresivas en la Secuencia Sedimentaria Cretácica-Cenozoica en México.*** La Investigación en la Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D. F., diciembre de 2004, 10 p.

Ballinas Navarro J., 1992. ***Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation.*** SPE 23622. 1992.

Bassiouni, Zaki. 1994. ***Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs.*** SPE Textbook Series vol. 4, Richardson, TX.

Bermudez Juan C, 2006. ***Diagenetic history of the turbiditic litharenites of the Chicontepec Formation, northern Veracruz; controls on the secondary porosity for hydrocarbon emplacement Gulf Coast.*** Association of Geological Societies.

Berumen, Sergio; Kaiser, Penelope; Gachuz, Heron de Swaan Abraham y Rodríguez, Juan M. 2004. ***Fracturing Microseismic Response in Turbidite Reservoirs in Tajín Field.*** SPE 9205. 2004.

Bitter Mark R., 1983. ***Sedimentology and Petrology of the Chicontepec Formation, Tampico Misantla Basin,*** Eastern México. Tesis Maestría.

Bitter Mark R., 1993. ***Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the SMO and Teziutlán Massif East Central Mexico.***

Birkle, P.; Pruess, K.; Xu, T. Figueroa R.A.H. y Díaz López M., 2006. ***Using Laboratory Floer Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica-Altamira Field, México.*** SPE 103869. 2006.

Briones Hernández, Norberto Tarcisio y Núñez Díaz, Jorge Enrique, 2011. ***Yacimientos Petroleros en Secuencias Arenas-Arcillosas***. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Bruno Salvador, Ulises, 2010. ***Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos***. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Busch Daniel, Govela Amado, 1978. ***Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico***, AAPG Bulletin.

Busch Daniel Govela Amado, 1989. ***Giant Chicontepec Field of East Central Mexico History of Petroleum Industry***. Symposium.

Bassiouni, Zaki. 1994. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series vol. 4, Richardson, TX.

Centurion, S.; Rengifo, M.; Corona F. y Lavalle, A., 2006. ***Successful Application of a Novel Fracturing In the Chicontepec Basin, México***. SPE 103879. 2006.

CNH, 2010. ***Dictamen del proyecto Agua Fría-Coapechaca***. Comisión Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2010.

CNH, 2010. ***Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones***. Comisión Nacional de Hidrocarburos, abril 2010.

CNH-UNAM, 2012. ***Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la actualización de los modelos en función de la nueva información respecto a los campos Tajín y Agua fría***. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, septiembre 2012.

Contreras Barrera Arturo D., 1985. ***Consideraciones Paleobiológicas de los Icnofósiles de la Formación Chicontepec en el Estado de Puebla***. Revista Inst. Geología UNAM.

González García R. y Holguin Quiñones, N., 2001. ***Las Rocas Generadoras de México***. Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Vol. XLIX, No. 1-2.

Hawker, David, Vogt, Karen y Robinson, Allan, 2002. ***Manual de Procedimientos y Operaciones en el Pozo Version 3.0, Marzo 2001 Trad. V1 2002***. Datalog, 3030 9th St SE, Calgary, Alberta, Canada T2G 3B9.

Hernández Mercado, Carlos, 2005. ***Desarrollo y Aplicación de Modelos que Incluyen los Mecanismos de Segregación Gravitacional e Imbricación, en***

Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad. Caso Chicontepec. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Horbury Andrew D., Hall, González, Rodríguez, Reyes, Ortiz, Martínez, Quintanilla, 2003. **Tectonic Sequence Stratigraphy of the Western Margin of the Gulf of Mexico in the Late Mesozoic and Cenozoic: Less Passive than Previously Imagined.** University of London.

Intriago Coronel, Raymundo, 2011. **Avance de las Iniciativas Tecnológicas que han sido aplicadas en los Laboratorios de Campo y Mapa Tecnológico en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG).** Inédito.

Jiménez Meneses, Gabriela y Sandoval Chávez, Daniel Augusto, 2009. **Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec.** Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

López Aguirre, Daniel, 2008. **Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca de Chicontepec.** Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo)-UNAM, Facultad de Ingeniería.

Meza Pérez, Edgar Antonio, 2002. **Perforación de pozos petroleros.** Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Maghsood Abbaszadeh, Osamu Takano, Tatsuo Shimamoto, Nintoku Yazawa, Francisco Murguía Sandria. David H. Zamora Guerrero y Fernando Rodríguez de la Garza, 2003. **Integrated Geoestatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of México.** SPE 84052. 2003.

Martínez Contreras J. F., 1998. **Características del sistema petrolero Sierra Madre Oriental, en la porción suroeste de la Hoja Filomeno Mata.** Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo), UNAM, Facultad de Ingeniería.

Martínez Ramírez, Ismael Enrique, 1999. **Estudio del comportamiento primario y recuperación secundaria del yacimiento F-10, Campo Agua Fría, activo Chicontepec, PEMEX.** Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM, Facultad de Ingeniería.

Mayol Castillo, Martha, 2005. **Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec,** Tesis de Maestría. México IPN 2005.

Murguía Sandria, Francisco con la colaboración de Robles Vega, Luis y Zamora Guerrero, David. **Caracterización Geoestadística de los Campos de Chicontepec; Áreas Agua Fría, Coapechaca y Tajín.** PEMEX Exploración y Producción, Activo Poza Rica, Diseño de Explotación Poza Rica y Gerencia de Administración de Yacimientos de la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional, no publicado.

Narváez Ramírez, Antonio, 2012. **Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec"**. Academia de Ingeniería, A.C. diciembre 2012.

Nava Pérez Laura, Alegría Luna Miguel Ángel, 2001. **Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla**. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

PEMEX, 2001. **"Cien Años de la Perforación en México" Capítulo VIII Diseño de la perforación de Pozos**. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2001.

PEMEX, 2003. **Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación**. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2003.

PEMEX, 2003. **Manual de Diseño de la Perforación**. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, 2003.

PEMEX, 2010. **Proyecto Aceite Terciario del Golfo**. Activo integral Aceite Terciario del Golfo, PEP, Pemex, agosto 2010, no publicado.

Pemex Exploración y Producción, Gerencia Integrada de Activos, 2005. **Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira**. Inédito.

Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Exploración, 2010. **Provincia Petrolera Tampico-Misantla**. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Registro de Información Geológica, Cuencas Petroleras, Tampico-Misantla, 2010.

Sánchez Telésforo, Hugo Antonio, 2007. **Modelos que incluyen los mecanismos de empuje por gas disuelto liberado y segregación gravitacional, en yacimientos fracturados de baja permeabilidad: caso Chicontepec**. Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero)-UNAM, Facultad de Ingeniería.

Santillán Piña, Noé, 2009. **Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca de Chicontepec, centro-oriente de México**. Tesis Maestría (Maestría en Ciencias)-UNAM, Facultad de Ciencias.

Santillán, P.N. y Aguayo, C.J.E., 2011. **Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México**. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352.

SENER-CNH, 2012. **Pozos productores de petróleo y gas asociado mensual por campo**. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos (SNIH), septiembre 2012.

SENER-CNH, 2012. **Reporte de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012**. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos (SNIH), septiembre 2012.

Takahashi, S.; Abbaszadeh, M.; Ohno, K.; Soto H.S. y Cancino L.O.A., 2006. **Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fría, Coapechaca, and Tajín Fields of Chicontepec Basin**. SPE 103974. 2006.

Tyler, Noel; Gachuz-Muro, Heron; Rivera, Jesús; Rodríguez Domínguez, Juan Manuel; Rivas-Gómez, Santiago; Tyler, Roger y Núñez-Vega, Víctor Hugo, 2004. **Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, México**. SPE 92077.

Vázquez Morín, Ángel, 2008. **Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec**. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Yamamoto Hiroshi, 2002. **Geoestatistical reservoir evaluation of turbidite sandstones in the Chicontepec Basin, Mexico**. Journal of the Japanese Association of Petroleum, nov-02.