



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA**

**“ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS
DE EXPLOTACIÓN DEL SECTOR 6
AGUA FRÍA-COAPECHACA”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO E
INGENIERA PETROLERA**

PRESENTAN:

**SÁNCHEZ GONZÁLEZ RICARDO
ZAUCO MARTÍNEZ TANIA ALEJANDRA**

DIRECTOR DE TESIS:
ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, D. F. CIUDAD UNIVERSITARIA

2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos.

A mis padres.

Enedina González y Epifanio Sánchez por todo su apoyo incondicional a lo largo de la carrera, por su comprensión, por todos los consejos que me dieron a lo largo de mi vida. Gracias por guiarme por un buen camino.

A mis hermanos.

Bulmaro, Joel, José Luis, Raúl y Patricia por todas las enseñanzas que me dieron, por el apoyo incondicional y por estar ahí cuando mas necesité, gracias por acompañarme en este logro.

A mi novia.

Tania, por brindarme apoyo y comprensión a lo largo de este trabajo, por compartir tantas experiencias lindas en la Facultad, pero sobre todo gracias por estar en mi vida y regalarme tantas alegrías y hacerme feliz.

A mis sinodales.

A los Ing. Agustín Velasco, Ing. Manuel Juan Villamar, Ing. Javier Arellano por tener la paciencia y el valioso tiempo que me brindaron. En especial al Ing. Ulises Neri y el Ing. Leonardo Meneses Larios ya que el haber trabajado con ustedes en la CNH me ayudó a realizar este trabajo, puesto a que gracias a sus enseñanzas, consejos y sobre todo a que siempre tuvieron tiempo de escucharme y me permitieron aprender de ustedes.

Gracias.

Ricardo Sánchez González

Agradecimientos.

A mis papás, Francisco y Carmen, por haberme acompañado a lo largo de este camino, por su guía, su apoyo, su fuerza y ayudarme a ser lo que soy ahora y a encontrarme en donde estoy. Sin ellos esto no hubiera sido posible.

A mis hermanos, David y Natalia, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por todos los momentos que hemos pasado juntos, por su cariño, comprensión y soporte en cada momento de mi vida.

A mis abuelos, Betito y Joss, por todo el apoyo que me brindaron, por los consejos, cuidarme y guiarme en todo momento, por enseñarme a crecer. Por quererme en la forma en que lo hacen y nunca dejarme sola.

A mis tíos Ricardo, Beto y Leticia por ser un parte esencial en mi vida, por haber estado conmigo en todo momento, por las experiencias a su lado y por la ayuda que siempre me brindaron.

A mis primos, Alejandro, Daniel, Karen, María José y a toda la familia Zauco Hernández por formar parte de mi vida.

A Ricardo, porque sin el esto no hubiera sido posible, por ser uno de los pilares de mi vida. Por acompañarme y no dejarme sola en este camino, por su cariño, comprensión y apoyo.

A los Ing. Agustín Velasco, Ing. Manuel Juan Villamar, Ing. Javier Arellano, Ing. Ulises Neri, Ing. Leonardo Meneses, por su tiempo y apoyo para la realización de este trabajo.

Al Ing. Enrique Bobadilla por ser más que un maestro para mi, por apoyarme a lo largo de la carrera y sobre todo por haberme brindado su amistad. Al Departamento de Ingeniería Petrolera por todas las oportunidades que me dieron.

GRACIAS

Tania Zauco

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. DATOS GENERALES DE CHICONTEPEC	
1.1 LOCALIZACIÓN E HISTORIA	2
1.2 COLUMNA GEOLÓGICA	5
1.2.1 Modelo Geológico	6
1.3 MODELO SEDIMENTARIO	6
1.4 SISTEMA PETROLERO	7
1.5 SISTEMA POROSO.....	8
1.6 EVOLUCIÓN TECTÓNICA	8
1.7 RESERVAS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC	9
1.8 DESAFÍO TECNOLÓGICO.....	10
1.8.1 Principales retos en la Cuenca de Chicontepec	10
CAPÍTULO 2. DATOS GENERALES DEL SECTOR 6 AGUA FRÍA- COAPECHACA	
2.1 UBICACIÓN E HISTORIA DEL SECTOR 6 AGUA FRÍA COAPECHACA	11
2.1.1 Agua Fría	12
2.1.2 Coapechaca	13
2.1.3 Coyula.....	14
2.1.4 Escobal	15
2.2 COLUMNA GEOLÓGICA DEL SECTOR 6.....	16
2.3 MODELO SEDIMENTARIO	21
2.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	23
2.4.1 Pruebas de Laboratorio	24
2.4.1.1 Volumen de arcilla (VCL)	25
2.4.1.2 Porosidad Total y Efectiva	25
2.4.1.3 Permeabilidad	26
2.4.1.4 Saturación de agua.....	26
2.4.1.5 Salinidad y R_w	27
2.4.1.6 Espesor Impregnado	27
2.4.1.7 Capacidad de Flujo.....	28

2.4.1.8 Presión Capilar.....	28
2.4.1.9 Permeabilidad Relativa.....	29
2.4.2 Mapas Petrofísicos	34
2.4.3 Rangos de Propiedades Petrofísicas.....	37
2.5 MODELO GEOLÓGICO INTEGRAL.....	37
2.5.1 Escalamiento a la Malla, Construcción del Modelo Geocelular 3D	38
2.6 MODELO DE YACIMIENTOS	39
2.6.1 Análisis de Pruebas de Producción y Presión.....	39
2.6.2 Técnica para obtener perfiles de producción	41
2.6.2.1 Por antecedentes de producción en la misma formación	41
2.6.2.2 Pronóstico de producción de flujo multifásico	43
2.6.3 Análisis PVT de los fluidos.....	45
2.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE YACIMIENTO POR CAMPO.....	46
2.7 RESERVAS DEL SECTOR 6.....	47
CAPÍTULO 3. ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN	
3.1 METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA IDENTIFICACIÓN.	49
3.1.1 Opciones Técnicas y Estrategias de Ejecución	50
3.1.2 Procesos Clave	50
3.1.3 Tecnología y Desarrollo.....	50
3.1.4 Soporte.....	50
3.1.5 Mapa Tecnológico y Laboratorios de Campo.....	51
3.1.6 Migración del Mapa Tecnológico a Laboratorios de Campo.....	54
3.1.7 Alternativas de Explotación Seleccionadas.....	56
3.2 TERMINACIÓN MULTIFRACTURA.....	58
3.2.1 Pozos Multifracturados	59
3.2.1.1 Gradiente de Fractura	60
3.2.1.2 Conductividad de la Fractura	61
3.2.1.3 Pruebas Fall-Off	61
3.2.1.4 Pruebas Pos-Fractura	63
3.2.1.5 Control de Calidad de Fracturas.....	65
3.2.2 Tipos de Fracturamiento Hidráulico	66
3.2.2.1 Fracturamiento Energizado.....	66

3.2.2.2 Fracturamiento Espumado con N ₂ y con CO ₂	67
3.2.2.3 Fracturamiento con Aceite Cíclico Ligero y Aceite Cíclico Ligero con N ₂ ..	67
3.2.2.4 Fracturamiento con Aceite Estabilizado.....	68
3.2.2.5 Fracturamiento Ácido.....	68
3.2.3 Fracturamiento Hidráulico en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo	69
3.2.3.1 Resultados obtenidos por Fracturamiento Hidráulico en el Sector 6	70
3.3 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.....	71
3.3.1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción	72
3.3.1.1 Bombeo Mecánico	73
3.3.1.2 Bombeo Neumático	74
3.3.1.2.1 Bombeo Neumático Continuo.....	75
3.3.1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente	76
3.3.1.3 Bombeo Hidráulico.....	77
3.3.1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	77
3.3.1.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	78
3.3.2 Sistemas Artificiales de Producción en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo.....	78
3.4 INYECCIÓN DE CO₂.....	83
3.4.1 Métodos de Inyección de CO ₂	83
3.4.2 Tipos de Inyección de CO ₂	83
3.4.3 Criterios a considerar en la Inyección de CO ₂	84
3.4.4 Ventajas de la Inyección de CO₂.....	84
3.4.5 Presión Mínima de Miscibilidad	85
3.4.6 Pruebas Huff & Puff.	88
3.4.6.1 Etapas de una prueba Huff & Puff.....	88
3.4.6.2 Métricas a considerar en una prueba Huff & Puff	89
3.4.7 Implementación de pruebas Huff & Puff en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo.....	89
3.5 INYECCIÓN DE AGUA	90
3.5.1 Definición de Inyección de Agua e Historia	90
3.5.2 Tipos de Inyección de Agua.....	91
3.5.2.1 Inyección periférica (o externa) de agua.....	92

3.5.2.2 Inyección dispersa o en arreglos.....	92
3.5.3 Inyección de agua en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo.....	94
3.5.3.1 Prueba piloto 1999.....	94
3.5.3.1.2 Respuesta al yacimiento.....	98
3.5.3.2 Prueba Piloto 2008.....	98
3.5.3.2.1 Respuesta al yacimiento.....	98
3.5.4 Observaciones de la inyección de agua.....	100
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN	
4.1 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	101
4.2 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	102
4.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN FINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.....	103
4.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	104
4.4.1 Clasificación de reservas.....	104
4.4.1.1 Reserva Probada.....	104
4.4.1.2 Reserva Probable.....	104
4.4.1.3 Reserva Posible.....	105
4.4.1.4 Reservas 1P, 2P y 3P.....	105
4.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN EL SECTOR 6.....	105
4.5.1 Historia de producción de aceite por campo.....	105
4.5.1.1 Producción Acumulada de Aceite por Campo.....	107
4.5.2 Historia de Producción de Gas por Campo.....	108
4.5.2.1 Producción Acumulada de Gas por Campo.....	109
4.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN EN EL SECTOR 6.....	110
4.6.1 Pronóstico de producción de aceite.....	110
4.6.1.1 Producción Acumulada de Aceite.....	111
4.6.2 Pronóstico de Producción de Gas.....	112
4.6.2.1 Producción Acumulada de Gas.....	113
4.6.3 Volumen Original y Factor de Recuperación.....	113
4.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	114
4.7.1 Evaluación Económica en el Sector 6.....	116
4.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COSTOS.....	120

4.8.1 Escenario Bajo	120
4.8.2 Escenario Medio	121
4.8.3 Escenario Alto	122
4.9 CRITERIOS PARA SELECCIONAR EL MEJOR ESCENARIO	123
CAPÍTULO 5. ESTRATEGIA DE DESARROLLO PARA LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA	
5.1 PLAN DE DESARROLLO PARA LA ESTRATEGIA SELECCIONADA	125
5.2 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO E INYECCIÓN EN EL SECTOR 6	126
5.3 MANEJO Y APROVECHAMIENTO DE GAS	126
5.3.1 Campo Escobal.....	126
5.3.2 Campo Coapechaca	126
5.3.3 Campo Agua Fría.....	126
5.3.4 Campo Coyula.....	127
5.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PROYECTO ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO	127
5.4.1 Placas de orificio	127
5.4.2 Medidor tipo radar.....	128
5.4.3 Cinta de medición	130
5.4.4 Medidores tipo coriolis.....	130
5.5 RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y/O MEJORADA	131
5.6 PERFORACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	131
5.6.1 Programa de Perforación de Pozos	132
5.6.2 Programa de Terminación de Pozos.....	135
5.6.3 Programa de Reparación de Pozos	137
5.6.4 Programa de Taponamiento y Abandono de Pozos.....	139
5.6.5 Programa de Infraestructura	141
CONCLUSIONES/RECOMENDACIONES.	144
ANEXO.....	146
BIBLIOGRAFÍA.	146

LISTA DE TABLAS

Capítulo 1

Tabla 1.1 Actividades Realizadas en la Cuenca de Chicontepec.....	4
Tabla 1.2 Reservas del Proyecto Aceite Terciario del Golfo 2012.....	9

Capítulo 2

Tabla 2.1 Columna geológica detallada del Sector 6.....	17
Tabla 2.2 Diagrama de flujo de actividades petrofísicas.....	24
Tabla 2.3 Muestra de valores petrofísicos del Sector 6.....	37
Tabla 2.4 Grados API por paquetes de arenas del Sector 6.....	45
Tabla 2.5 Muestreos PVT del Sector 6.....	46
Tabla 2.6 Características generales de yacimiento por campo.....	47
Tabla 2.7 Volúmenes originales y factores de recuperación al 1 de enero de 2012.....	47
Tabla 2.8 Reservas al 1 de enero de 2012.....	48

Capítulo 3

Tabla 3.1 Relación de pruebas tecnológicas del campo Agua Fría con aliado tecnológico.....	57
Tabla 3.2 Evolución del fracturamiento en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.....	69
Tabla 3.3 Producción acumulada con diferentes tipos de fractura implementados.....	71
Tabla 3.4 Rango de desplazamiento del pozo con respecto a la vertical.....	79
Tabla 3.5 Pozos seleccionados de la zona Norte.....	79
Tabla 3.6 Pozos seleccionados de la zona Centro.....	80
Tabla 3.7 Pozos seleccionados de la zona Centro.....	80
Tabla 3.8 Implementación esperada de Sistemas Artificiales de Producción.....	82
Tabla 3.9 Sistemas Artificiales en pruebas tecnológicas.....	82
Tabla 3.10 Pozos candidatos para la ejecución de pruebas Huff & Puff.....	90
Tabla 3.11 Estadísticas de producción de pozos en área de prueba de inyección 1999, campo Agua Fría.....	94

Capítulo 4

Tabla 4.1 Historial de producción de aceite MBPD.....	106
Tabla 4.2 Historial de producción de gas MMPCD.....	108
Tabla 4.3 Datos volumétricos esperados de gas y aceite.....	110

Tabla 4.4 Volumen original y factores de recuperación.....	113
Tabla 4.5 Indicadores económicos Escenario Bajo, (mmpesos).....	117
Tabla 4.6 Indicadores económicos en el Escenario Bajo, (mmpesos).....	118
Tabla 4.7 Indicadores económicos en el Escenario Alto, (mmpesos).....	119
Tabla 4.8 Resumen de indicadores económicos.....	119
Tabla 4.9 Análisis de sensibilidad, Escenario Bajo.....	121
Tabla 4.10 Análisis de sensibilidad, Escenario Medio.....	122
Tabla 4.11 Análisis de sensibilidad, Escenario Alto.....	123

Capítulo 5

Tabla 5.1 Instalaciones existentes en el sector 6.....	126
Tabla 5.2 Perforación de Pozos de desarrollo por campo (número).....	133
Tabla 5.3 Perforación de Pozos de Desarrollo (mmpesos).....	133
Tabla 5.4 Terminación de Pozos de Desarrollo por Campo (número).....	135
Tabla 5.5 Terminación de Pozos de Desarrollo (mmpesos).....	135
Tabla 5.6 Reparaciones Mayores de Pozos de Desarrollo por Campo (número).....	137
Tabla 5.7 Reparaciones Mayores (mmpesos).....	138
Tabla 5.8 Taponamiento de Pozos por campo (número).....	139
Tabla 5.9 Abandono de campos (mmpesos).....	140
Tabla 5.10 Programa metas físicas para infraestructura (número).....	141
Tabla 5.11 Perfiles de inversión para infraestructura (mmpesos).....	142

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 1

Figura 1.1 Localización del Paleocanal de Chicontepec.....	2
Figura 1.2 Columna geológica general del Paleocanal de Chicontepec.....	6
Figura 1.3 Abanicos Submarinos del Paleocanal de Chicontepec.....	7
Figura 1.4 Reservas del Proyecto Aceite Terciario del Golfo 2012.....	9

Capítulo 2

Figura 2.1 Localización del Sector 6: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula.....	11
Figura 2.2 Historia de producción de aceite, agua y gas del Sector 6.....	12
Figura 2.3 Comportamiento de producción del Campo Agua Fría.....	13
Figura 2.4 Comportamiento de producción del campo Coapechaca.....	14
Figura 2.5 Comportamiento de la producción campo Coyula.....	15
Figura 2.6 Comportamiento de la producción campo Escobal.....	16
Figura 2.7 Sección Sísmico-estructural regional transversal "A".....	18
Figura 2.8 Sección sísmico-estructural regional longitudinal "1".....	19
Figura 2.9 Mapas estructurales del Sector 6.....	20
Figura 2.10 Mapa de electrofacies de la arena productora C-50, campos del sector 6.....	21
Figura 2.11 Mapa de electrofacies de la arena productora C-105, campo Coapechaca.....	22
Figura 2.12 Registro Tipo de los campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula.....	23
Figura 2.13 Representación hipotética geométrica de un fragmento de roca.....	27
Figura 2.14 Universo de curvas de Presión Capilar del campo Agua Fría.....	29
Figura 2.15 Universo de curvas de permeabilidad relativa del campo Agua Fría sistema aceite-agua.....	30
Figura 2.16 Universo de curvas de permeabilidad relativa al campo Agua Fría sistema gas-aceite.....	30
Figura 2.17 Evaluación petrofísica del pozo Coapechaca-241.....	31
Figura 2.18 Evaluación Petrofísica del pozo Coyula-1036.....	32
Figura 2.19 Evaluación Petrofísica Integrada del pozo Coapechaca-376.....	34
Figura 2.20 Mapa de porosidades del yacimiento C-70.....	35
Figura 2.21 Mapa de permeabilidad del yacimiento C-70.....	35
Figura 2.22 Mapa de espesor impregnado (NET PAY) del yacimiento C-70.....	36

Figura 2.23 Mapa de capacidad de flujo $K@H$ 1 del yacimiento C-70.....	36
Figura 2.24 Modelo estructural del campo Coapechaca.....	38
Figura 2.25 Escalamiento de la malla del modelo geocelular de los tipos de roca.....	39
Figura 2.26 Comportamiento de Presión (MDT) Vs. Profundidad.....	40
Figura 2.27 Comportamiento de Presión (RPFC) Vs. Tiempo.....	40
Figura 2.28 Ubicación de Pozos en Tajín-Coapechaca.....	41
Figura 2.29 Comportamiento de la producción del Sector 6.....	42
Figura 2.30 Análisis de declinación de los campos del Sector 6.....	43
Figura 2.31 Análisis de IPR.....	44
Figura 2.32 Análisis Nodal.....	44
Figura 2.33 Envoltente de fases del pozo Agua Fría.....	45

Capítulo 3

Figura 3.1 Familias del Mapa Tecnológico.....	53
Figura 3.2 Seguimiento a 26 iniciativas tecnológicas agrupadas en 5 familias	54
Figura 3.3 Laboratorios de Campo y sus aliados tecnológicos.....	55
Figura 3.4 Iniciativas registradas del Mapa Tecnológico.....	56
Figura 3.5 Estatus de pozos Laboratorio de campo Agua Fría.....	58
Figura 3.6 Esquematización de las diferencias entre los tipos de fractura.....	59
Figura 3.7 Agentes de bloqueo en las terminaciones multifractura.....	60
Figura 3.8 Prueba Fall-Off del pozo Agua Fría IX.....	62
Figura 3.9 Gráfica de diagnóstico.....	63
Figura 3.10 Comportamiento de la presión.....	63
Figura 3.11 Comportamiento de presión-producción a diferentes estranguladores.....	64
Figura 3.12 Periodo lineal y bilineal.....	64
Figura 3.13 Comportamiento de presión-producción del pozo Agua Fría XI.....	64
Figura 3.14 Registro de Rayos Gamma Espectral para determinar las características de la fractura.....	65
Figura 3.15 Implementación de los diferentes tipos de fractura en el ATG.....	70
Figura 3.16 Equipos Sub Superficiales de los Sistemas Artificiales de Producción.....	72
Figura 3.17 Sistemas Artificiales de Producción implementados en el PIATG.....	81
Figura 3.18 Comportamiento de la Producción en el PIATG.....	81

Figura 3.19 Comportamiento de la producción en pozos del AITG.....	82
Figura 3.20 Presión mínima de miscibilidad de un aceite del pozo Coapechaca XX.....	86
Figura 3.21 Volumen de aceite desplazado por inyección de CO ₂ en función del tiempo	86
Figura 3.22 Gas total (hidrocarburo más CO ₂) y aceite producidos.....	87
Figura 3.23 Mecanismo de inyección de CO ₂ miscible.....	88
Figura 3.24 Inyección periférica de agua.....	92
Figura 3.25 Arreglo normal de 7 pozos, 6 pozos inyectores y un pozo productor al centro del arreglo.....	93
Figura 3.26 Arreglo de pozos inyector (círculo negro) y productores (círculo azul) en prueba piloto de inyección de agua congénita, arena 10 campo Agua Fría.....	95
Figura 3.27 Comportamiento de la RGA, la línea vertical discontinua enmarca período de inyección.....	96
Figura 3.28 Fracción de agua producida la línea vertical discontinua enmarca período de inyección.....	97
Figura 3.29 Arreglo de pozos en arenas de secuencias superior (en cuadrado) y media-inferior (en círculo), prueba de inyección 2008, campo Agua Fría.....	98
Figura 3.30 Presión de fondo en Pozos del campo Agua Fría en el primer año de la prueba de Inyección de Agua, 2008.....	99
Figura 3.31 Perfiles de gasto de aceite en pozos productores de las dos secuencias durante la prueba de Inyección de Agua, 2008.....	99

Capítulo 4

Figura 4.1 Historia de producción de aceite por campo.....	107
Figura 4.2 Producción acumulada de aceite por campo.....	107
Figura 4.3 Historia de producción de gas por campo.....	109
Figura 4.4 Producción acumulada de gas por campo.....	109
Figura 4.5 Perfil de producción de aceite.....	111
Figura 4.6 Producción acumulada de aceite.....	112
Figura 4.7 Perfil de producción de gas.....	112
Figura 4.8 Producción acumulada de gas.....	113
Figura 4.9 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Bajo.....	121
Figura 4.10 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Medio.....	122
Figura 4.11 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Alto.....	123

Capítulo 5

Figura 5.1	Diagrama de Gantt.....	125
Figura 5.2	Porta-orificio.....	128
Figura 5.3	Placa de orificio.....	128
Figura 5.4	Medidor tipo radar.....	129
Figura 5.5	Esquema de colocación del medidor tipo radar	129
Figura 5.6	Cinta de medición.....	130
Figura 5.7	Medidor tipo Coriolis en el pozo Coapechaca II.....	131
Figura 5.8	Estado mecánico de un pozo productor tipo.....	132
Figura 5.9	Inversión en Perforación de Pozos de Desarrollo.....	134
Figura 5.10	Inversión por Unidad de Perforación de Pozos de Desarrollo.....	134
Figura 5.11	Inversión en terminación de pozos de desarrollo.....	136
Figura 5.12	Inversión por unidad de terminación de pozo.....	136
Figura 5.13	Inversión en reparaciones mayores.....	138
Figura 5.14	Inversión por abandono en campo.....	140
Figura 5.15	Inversión en instalaciones superficiales por tipo de infraestructura..	142
Figura 5.16	Inversión por unidad de infraestructura.....	143

Anexo

- Figura A1.** Arreglo de Pozos en Macropera
- Figura A2.** Esquema de Pozos Horizontales

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los hidrocarburos cubren en el mundo el 60% de las necesidades de energía y en México no es la excepción ya que cubren el 90% de dicha necesidad, hoy en día en nuestro país; los campos llevan produciendo más de 30 años con la propia energía del yacimiento y algunos ayudados por algún método de recuperación como mantenimiento de presión, es por ello que la explotación en campos convencionales ha ido declinando.

En México los campos que han declinado de manera importante son los que están en el Golfo de México (Aguas someras) y algunos que se encuentran en Tierra; la disminución de la reserva y producción en campos convencionales y el aumento en la demanda de hidrocarburos hace que sea necesario voltear a otras áreas: Aguas Profundas en el Golfo de México y/o el Paleocanal de Chicontepec.

Lo que hace atractivo al Paleocanal son los grandes volúmenes de reservas del país, ya que tiene alrededor del 40% de las reservas probables y posibles, además, con respecto a Aguas Profundas el costo de los pozos es mucho menor, así como también se tiene infraestructura necesaria para manejar la producción de aceite, gas y agua; también el riesgo de contaminación ambiental es muy bajo y en un corto tiempo aumentaría la rentabilidad social mediante la capacitación de personal y la adquisición de tecnología necesaria para su exploración y explotación.

No por ello su explotación será sencilla, ya que técnicamente es un reto, tanto tecnológico como humano, debido a la complejidad de los yacimientos contenidos en la Cuenca. Existen modelos de depósito ampliamente aceptados, sin embargo, las diferencias entre facies, la baja porosidad y permeabilidad, anisotropía y heterogeneidad en toda el área lo hace todavía más complejo.

La mira del sector petrolero se ha puesto en Chicontepec, tal es el caso que, para tener un mejor conocimiento y desarrollo de los yacimientos PEMEX ha dividido toda el área en ocho sectores: Agua Fría-Coapechaca, Corralillo-Tajín, Soledad-Coyotes, P. Alemán-Furbero, Sitio-Tenexcuila, Amatiltlan-Agua Nacida, Coyol-Humapa y Miquetla-Miahuapan.

El presente trabajo se enfocará principalmente en el sector 6 Agua Fría-Coapechaca, en el cual se realizará un análisis principalmente de las alternativas de explotación que pueden ser utilizadas.

Capítulo 1

Datos Generales de Chicontepec

1.1 LOCALIZACIÓN E HISTORIA.

La Cuenca de Chicontepec se localiza en la porción norte del Estado de Veracruz, en la Provincia geológica de Tampico Misantla, geográficamente se encuentra dentro de las coordenadas $20^{\circ} 18'$ - $21^{\circ} 08'$ de latitud norte y $97^{\circ} 10'$ - $98^{\circ} 00'$ de longitud oeste. La superficie de esta área es del orden de 4100 km^2 , siendo el Paleocanal de Chicontepec la zona con mejores perspectivas con una extensión de casi 3100 km^2 (Figura 1.1).



Figura 1.1 Localización del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2012).

En 1926 las empresas El Águila y Stanford Oil Company, al perforar algunos pozos con objetivo Cretácico descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de las areniscas de Chicontepec pero los abandonaron por considerarlos incosteables.

En julio de 1935 se explotó comercialmente el primer pozo, aprovechando el pozo Poza Rica No. 8, el cual fluyó en forma intermitente. Con esto se iniciaba el desarrollo del Paleocanal de Chicontepec en su etapa inicial.

Entre 1952 y 1970 en los campos Presidente Alemán y Soledad, productores en la Formación Tamabra, se analizaron pozos con objetivo Chicontepec después de que habían dejado de fluir en las brechas de la Formación.

Con los resultados de estas pruebas, así como con el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior se exploraron otras áreas y se concluyó que era óptimo el desarrollo de los campos, ya que a pesar de no ser pozos de alta productividad, si eran someros y por lo tanto de bajo costo de perforación. Por estas razones se inició la exploración comercial de la Cuenca de Chicontepec en el año de 1970 con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

En noviembre de 1971 se aplicó por primera vez en la Cuenca de Chicontepec la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante (arena-aceite) en el pozo Presidente Alemán 126, incrementando su producción de 13 a 70 BPD; apoyados en este resultado se incluyó el fracturamiento hidráulico de manera rutinaria como parte de la terminación en la mayoría de pozos de desarrollo.

En 1976 se utilizó por primera vez el término “Paleocanal de Chicontepec” y se comenzó la perforación intensiva de 300 nuevos pozos, resultando todos ellos productores. En 1978 la compañía DeGolyer and MacNaughton validó el volumen original en 106 MMBPCE y en 1979 se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo.

Una producción importante de aceite del orden de 17000 BPD fue alcanzada en la década de los 90 del siglo pasado cuando se llevó a cabo un programa de fracturamiento masivo en los campos Agua Fría y Tajín.

En 1998, PEMEX Exploración y Producción realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, este estudio permitió sustentar el nuevo valor de aceite *in situ* de 136 MMBPCE, con una reserva probable 2P de 9000 MMBPCE; además, se identificaron cinco áreas de oportunidad inmediata, las cuales consideraron la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite, espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos.

En el año 2002 se iniciaron nuevamente trabajos de perforación masiva utilizando nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.

La historia de actividades de desarrollo realizadas en la Cuenca se puede resumir en la Tabla 1.1.

Periodo	Actividad
1952–1970	Reparaciones mayores en los campos Presidente Alemán y Soledad.
1970–1982	Perforación y desarrollo en los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte.
1982–1992	Mantenimiento de pozos, perforación y desarrollo del campo Agua Fría y Tajín.
1992 – 2001	Mantenimiento de pozos, perforación de 3 pozos del campo Agua Fría.
2001 – 2004	Perforación y desarrollo del proyecto Agua Fría-Coapechaca-Tajín.
2005 – 2008	Desarrollo integral del proyecto Chicontepec. con crecimiento productivo del 18% anual, al pasar de menos de 30000 BPD a más de 50000 BPD en 2011
2012	El Activo aumentó su producción de 63000 BPD a 79000 BPD es decir, 25% más en un periodo de 12 meses.

Tabla 1.1 Actividades Realizadas en la Cuenca de Chicontepec

En el 2009 la zona geográfica en la que se localiza el Paleocanal que incluía hasta ese entonces 29 campos productores, fue subdividida administrativamente en ocho sectores para poder tener mejor control de cada zona productiva y permitir a las diferentes coordinaciones optimizar los procesos de extracción reduciendo los costos, esta división se realizó tras conocerse cuantas reservas probadas tenía cada uno de ellos y cuál sería su producción inicial. Cada área seleccionada tiene una superficie promedio de 125 km² y reservas cercanas a 400 MMBPCE.

Los ocho sectores estratégicos tanto para exploración como para explotación son:

- Sector 1. Tenexcuintla y Sabana Grande.
- Sector 2. Pastoría, Tlacolula, Sitio, Aragón, Ahuatepec, Amatitlán y Cacahuatengo.
- Sector 3. Coyotes, Horcones, Gallo, Soledad Norte, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida.
- Sector 4. Coyol y Humapa.
- Sector 5. Miquetla y Milahuapan.

- Sector 6. Agua Fría, Coapechaca Coyula y Escobal.
- Sector 7. Tajín y Corralillo.
- Sector 8. Furbero, Presidente Alemán y Remolino.

Actualmente 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 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 al norte y al sur de la cuenca.

En el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo destacan los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín debido a que presentan las mejores condiciones petrofísicas y de calidad del yacimiento, actualmente estos se encuentran en la etapa de explotación y cuentan con la disponibilidad de instalaciones que permiten manejar la producción oportunamente.

1.2 COLUMNA GEOLÓGICA

La columna geológica Terciaria está comprendida entre el Paleoceno Superior al Oligoceno Superior encontrándose aéreas de brechas basales. La base de la columna geológica Terciaria está representada por la formación Velasco-Basal la cual está caracterizada por lutitas calcáreas, sobre las que descansa el grupo Chicontepec el cual está conformado por:

- Chicontepec Inferior
- Chicontepec Medio
- Chicontepec Superior.

La Formación Chicontepec Canal, está cubierta en forma discordante por las lutitas de la Formación Guayabal (Eoceno Medio). Sobreyaciendo a esta Formación se encuentran las unidades de las Formaciones Tantoyuca-Chapopote, constituidas por lutitas, areniscas y conglomerados para la Formación Tantoyuca y lutitas para la Formación Chapopote; sobre éstas descansa concordantemente la Formación Palma Real Inferior, la cual está constituida por lutitas y areniscas y cambia de facies con la Formación Horcones. Encima de estos depósitos, se encuentra la Formación Palma Real Superior, litológicamente compuesta por lutitas, areniscas y hacia su cima se observan aislados crecimientos arrecifales, cambiando lateralmente de facies con la Formación Alazán.

La columna geológica del Paleocanal de Chicontepec se muestra en la Figura 1.2

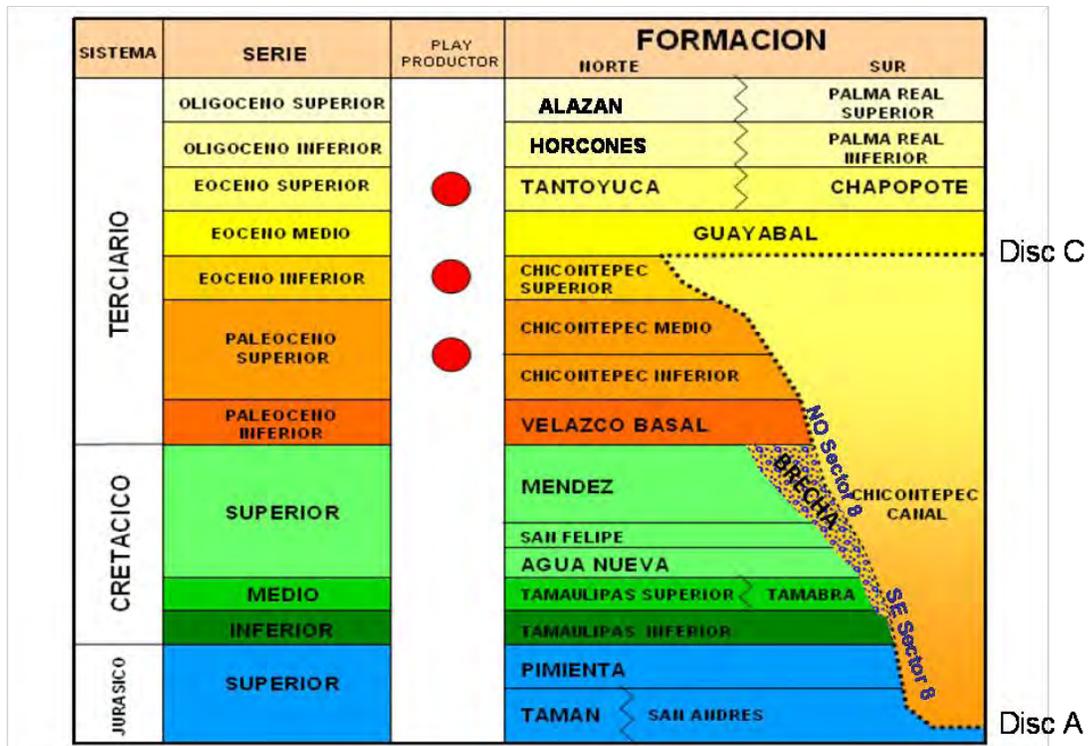


Figura 1.2 Columna geológica general del Paleocanal de Chicontepec. (PEMEX, 2012).

1.2.1 Modelo Geológico

El modelo geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depósito de abanicos submarinos, erosión y relleno.

En la distribución de depósitos a lo largo del Paleocanal de Chicontepec, existe una variación en el espesor bruto de las facies del Paleoceno al Eoceno que fluctúa entre 200 metros y 1700 metros, encontrándose los espesores más significativos en la parte Nororiental mientras que se reducen al Sureste.

1.3 MODELO SEDIMENTARIO

Los estudios sedimentológicos indican que el yacimiento Chicontepec Canal del Eoceno Inferior-Paleoceno Superior es de origen turbidítico, constituido por desarrollos de areniscas con intercalaciones de lutitas, donde se definen tres tipos de complejos: complejo de lóbulo interno (canal central y distributarios), complejo de lóbulo medio y complejo de lóbulo externo y/o depósitos de Cuenca (Figura 1.3)

Las facies de canal son las que ofrecen la mejor calidad de roca, sin embargo procesos de compactación, cementación y erosión reducen significativamente su calidad. El aporte de sedimentos está estrechamente ligado con la actividad tectónica y los cambios del nivel del mar que controlan la naturaleza y distribución espacial de los diferentes tipos de facies sedimentarias.

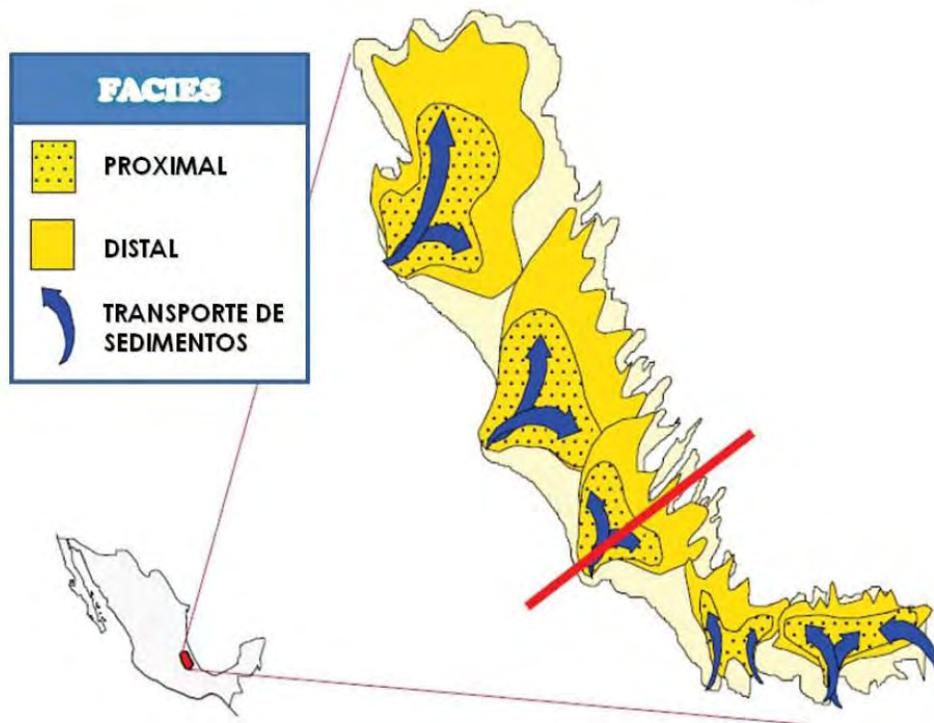


Figura 1.3 Abanicos Submarinos del Paleocanal de Chicoutecan

1.4 SISTEMA PETROLERO

Las rocas generadoras del Jurásico Superior son predominantemente carbonatadas arcillosas y corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano

Los resultados de análisis petrográficos Rock-Eval y análisis de cromatografía-espectrometría de masas indican que la formación Santiago tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca, mientras que Tamán y Pimienta predominan en el norte. Las vías de migración son los sistemas asociados a los efectos de la Orogenia Laramide que afectan la columna sedimentaria desde el Jurásico Inferior hasta los sedimentos terciarios. La migración se dio principalmente en sentido vertical ascendente por las fracturas y fallas laterales así como por las superficies de discordancia, por lo que los hidrocarburos llegaron hacia rocas con mayor porosidad de los estratos arenosos del Grupo Chicoutecan y de la Formación Aragón del Eoceno Inferior

Las rocas almacenadoras son intercalaciones de arenas de la formación Chicoutecan, cuyo espesor fluctúa entre los 300 m y 1700 m y se encuentra a una profundidad de 800 m a 1800 m.

El principal tipo de trampa es la estratigráfica cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión, lóbulos y relleno de paleocanales que en sus

facies arenosas originaron cuerpos lenticulares de areniscas de reducido espesor y poca extensión que corresponden con las rocas almacenadoras.

La principal roca sello está compuesta por facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas, todas ellas interestratificadas con areniscas de grano fino del Grupo Chicontepec, principalmente en las partes norte y centro de la cuenca. Al sur la roca sello está formada por rocas arcillosas de la Formación Guayabal. En el Eoceno Medio se observa también sedimentación arcillosa de ambiente batial de las formaciones Aragón y Guayabal que sirve de sello superior a toda la secuencia de la Formación Chicontepec.

1.5 SISTEMA POROSO

El sistema poroso está formado por diámetros de poro de 10 a 40 micras y una garganta de poro de 1 a 4 micras. Los minerales arcillosos son la Clorita, Illita, Esmectita y Caolinita, teniendo cantidades del 2% al 7% de arcilla dispersa.

El factor de cementación está en el rango de 1.3 a 1.7. Los granos de la roca son de cuarzo y carbonato principalmente.

Por medio de estudios petrográficos se determinó que la porosidad fluctúa entre el 5% y 18%, la permeabilidad entre 0.01 md a 10 md.

Al graficar los valores de porosidad contra permeabilidad se observa que la mejor calidad de roca se tiene en las facies de canal y lóbulo proximal. Sin embargo, en la zona norte la porosidad y la permeabilidad mejor desarrolladas se han presentado en las facies de areniscas laminadas de grano fino y medio.

Las facies arenosas de grano más grueso normalmente presentan cementación intensa de carbonato de calcio, sílice y arcillas, lo que disminuye considerablemente la porosidad y permeabilidad en esta zona.

1.6 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

Durante el Cretácico existió una transgresión que dio origen al desarrollo de bancos, plataformas carbonatadas y áreas con aguas profundas representadas por las formaciones Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. A finales del Cretácico y principios del Paleoceno se generó compresión debido a la Orogenia Laramide lo cual resultó en el plegamiento y fallamiento inverso de la secuencia Mesozoica.

En el Cretácico Tardío y en el Paleoceno se dio la formación de cuencas sintectónicas con canales submarinos con relleno de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico.

Durante el Eoceno Inferior la cuenca sufrió basculamiento hacia el sur por efecto de la rotación de la plataforma de Tuxpan. En el Oligoceno se crearon depósitos de carácter regresivo y transgresivo dando lugar a formaciones como Horcones, Palma Real y Alazán

Mientras que en el Mioceno y Plioceno tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la línea de costa actual.

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

1.7 RESERVAS DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

Al Proyecto Activo Integral Aceite Terciario Del Golfo le corresponde el 83.5% del total de las reservas de aceite en la Región Norte y un 45.9% respecto a la reserva probada no desarrollada de gas natural; posee 40% de las reservas totales del país con 17000 MMBPCE.

Las reservas probadas, probables, y posibles son (Tabla 1.2, Figura 1.4):

Reservas	Probadas	Probables	Posibles	Total
MMBPCE	743	5475	10547	16767

Tabla 1.2 Reservas del Proyecto Aceite Terciario del Golfo 2012 (PEMEX, 2012).

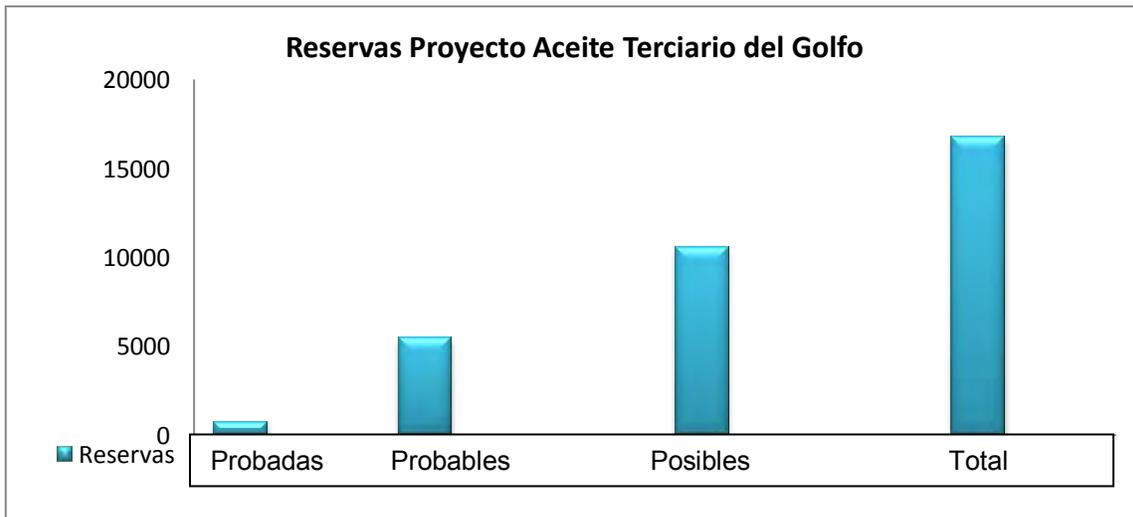


Figura 1.4 Reservas del Proyecto Aceite Terciario del Golfo 2012

1.8 DESAFÍO TECNOLÓGICO.

En el Proyecto Activo Integral Aceite Terciario Del Golfo se presentan retos tecnológicos como complejidad geológica, heterogeneidad y discontinuidad de la roca almacenadora y sello, baja energía del yacimiento y poca capacidad de flujo. Lo que genera yacimientos no convencionales, es decir, yacimientos con baja calidad de roca en cuanto a porosidad y permeabilidad.

Por lo que 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 de pozos

1.8.1 Principales retos en la Cuenca de Chicontepec

- Representa la mayor reserva de aceite crudo en México con un bajo porcentaje de recuperación
- Está conformada por yacimientos heterogéneos formados por secuencias alternadas de areniscas y lutitas cementadas por carbonatos
- Las zonas de areniscas presentan una distribución irregular dentro de las formaciones de interés
- Los yacimientos son de baja permeabilidad y con una baja presión inicial lo que se traduce en una baja productividad.
- La recuperación primaria esperada se encuentra entre 5% y 7%

Se pretende elevar el factor de recuperación de hidrocarburos y aumentar la producción, por lo que se han identificado tres puntos fundamentales a resolver que son: perforación, terminación de pozos convencionales y no convencionales así como sistemas artificiales de producción.

El reto más importante del proyecto consiste en incrementar y mantener la productividad por pozo mediante la aplicación y el desarrollo de tecnología; dicho proyecto fue dictaminado en 2006 con un horizonte de inversión de 2002 a 2021 y en el que se determinó la situación con proyecto para una proyección de 2009 a 2023 mediante la incorporación de una mayor actividad física para la perforación y reparación de pozos, que implicaría un incremento aproximado de 300% en la perforación de pozos y traería como resultado que la inversión asociada aumentara sustancialmente.

Capítulo 2

Datos Generales Del Sector 6 Agua Fría – Coapechaca

2.1 UBICACIÓN E HISTORIA DEL SECTOR 6 AGUA FRÍA COAPECHACA

El Sector 6 Agua Fría-Coapechaca cuenta con un área de 358 km², se localiza entre la Planicie Costera del 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 en los municipios de Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla (Figura 2.1).

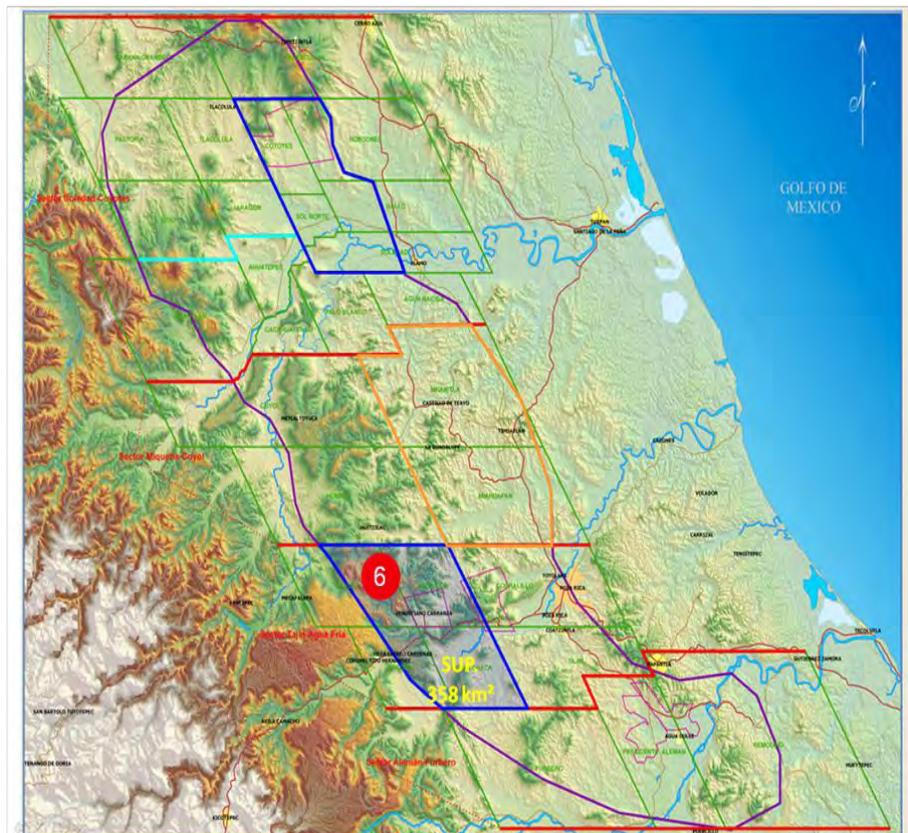


Figura 2.1 Localización del Sector 6: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula (PEMEX, 2012).

En el Sector 6 existen tres etapas, una en la década de 1970 que corresponde a el periodo de exploración y dos a periodos de desarrollo; el primer periodo se ubica en 1990 con la perforación de los pozos Agua Fría y Coapechaca.

La segunda da inicio en el 2008 con la implementación del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, en la que se desarrollaron los campos Coyula y Escobal.

En la Figura 2.2 se muestra el comportamiento histórico de la producción en el Sector 6

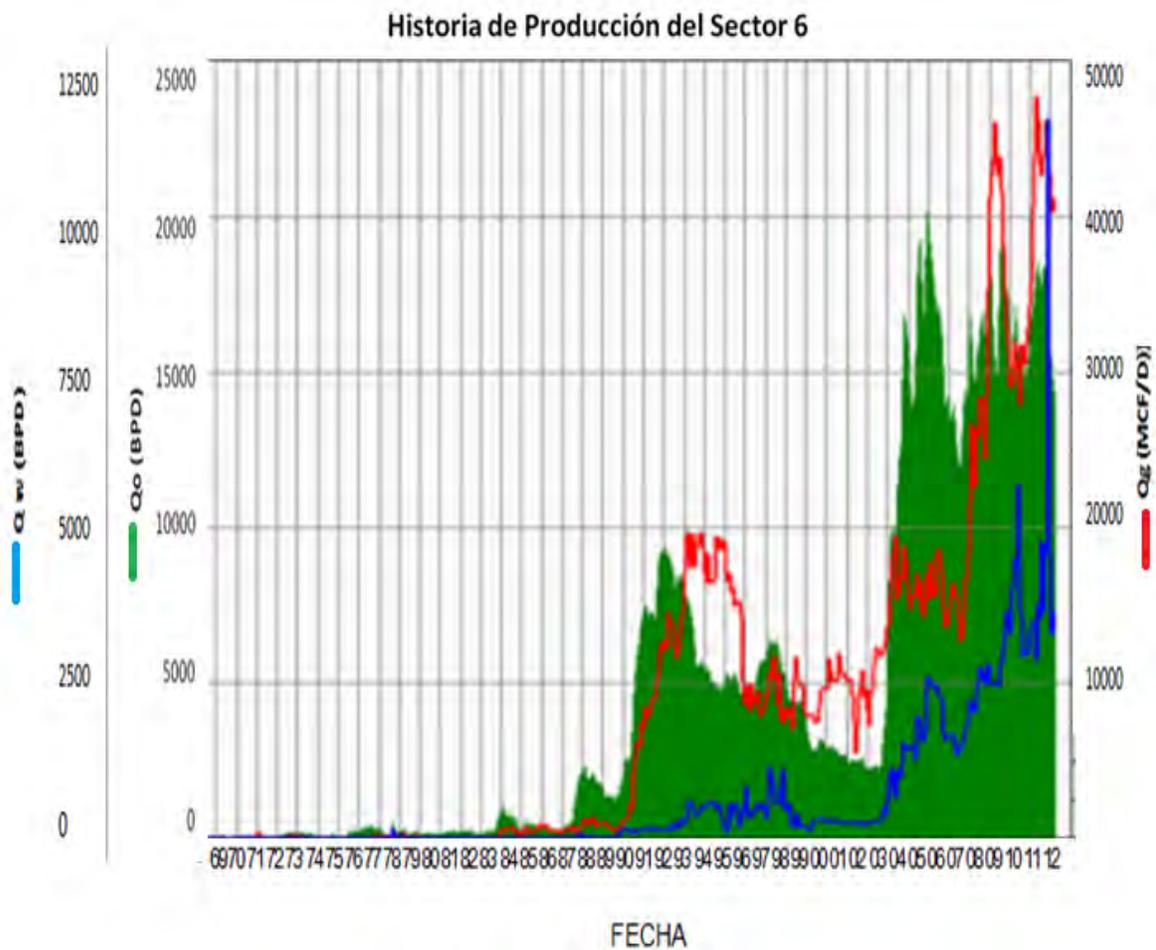


Figura 2.2 Historia de producción de aceite, agua y gas del Sector 6 (PEMEX, 2012).

2.1.1 Agua Fría

Inicia su desarrollo en febrero de 1952 con el pozo descubridor Antares-1 con un gasto inicial de aceite de 120 BPD. En octubre de 2004 alcanzó una producción máxima de aceite de 9562 BPD, operando con 86 pozos productores con una producción acumulada de aceite de 23.74 MMB

Actualmente se tiene una producción diaria de aceite superior a los 5575 BPD. La producción acumulada es de 40.36 MMB con 392 pozos terminados y con más de 267 pozos operando (Figura 2.3).

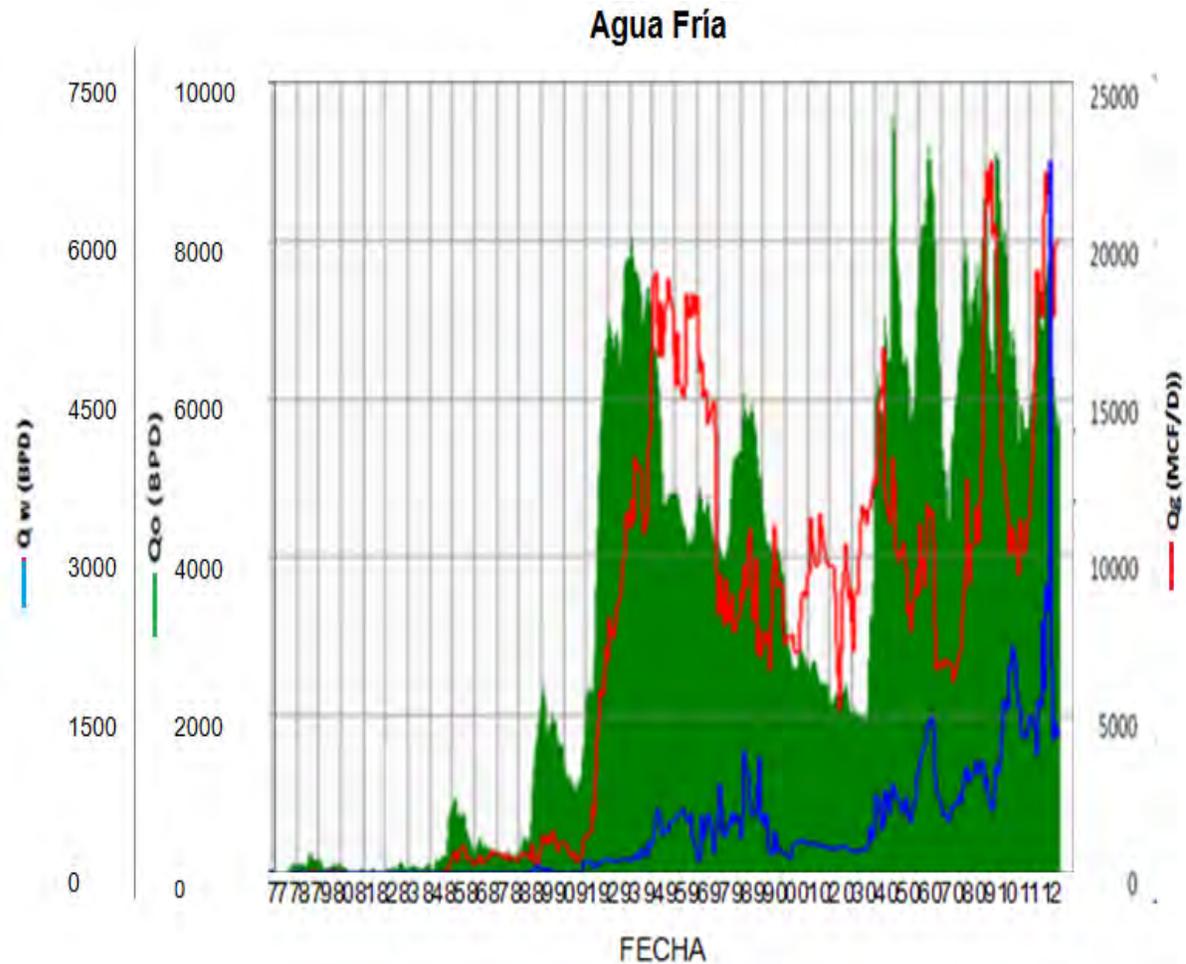


Figura 2.3 Comportamiento de producción del Campo Agua Fría (PEMEX, 2012).

2.1.2 Coapechaca

El campo inicia su explotación en enero de 1971 con el pozo Coapechaca-1 registrando un gasto inicial de 54 BPD. En noviembre de 2005 alcanzó su producción máxima de aceite de 12973 BPD, operando con 98 pozos productores que cuentan con una producción acumulada de aceite de 5.5 MMB.

Actualmente el campo Coapechaca tiene un gasto de aceite de 4813 BPD con una producción acumulada de aceite de 20.22 MMB. Cuenta con un total de 384 pozos terminados de los cuales 271 se encuentran operando (Figura 2.4).

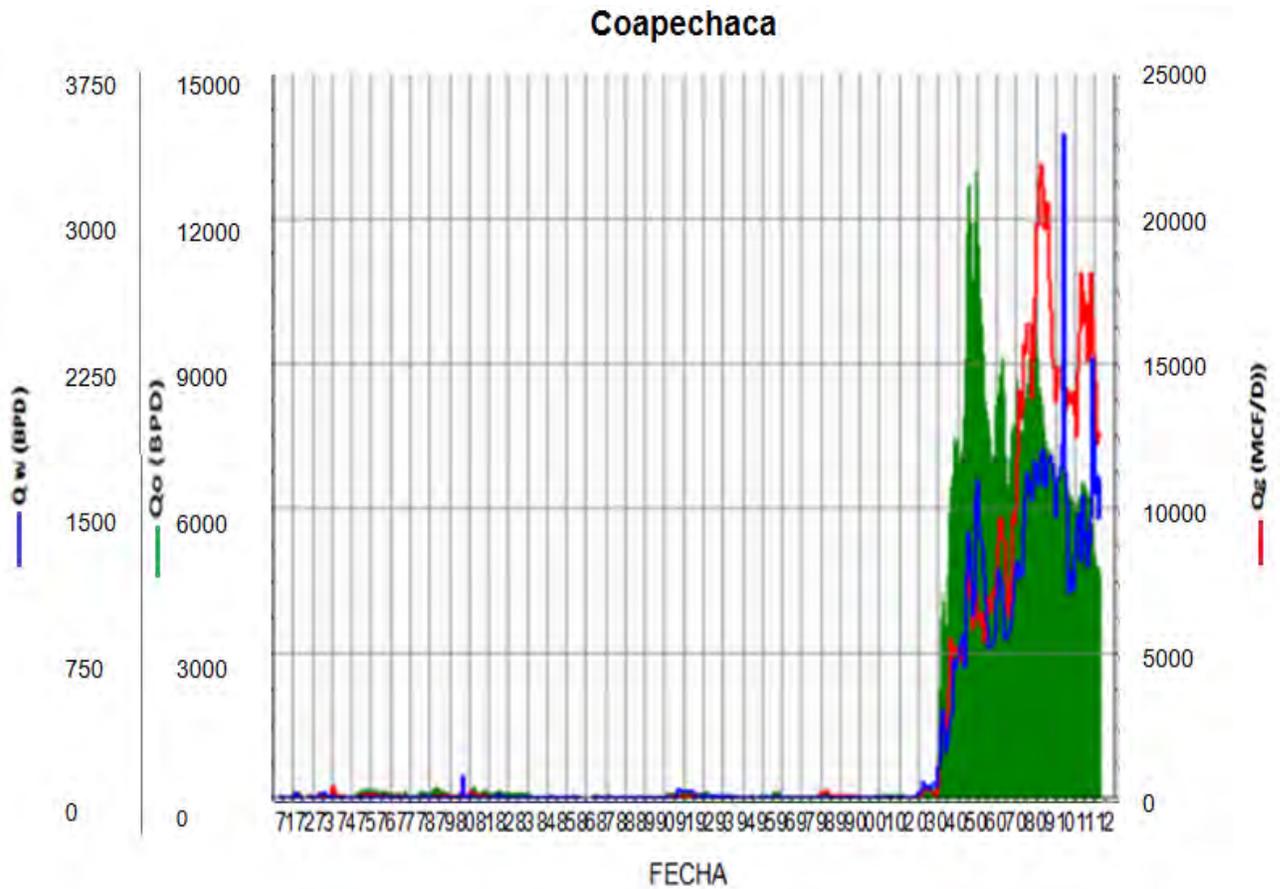


Figura 2.4 Comportamiento de producción del campo Coapechaca (PEMEX, 2012).

2.1.3 Coyula

Inicia su desarrollo en diciembre de 1973 con el pozo Coyula 2 con un gasto inicial de aceite 39 BPD. El pozo con la mayor producción inicial es el Coyula-1426 con un gasto inicial de 151 BPD, el cual registró un gasto en marzo de 2011 de 20 BPD con una RGA de $274 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y con 1% de corte agua; de junio de 2006 a Marzo 2011 tiene una producción acumulada de aceite de 10 MB y un volumen acumulado de gas de 18 MMPC.

El pozo con mayor producción de aceite es el pozo exploratorio Tablón-1 con una acumulada de 538 MB en el periodo de mayo de 1978 a noviembre de 2006. En mayo de 2011 se alcanzó una producción máxima de aceite de 2384 BPD, una RGA de $245 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y 14% de corte agua, operando con 75 pozos productores.

Actualmente el campo Coyula tiene una producción acumulada de aceite superior a 1.7 MMB con un total de 123 pozos terminados con producción. A la fecha tiene una producción de aceite que rebasa los 1856 BPD, con una RGA de $324 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y 17% de corte de agua con 86 pozos operando. (Figura 2.5)

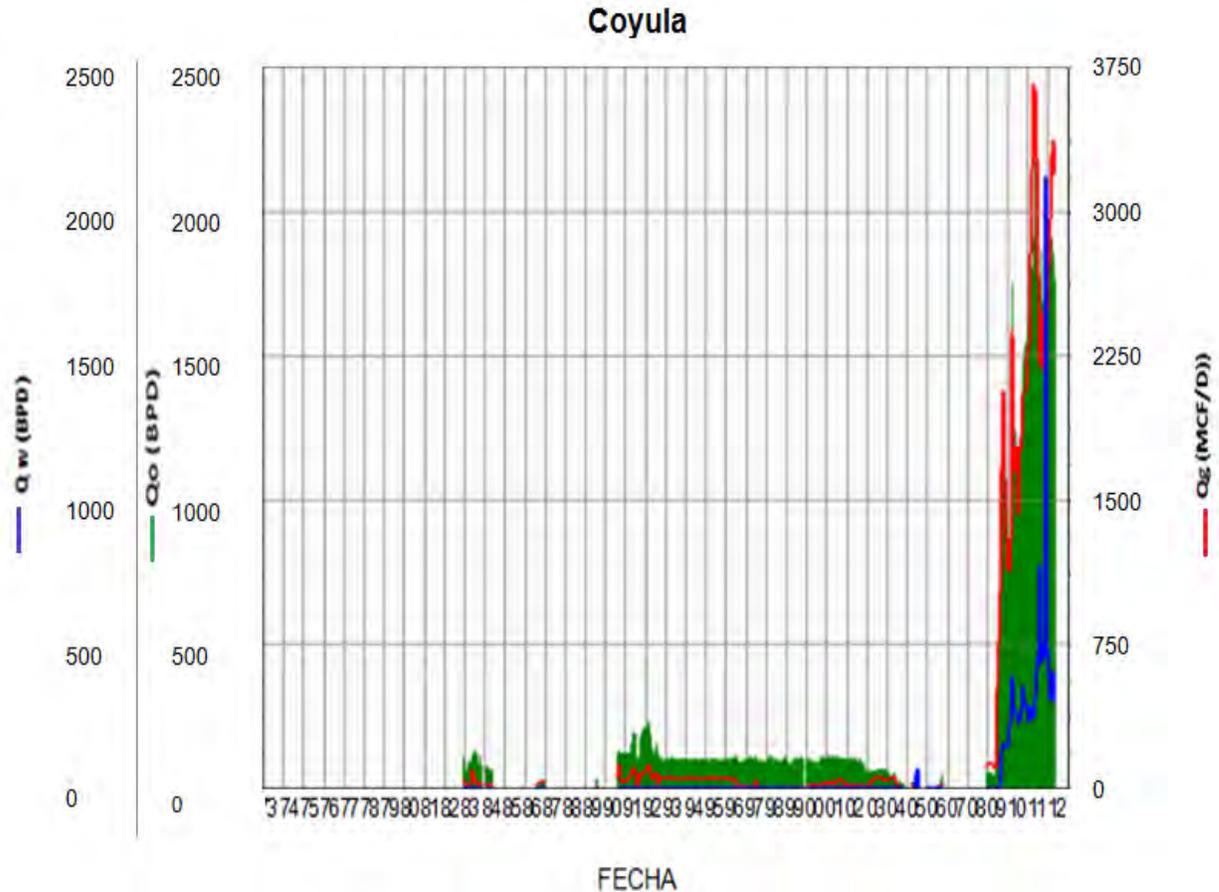


Figura 2.5 Comportamiento de la producción campo Coyula (PEMEX, 2012).

2.1.4 Escobal

Inicia su desarrollo en diciembre de 1973 con el pozo Japeto-1 con un gasto inicial de aceite de 128 BPD. El pozo con la mayor producción inicial es el Escobal-288 con un gasto inicial de 455 BPD y con gasto actual de 8 BPD con una RGA de $319 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y 1% de corte de agua; de mayo de 2009 a la fecha se tiene una producción acumulada de aceite de 32 MB y una producción acumulada de gas de 36 MMPC.

En enero 2011 se alcanzó una producción máxima de aceite de 3027 BPD y una RGA de $446 \text{ m}^3/\text{m}^3$ con el 9% de corte de agua, operando con 69 pozos productores. Para abril de 2012 el campo tiene una producción acumulada de 3.7 MMB de un total de 93 pozos terminados con producción. A la fecha tiene una producción de aceite superior a 2094 BPD, con una RGA de $460 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y 8 % de corte de agua, con más de 69 pozos operando (Figura 2.6).

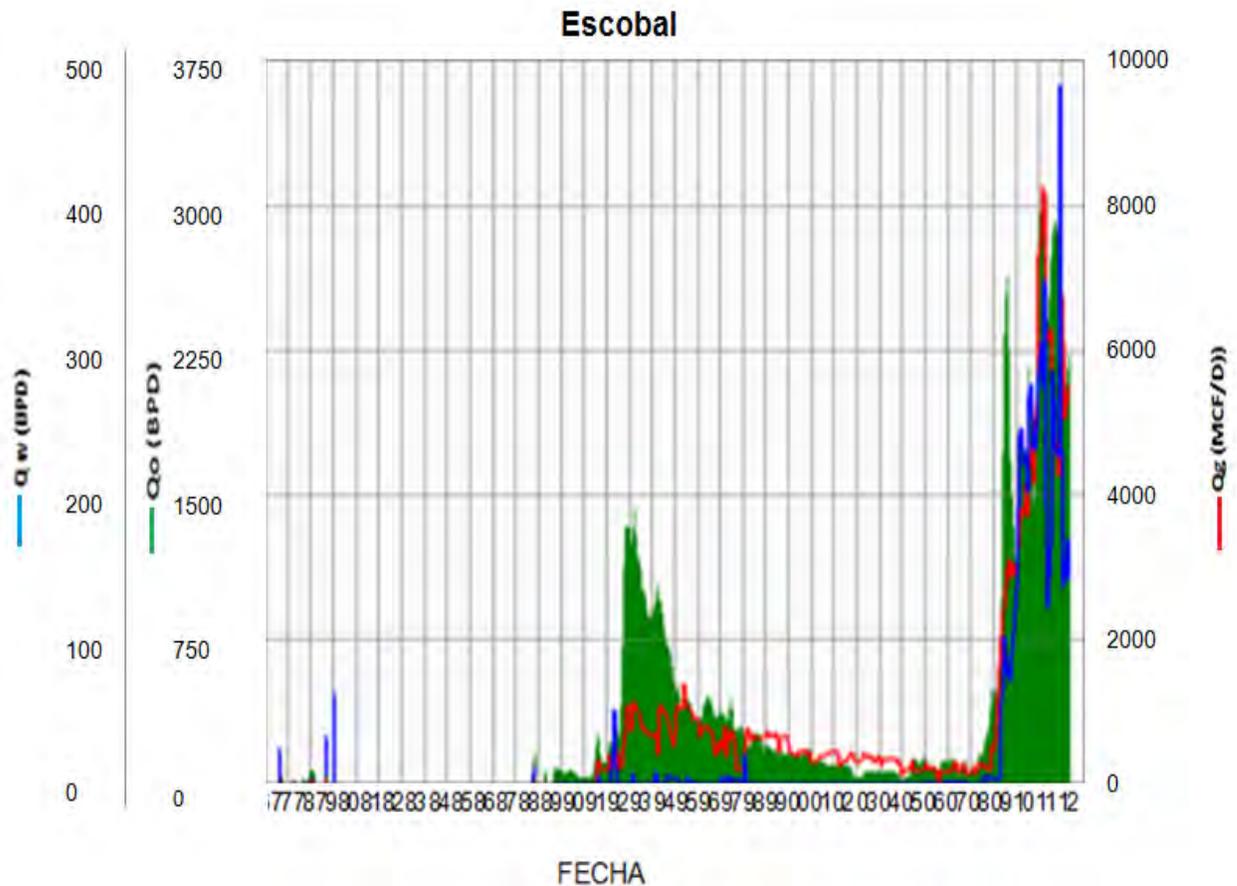


Figura 2.6 Comportamiento de la producción campo Escobal (PEMEX, 2012).

2.2 COLUMNA GEOLÓGICA DEL SECTOR 6

El Play productor de aceite del Sector 6 está representado por depósitos turbidíticos arenosos de edad Paleoceno-Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos.

En la Formación Chicontepec Canal, se reconocen cuatro discordancias, definidas como A, B, B-3 y C, éstas constituyen límites de secuencias que separan a los sedimentos en el área.

Adicionalmente se tiene a la Formación Tantoyuca como Play productor de gas y aceite de edad Eoceno Superior, esta Formación se encuentra principalmente al Este del campo Agua Fría y corresponde a las arenas de buena calidad de ambientes deltaicos, las cuales se han visualizado como un área de oportunidad futura (Tabla 2.1).

Edad	Descripción	Ambiente Sedimentario
Eoceno Superior	Arcillosa hacia su parte superior y alternancia de areniscas con lutitas en la parte basal con contenido de gas y aceite.	Deltaico
Eoceno Medio	Lutitas en su parte superior y alternancia de areniscas con lutitas hacia su parte inferior. Los cuerpos con potencial económico son C-30-40-50	Nerítico Externo
Eoceno Inferior	Areniscas de grano fino a medio. Las arenas con potencial económico son C-60, C-70 y C-80	Turbidítico con predominio de lóbulos externo a medio, con pocos canales distributarios.
Paleoceno Superior	Secuencia 3: Areniscas de grano fino a medio. Las arenas con potencial económico son: C-60, C-70 y C-80	Turbidítico, con predominio de lóbulos interno a medio, con canales distributarios y abanicos en mayor proporción
	Secuencia 2: Areniscas de grano medio, intercaladas con esporádicos lentes de lutitas. Las arenas con potencial económico son C-90 y C-105	Turbidítico, con predominio de lóbulos internos con canales distributarios en mayor proporción
Paleoceno Inferior	Depósitos masivos de arena, siendo Pechi A/B cuerpos potencialmente rentables	Turbidítico con lóbulos medio a externo y predominio de canales distributarios
Cretácico Superior	Marga gris verdoso y café rojizo	Nerítico de baja energía

Tabla 2.1 Columna geológica detallada del Sector 6

En el Sector 6 se cuenta con dos cubos sísmicos 3D, los cuales han servido de apoyo en la construcción de las secciones estructurales, en éstas se han interpretado los límites de secuencias, los cuales coinciden con las superficies de control, como son la Formación Méndez y las Discordancias A, B, B-3 y C.

En las figuras 2.7 y 2.8 se muestran dos secciones sísmicas con el atributo de impedancia acústica en profundidad, en la cual, los colores en verde corresponden a secuencias arcillosas de la Formación Chicontepec y los colores amarillos a desarrollos arenosos. Adicionalmente, el paquete en color azul, corresponde a la Formación Guayabal, la cual es el sello de los cuerpos arenosos.

En la Figura 2.7 se muestra la sección longitudinal “A”, tiene una orientación NW a SE, trazada en la parte central del Sector 6 entre los pozos Agua Fría XIII y Coapechaca XIV , en su porción central, se presenta una estructura de tipo anticlinal a partir de la cual los cuerpos arenosos al NW son más delgados que los presentes en la porción SE, mientras que la Formación Guayabal se adelgaza en dirección al SE.

Se pueden apreciar depósitos aislados suprayacentes a la discordancia B, con buena calidad de roca y excelentes productores, principalmente hacia el campo Agua Fría, correspondientes a los cuerpos 40 y 50.

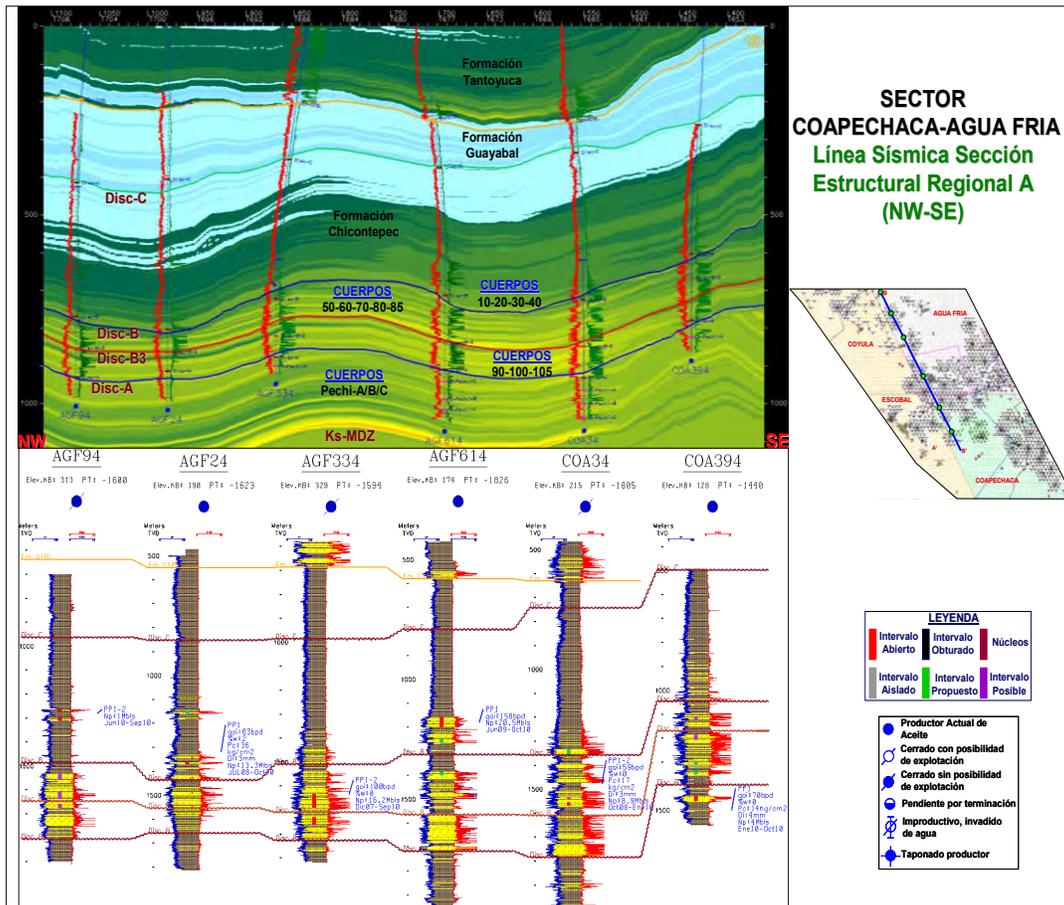


Figura 2.7 Sección Sismo-estructural regional transversal "A" (PEMEX, 2012).

En la Figura 2.8 se muestra la sección estructural Regional Transversal “1”, tiene una orientación SW a NE, ubicada en la parte Sur de los campos Escobal, Coapechaca y Agua Fría; entre los pozos Escobal XI y Agua Fría XV, se aprecia un buzamiento convergencia al NE, al SW se observa el levantamiento debido al sistema de la falla Brinco-Escobal. A partir de aquí, se observa cómo se adelgazan los cuerpos arenosos, los cuales en la misma dirección se profundizan hacia el campo Agua Fría.

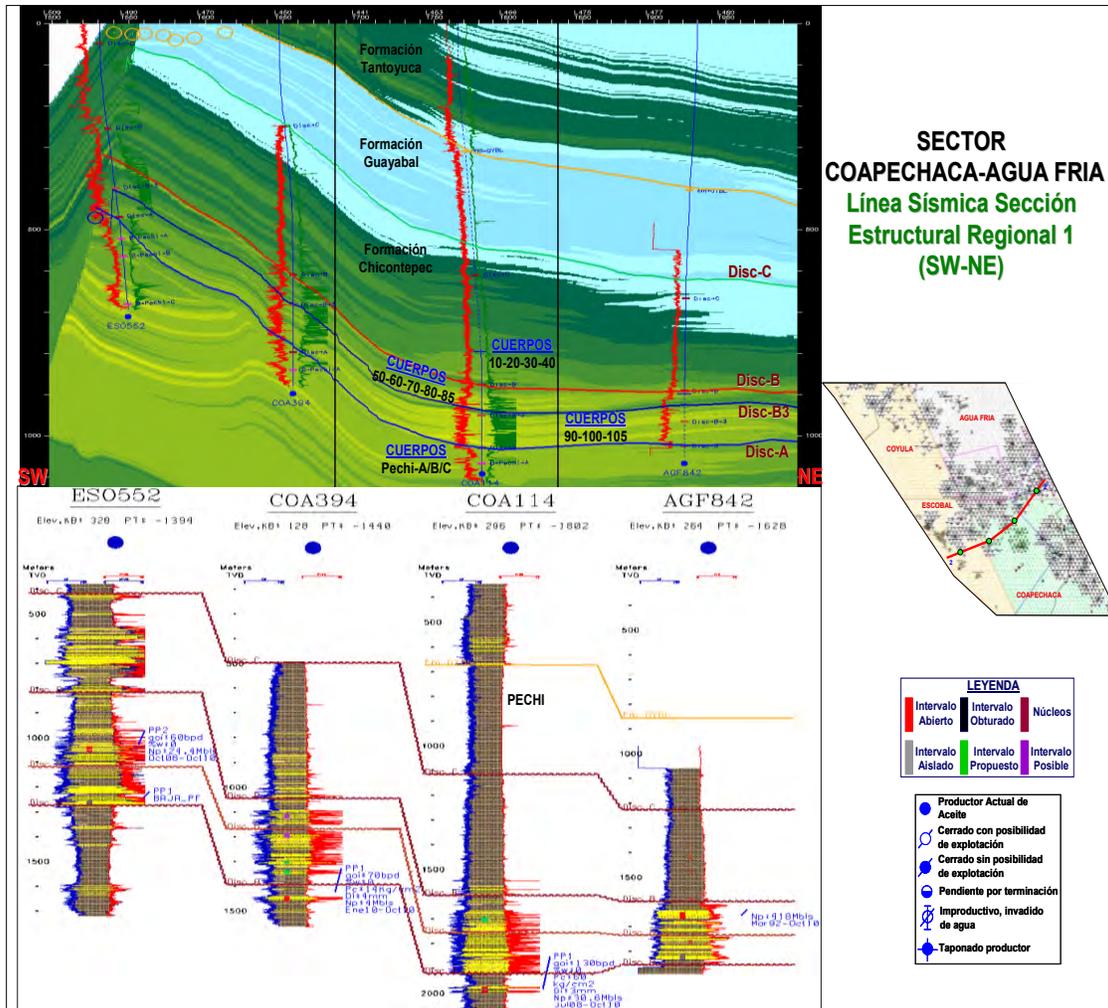


Figura 2.8 Sección sísmico-estructural regional longitudinal "1" (PEMEX, 2012).

Se considera que la trampa es de tipo estratigráfico principalmente y en algunas ocasiones mixta. La arquitectura de la trampa presenta alta heterogeneidad por los abundantes cambios laterales y verticales de facies en cortas distancias y a la progradación de sus depósitos con dirección de Occidente a Oriente, cuando se presenta la componente estratigráfica-estructural, existen alineamientos de fracturamiento, los cuales se pueden identificar en los registros geofísicos de pozo y por sus producciones iniciales. Los altos valores de porosidad efectiva y permeabilidad calculadas en las evaluaciones petrofísicas se encuentran principalmente asociadas a zonas de erosión.

Como soporte al análisis geológico, se realizaron mapas estructurales de los cinco principales horizontes identificados regionalmente y que corresponden a los límites de secuencias, los mapas elaborados fueron: Cima de la Formación Méndez (Ks-MNDZ); Disc-A, Disc-B, Disc-B3 y Disc-C como se muestra en la Figura 2.9

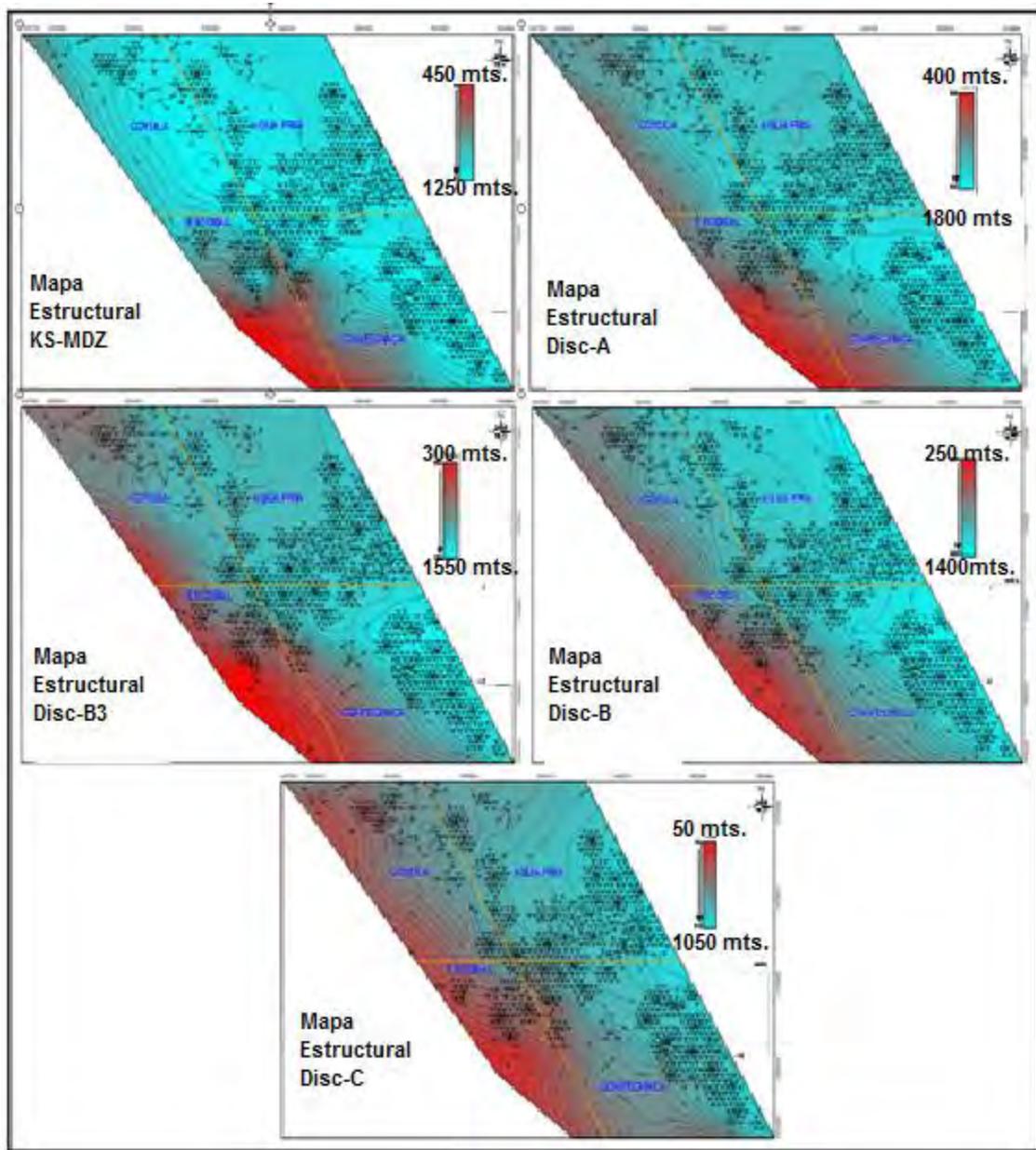


Figura 2.9 Mapas estructurales del Sector 6 (PEMEX, 2012).

Se observa un alineamiento estructural de Suroeste a Noreste en los que los puntos más altos se aprecian en color rojo y en color azul los más bajos estructuralmente, los cuales van de 50 msnm a 500 msnm, y 1050 msnm hasta 1950 msnm respectivamente.

También se puede apreciar un ligero basculamiento hacia el Sur, en donde las profundidades son mayores en sentido Sureste; condición estructural que favoreció la tendencia en la sedimentación de la Cuenca de Chicontepec.

2.3 MODELO SEDIMENTARIO

El campo Agua Fría está compuesto de un sistema sedimentario turbidítico presentando arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, depresiones, corte y relleno de canales y lóbulos.

El sistema presenta cambios litológicos laterales y verticales, por lo que representa yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares. Cabe mencionar que los sistemas turbidíticos son de gran interés económico ya que en este tipo de ambientes se localizan los mayores yacimientos productores de hidrocarburos.

En las siguientes Figuras 2.10 y 2.11 se muestran dos modelos depositacionales para los cuerpos 50 y 105 respectivamente, interpretadas en mapas de isopacas obtenidos de la interpretación conjunta de información sísmica, información de pozos, facies sísmicas y de la distribución regional de paleocorrientes. En estos mapas se pueden identificar las zonas con mejores desarrollos arenosos, de ambientes de sistemas o complejos de lóbulos internos, en color amarillo y donde se ubican los pozos con las mejores producciones acumuladas.

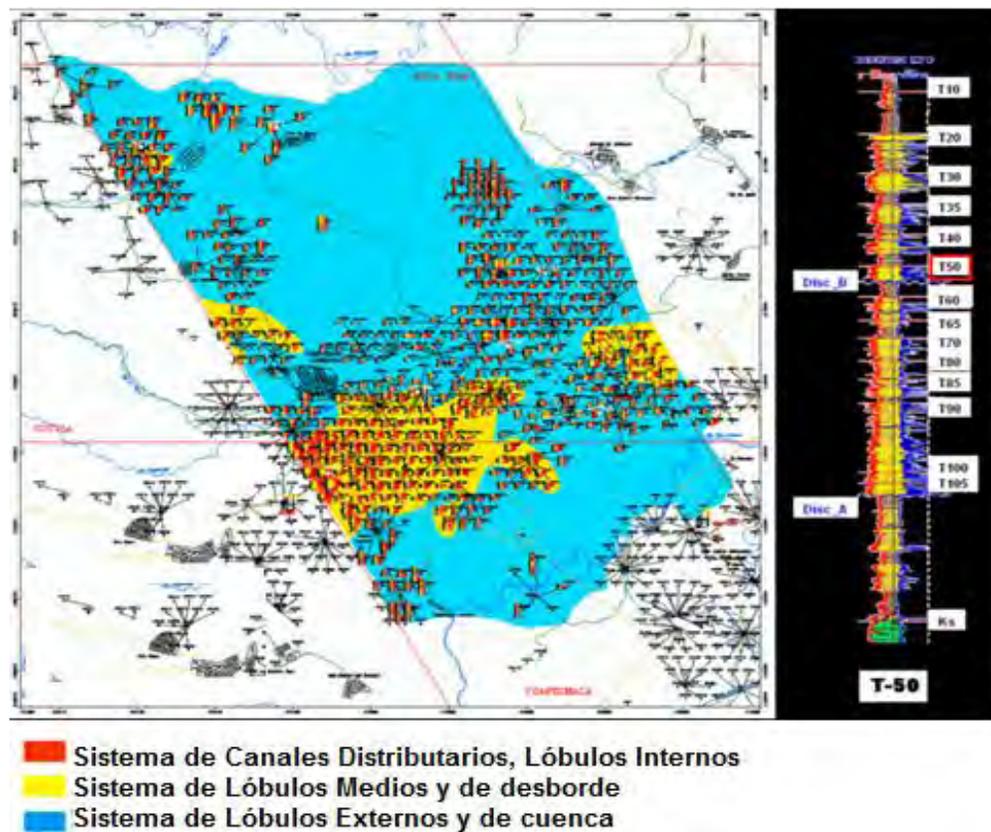


Figura 2.10 Mapa de electrofacies de la arena productora C-50, campos del sector 6 (PEMEX, 2012).

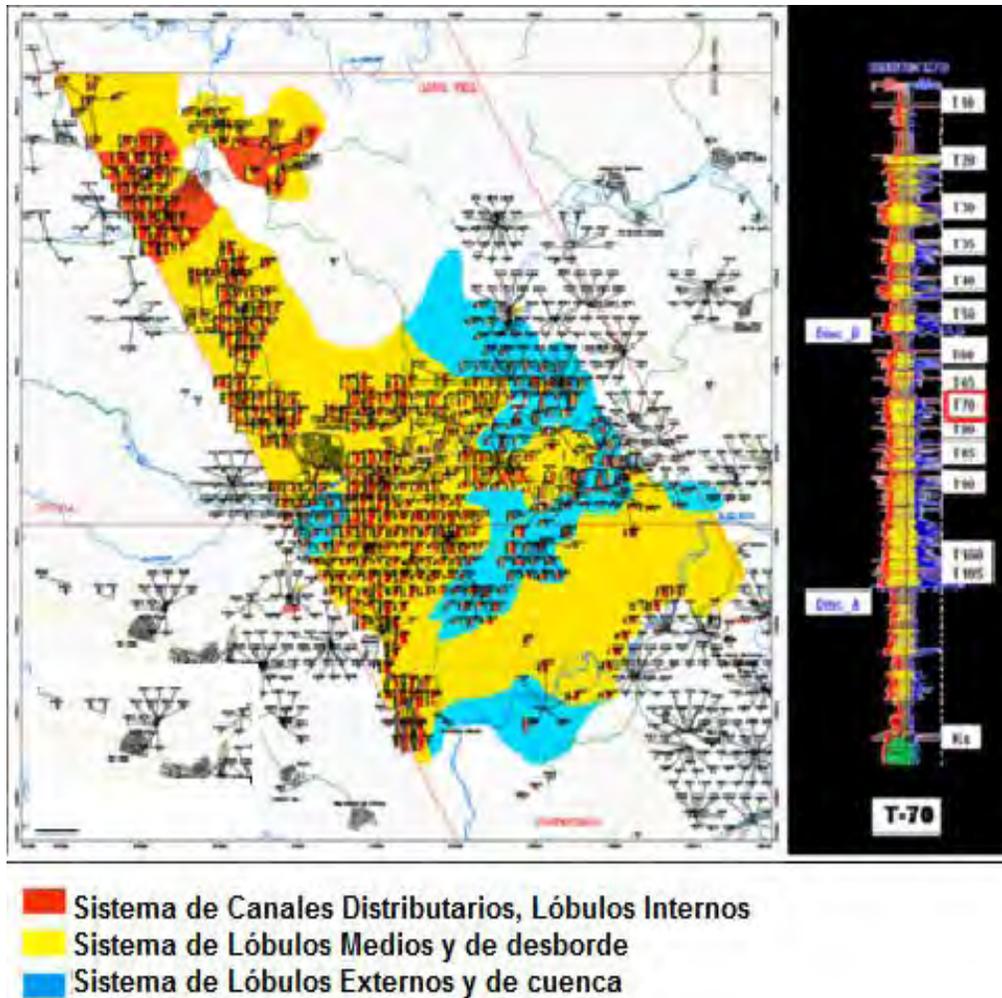


Figura 2.11 Mapa de electrofacies de la arena productora C-105, campo Coapechaca (PEMEX, 2012).

En la Figura 2.12 se puede observar que las secuencias más desarrolladas en las que convergen los cuatro campos del área se tiene un mayor potencial de producción de los pozos que ahí se localizan. El resto de las secuencias presentan variaciones internas manteniendo un espesor homogéneo a lo largo del Sector 6

SECTOR COAPECHACA-AGUA FRIA

Registros Tipos por Campos

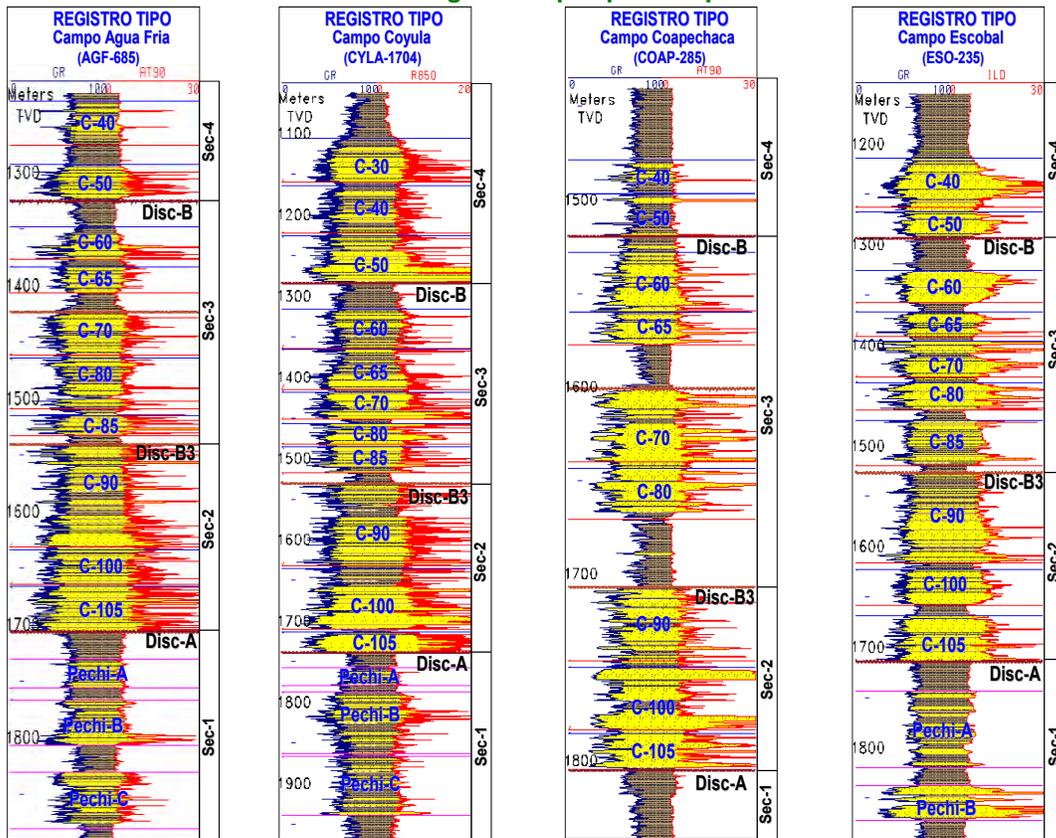


Figura 2.12 Registro Tipo de los campos Agua Fria, Coapechaca, Escobal y Coyula (PEMEX, 2012).

2.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

En el área del Sector 6 se han perforado 992 pozos de desarrollo y exploratorios, y en 50 pozos se han recuperado 171 núcleos convencionales.

Los pozos pertenecientes al Sector 6, se evaluaron utilizando la información de los registros geofísicos convencionales disponibles para cada pozo: Rayos Gamma (GR), Neutrón (NPHI), Resistividad (HRI o AIT), Densidad (RHOB) y Sónico(DT), y en los pozos estratégicos, además de los registros convencionales se adquirieron registros especiales: resonancia magnética, registro de imágenes, registro de echados, sónico dipolar, entre otros.

Para el evaluación petrofísica del Sector 6 se realizó un estudio que consistió en determinar dichas propiedades mediante la interpretación-evaluación de perfiles de registros geofísicos, análisis de núcleos y datos de producción. (Tabla 2.2)

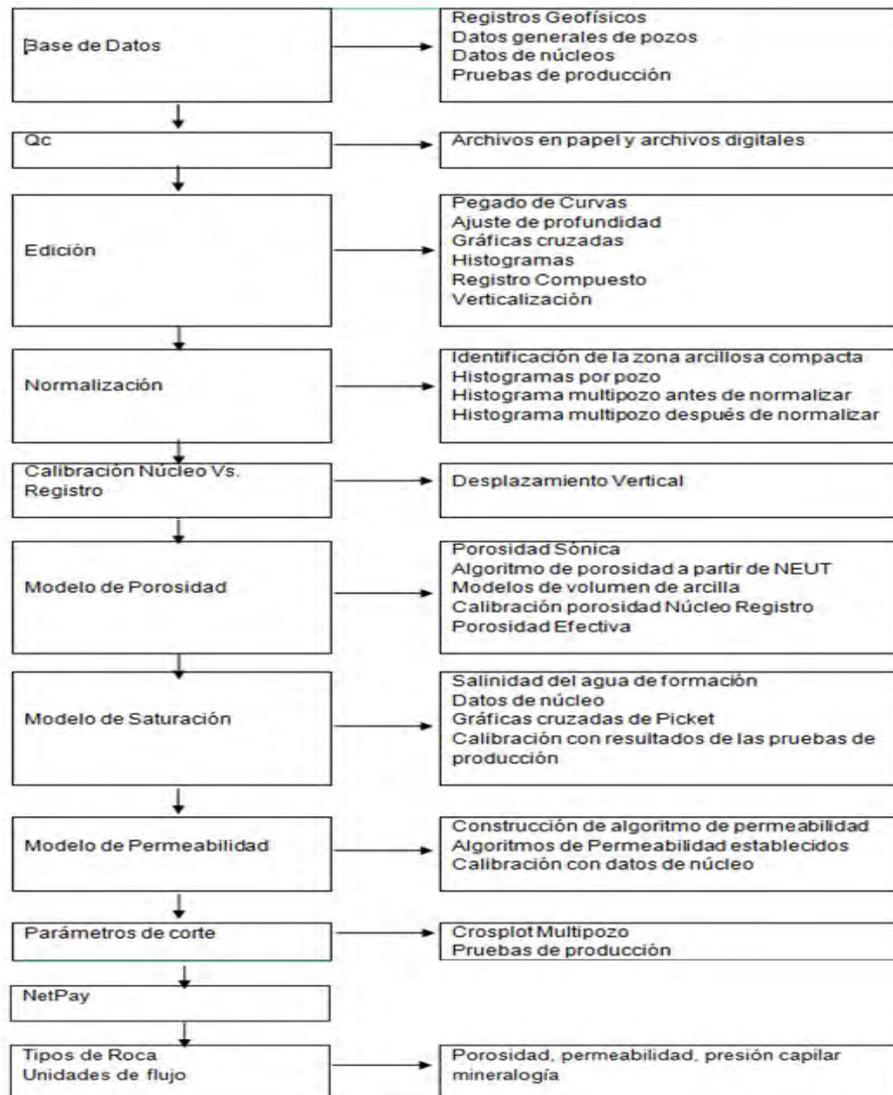


Tabla 2.2 Diagrama de flujo de actividades petrofísicas

2.4.1 Pruebas de Laboratorio

Los núcleos extraídos de las formaciones productoras de hidrocarburos se toman con el propósito de obtener información de las características petrofísicas como porosidad primaria y secundaria, presión capilar, permeabilidad, volumen de arcilla, etc.

El proceso de interpretación-evaluación se inició con la elaboración de una base de datos con la información petrofísica disponible, validada y determinada de la mayoría de los pozos existentes en el Sector 6

Para la correlación final se utilizó como referencia el registro de resistividad y se ajustaron las curvas a la misma profundidad.

2.4.1.1 Volumen de arcilla (VCL)

El Volumen de arcilla se calcula a través de los registros de Rayos Gamma, Potencial Espontáneo y el registro de Resistividad o combinando las curvas de Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico o Sónico-Neutrón

Para el registro de Rayos Gamma se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{(GR - GR_{min})}{(Gr_{max} - GR_{min})}$$

Donde:

GR: Lectura del registro de Rayos Gamma

GR_{min}: Lectura mínima del registro de Rayos Gamma

Gr_{max}: Lectura máxima del registro de Rayos Gamma

V_{sh}: Volumen de arcilla

2.4.1.2 Porosidad Total y Efectiva

La porosidad se define como el volumen total de una muestra que está ocupado por poros o espacios vacíos. Puede ser absoluta o total en la cual se considera el volumen total de poros, estén interconectados o no y la efectiva en la que únicamente se considera el volumen de poros interconectado.

Se puede obtener a partir de:

- Análisis de núcleos
- Registros radioactivos (FDC-CNL) y acústicos (Sónico)
- Gráficas
- Rt Vs. ϕ .
- Rt Vs. ϕV_{sh} .
- $1/Rt$ Vs. ϕV_{sh} .

La porosidad efectiva representa el total de los poros interconectados en la que los fluidos pueden desplazarse, excluyendo los poros no conectados y el espacio ocupado por el agua adsorbida e inmovilizada.

La ecuación utilizada es la siguiente

$$PHIE = PHIT * (1 - VCL)$$

Donde:

PHIE: Porosidad Efectiva

PHIT: Porosidad Total

VCL: Volumen de arcilla

2.4.1.3 Permeabilidad

La permeabilidad indica la facilidad con la que pueden desplazarse los fluidos a través de un medio. Esta se ve afectada por la presión de sobrecarga, el tamaño, acomodo y forma de los granos; su distribución de acuerdo al tamaño, el grado de cementación y consolidación.

La permeabilidad puede ser obtenida a partir de:

- Análisis de núcleos
- Registros
- Pruebas de pozo
- Correlaciones empíricas: Relaciones porosidad-permeabilidad, regresiones lineales múltiples, ecuaciones empíricas

Para este caso los valores de permeabilidad fueron obtenidos a partir de la ecuación de Tixier la cual está en función de la porosidad efectiva y de la saturación de agua. Una vez obtenidos, se compararon contra los valores de permeabilidad obtenidos de los núcleos

$$KTIXIER = cTix * \left(\frac{PHIE^3}{S_w^2}\right)$$

$$cTix = 50$$

2.4.1.4 Saturación de agua

La saturación es la fracción de volumen poroso que ocupa un líquido. La saturación de agua se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación, se expresa como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde

Sf: Saturación del fluido

Vf: Volumen del fluido (aceite, gas o agua) del medio poroso

Vp: Volumen de espacios comunicados del medio poroso

La suma de todas las saturaciones de fluidos de un medio poroso determinado debe ser igual al 100%

En este caso, para obtener la saturación de agua se aplicó el modelo arena-arcilla y la ecuación de Doble Agua.

El modelo de doble agua o Dual Water Model (DWM) se distingue del modelo tradicional ya que considera a las lutitas como una roca porosa conteniendo agua adsorbida o "bound" que no puede ser desplazada, mientras que la parte sólida de la lutita se conoce como lutita seca o "dry-clay". Se compone también de una salinidad específica que puede diferir de las salinidades del agua de formación y del filtrado de lodo. La matriz puede ser arenisca, caliza, dolomía o una mezcla de las tres y se considera la porosidad efectiva con agua, con aceite o gas.

La fracción de la roca ocupada por el agua "bound" representa la porosidad ϕ_{wb} , determinada porosidad de agua bound que puede ser sumada a la porosidad efectiva ϕ_e , para obtener la porosidad total de la formación ϕ_t .

A continuación se muestra la representación de un fragmento de roca:

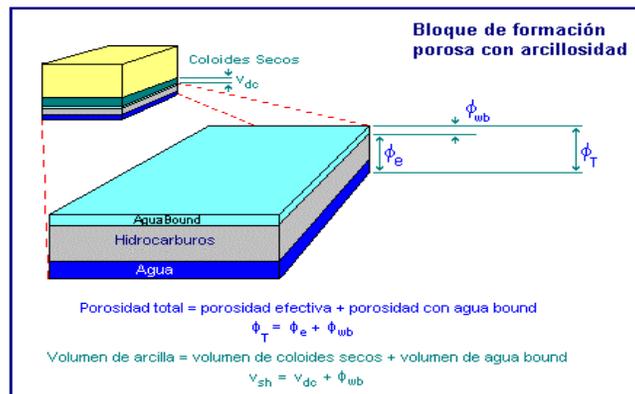


Figura 2.13 Representación hipotética geométrica de un fragmento de roca

2.4.1.5 Salinidad y R_w

La resistividad del agua de formación (R_w), se calculó a partir de la salinidad del agua, la cual varía entre 33,000 y 42,000 ppm de cloruros de sodio, por lo cual en promedio, se ocupó una salinidad de 35,000 ppm para las areniscas y de 55,000 ppm para la brecha

2.4.1.6 Espesor Impregnado

La delimitación de las propiedades petrofísicas correspondientes a las areniscas y las brechas, fueron basadas en las características de volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (S_w), asociadas al comportamiento de las pruebas de producción de cada una de ellas, de tal manera que no se excluyera volumen de roca que pudiera aportar producción.

De acuerdo a estas relaciones, los cortes adecuados para determinación de promedios petrofísicos son:

$$VCL: < 50\%$$

$$PHIE: > 5\%$$

$$Sw: < 65\%$$

La elección de los límites va a depender del volumen total del yacimiento, rango y distribución de los valores de porosidad y permeabilidad.

2.4.1.7 Capacidad de Flujo.

La capacidad de flujo es producto de la permeabilidad de la formación, k , y el espesor de la formación de producción (h) en un pozo de producción y se denomina kh . Se obtiene principalmente de las pruebas de presión ya sea incremento o decremento.

2.4.1.8 Presión Capilar

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a través de la interface curva que separa a dos fluidos inmiscibles en condiciones de equilibrio.

La presión del fluido no mojante es mayor que la presión del fluido mojante y por lo tanto la interface es curva y convexa con respecto al fluido no mojante.

Por consecuencia la presión capilar es la diferencia de presiones entre la fase mojante y la fase no mojante.

Se define como:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Donde:

P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión de la fase no mojante

P_m : Presión de la fase mojante

Se observa que en el Sector 6 las partes con posibilidad de ser explotadas, pueden ser agrupadas por arena, por pozo y por bloques de pozos para realizar el análisis de las curvas de presión capilar, discretizando aquellas curvas en las cuales es necesaria una alta presión para poder sobrepasar la presión de umbral, obteniéndose una curva representativa para cada familia, para convertirlas al sistema gas-agua y a condiciones de yacimiento.

Los puntos importantes a considerar en las curvas de presión capilar:

- Presión de desplazamiento (≤ 100 psi para tener un análisis objetivo)
- Aceite residual
- Zona de transición (distribución del agua congénita arriba del contacto agua aceite)

En la Figura 2.14 se muestra el universo de curvas de presión capilar tomadas para el campo Agua Fría, en el cual se pueden identificar tres grupos que corresponden a los cuerpos productores del campo, teniendo curvas buenas (mostradas dentro del óvalo en color rojo, familia 1), regulares (mostradas dentro del óvalo en color azul claro, familia 2) y no representativas (mostradas dentro del óvalo en color azul oscuro, familia 3). El grupo de familia de curvas 1, es el grupo con mayor valor de información donde se observa buen tamaño de garganta de poro, la cual es homogénea y limpia; también se puede observar cómo se rompe la presión de umbral a poca presión.

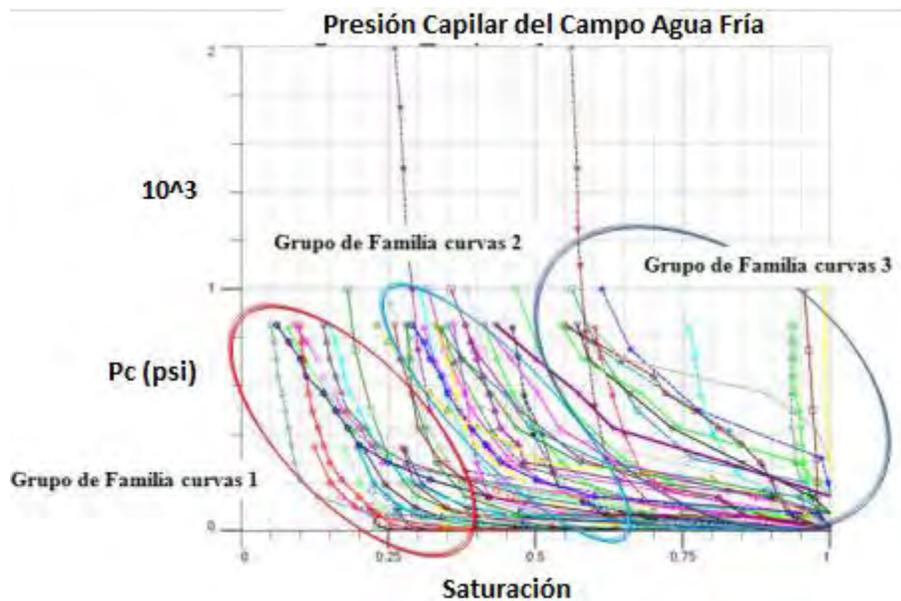


Figura 2.14 Universo de curvas de Presión Capilar del campo Agua Fría (PEMEX, 2012).

2.4.1.9 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total.

De los experimentos de permeabilidades relativas se determina la fase mojante en los cuerpos de interés, y se obtienen los valores correspondientes de la saturación residual del aceite y la saturación crítica del agua para un sistema aceite-agua; en tanto que para el sistema gas-aceite se obtienen los valores correspondientes de saturación residual del gas y la saturación residual del aceite. En las figuras 2.15 y 2.16, se muestran los puntos importantes a observar en las curvas de permeabilidades relativas, los cuales son:

- Saturación residual (fase no mojante).

- Saturación irreductible (fase mojante).
- Saturación crítica de aceite o saturación residual de aceite

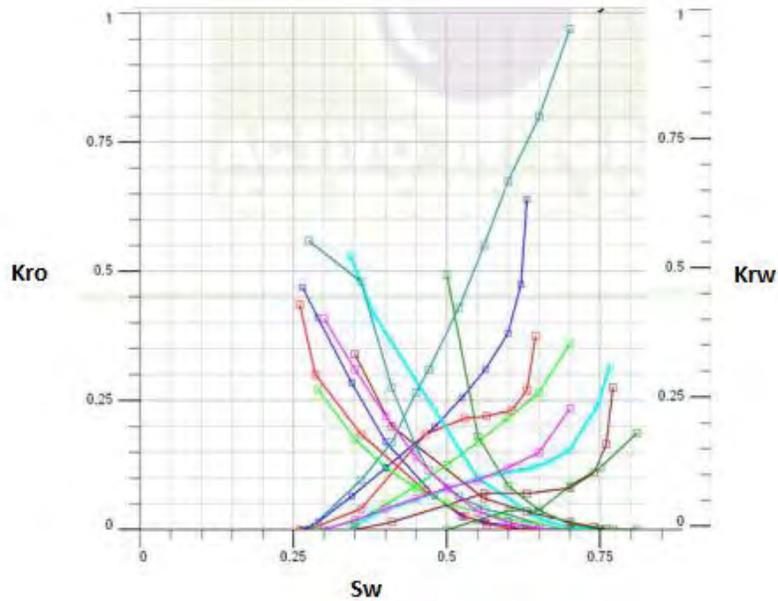


Figura 2.15 Universo de curvas de permeabilidad relativa del campo Agua Fría sistema aceite-agua (PEMEX, 2012).

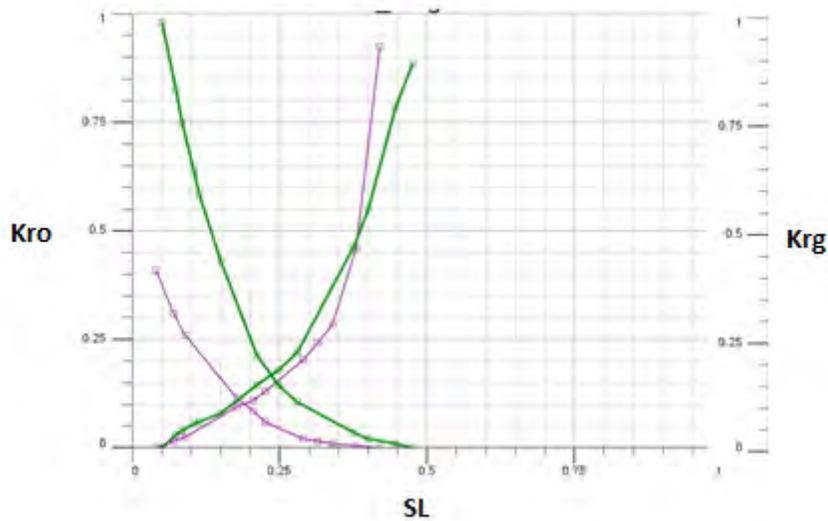


Figura 2.16 Universo de curvas de permeabilidad relativa al campo Agua Fría sistema gas-aceite (PEMEX, 2012).

En las Figuras 2.17 y 2.18 se muestran las características petrofísicas más representativas y se generaliza la condición de la calidad de los yacimientos. Sin embargo existen valores que se salen del rango o que no son realmente

representativos de un área, esto es debido a que los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec son muy heterogéneos con grandes cambios laterales y verticales

En la Figura 2.17 se observan los valores petrofísicos obtenidos de núcleos del pozo Coapechaca-241. En la gráfica superior se observa la nube de valores que indica una porosidad del 5% al 9% y una permeabilidad de 0.01 a 1.0 md. En la gráfica inferior se muestran los valores de la densidad d grano y la porosidad, cuyo rango es de 2.66 gr/cc a 2.69 gr/cc

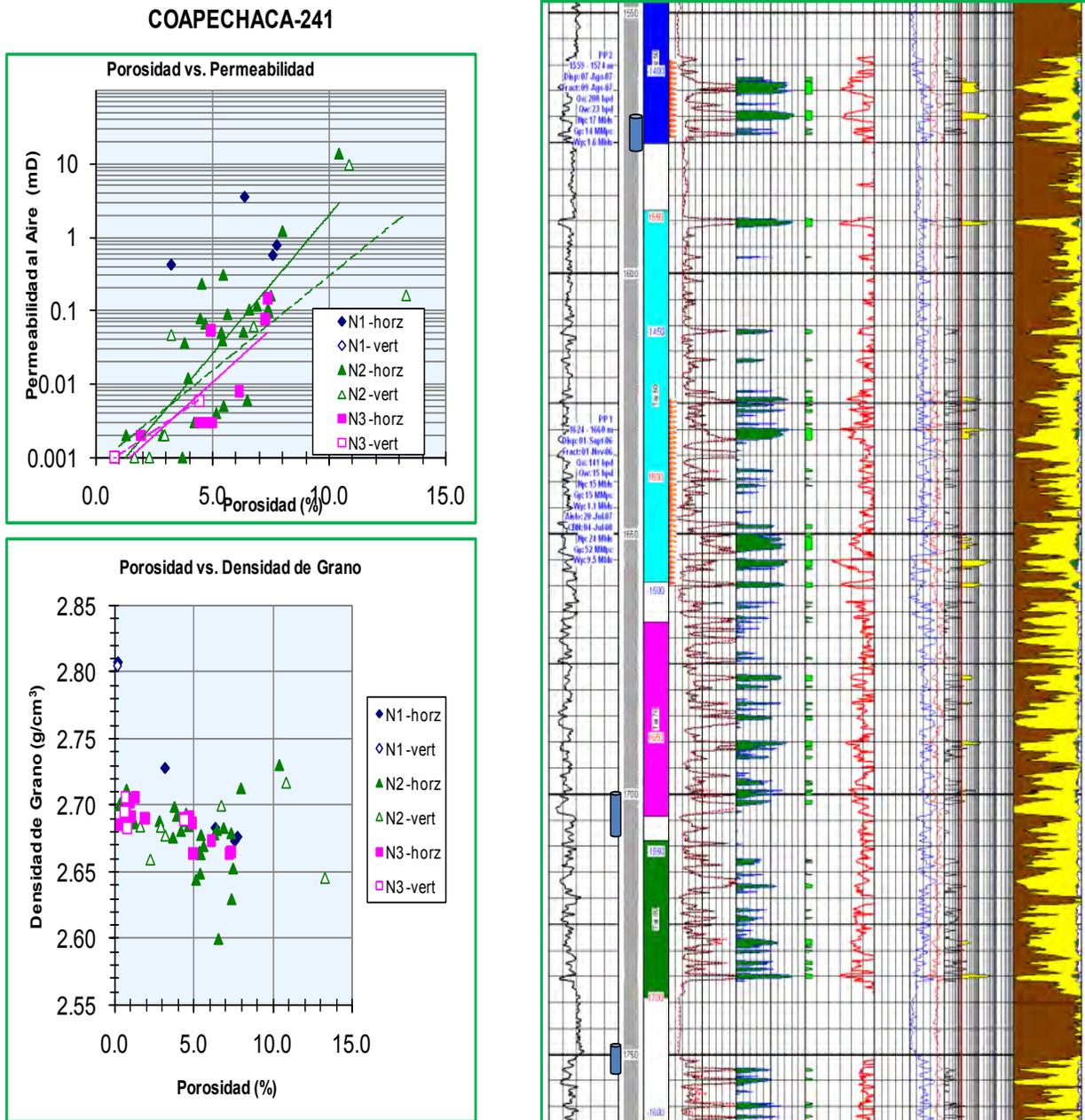


Figura 2.17 Evaluación petrofísica del pozo Coapechaca-241 (PEMEX, 2012).

En la Figura 2.18 se muestran los resultados obtenidos en núcleos del pozo Coyula.

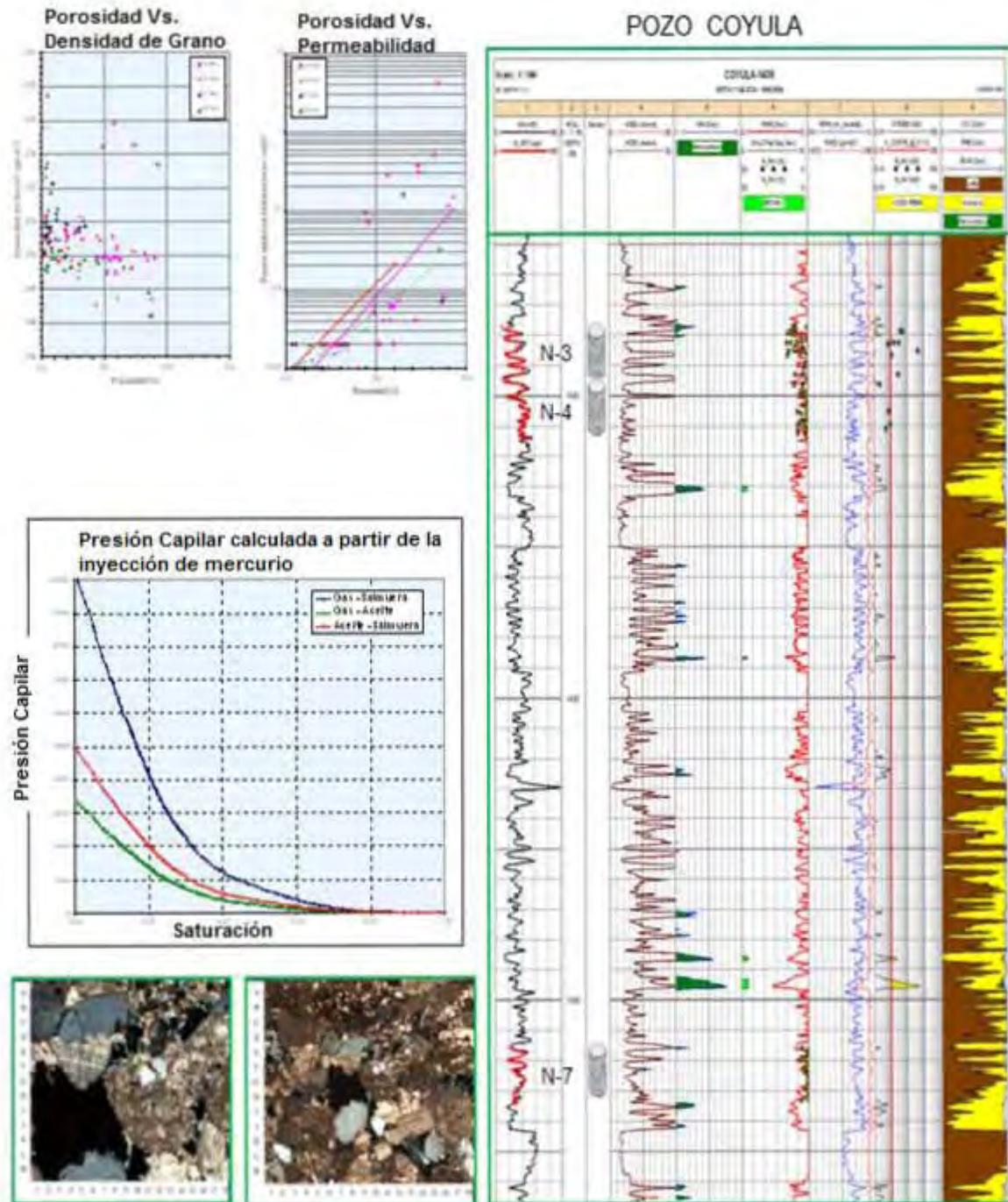


Figura 2.18 Evaluación Petrofísica del pozo Coyula-1036 (PEMEX, 2012).

En la gráfica superior derecha se aprecian valores de porosidad que oscilan entre 5% a 9% y de permeabilidad entre 0.001 md a 1.0 md. En la superior izquierda se muestran los valores de densidad de grano que van de 2.67 gr/cc a 2.7 gr/cc.

Las fotomicrografías petrográficas muestran que la materia está compuesta por litarenita calcárea, y que el esqueleto está conformado por líticos carbonatados, cuarzo monocristalino y policristalino, feldespatos, líticos plutónicos, limolita y fragmentos de pedernal además de fósiles foraminíferos planctónicos y bentónicos, fragmentos de molusco, de equinodermo y de algas.

La arenisca presenta laminaciones de escasa matriz arcillosa, distribuida en horizontes, en los que se vuelve limosa; hacia la cima, la arenisca contiene lentes de limolita calcárea y termina en lodolita calcárea limosa. El cemento es de calcita, escaso, y en algunas partes de la muestra parece haber sido disuelto. La granulometría predominante es de 0.24 mm (arena fina), el diámetro máximo es de 1.35 mm (arena muy gruesa), el diámetro menor es de 0.062 mm (arena muy fina). Los granos son angulosos a subangulosos, aunque algunos son subredondeados, están mal clasificados, presentan contactos puntuales, alargados, cóncavo-convexos. Es frecuente la presencia de microestilolitas entre granos, sobre todo calcáreos. La muestra contiene abundante porosidad intergranular y escasa por disolución de cemento, los poros presentan buena interconexión, por lo que la roca tiene buena calidad de yacimiento.

A continuación se muestra una evaluación petrofísica integrada que incluye los registros de Rayos Gamma, Resistividad, Neutrón, Densidad, imágenes, Resonancia Magnética, imagen T2, echados, VDL de la onda Stoneley, conjunto de fracturas naturales e inducidas y Sónico Dipolar.

Toda esta información facilita la toma de decisiones en la selección de intervalos para prueba de producción, determinar y jerarquizarlos, así como concluir la caracterización del yacimiento (Figura 2.19).

Mapa de porosidad

La banda de colores verde representa valores de porosidades menores al 4%, en amarillo porosidades entre 9 y 10%, en color anaranjado entre 14 y 16% y en rojo porosidades mayores al 20%.

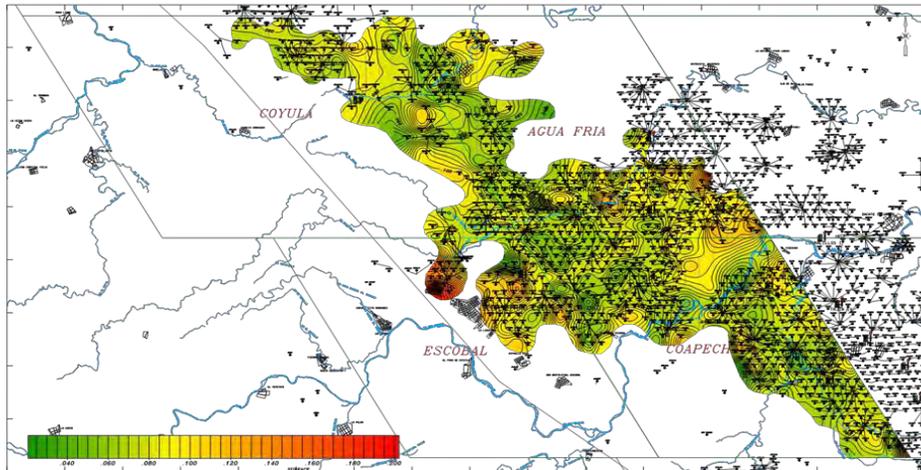


Figura 2.20 Mapa de porosidades del yacimiento C-70 (PEMEX, 2012).

Mapa de permeabilidad

El rango de permeabilidad varía de 0.01 a 11 mD a lo largo del área, teniendo zonas aisladas con valores de permeabilidad que varían entre 5 a 11 mD como se puede observar en las tonalidades de color amarillo a rojo.

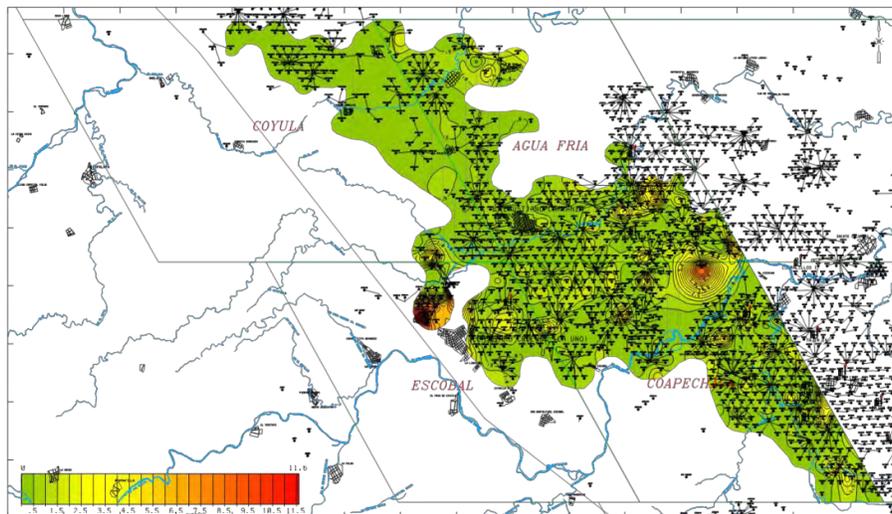


Figura 2.21 Mapa de permeabilidad del yacimiento C-70 (PEMEX, 2012).

Mapa de espesor impregnado (NET PAY)

En color rojo se aprecian zonas con espesores de más de 35 metros de impregnación, en color anaranjado entre 22 y 30 metros de impregnación, en color amarillo entre 10 a 16 metros y el color verde oscuro y claro menor de 8 metros de espesor impregnado.

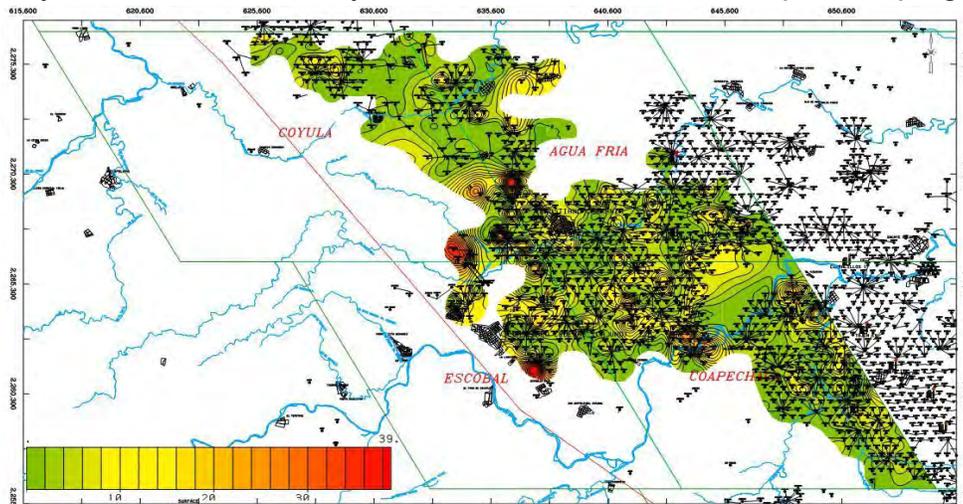


Figura 2.22 Mapa de espesor impregnado (NET PAY) del yacimiento C-70 (PEMEX, 2012).

Mapa de capacidad de flujo $K@H$

Predomina un rango de capacidad de flujo entre 50 y 100 mD-pie.

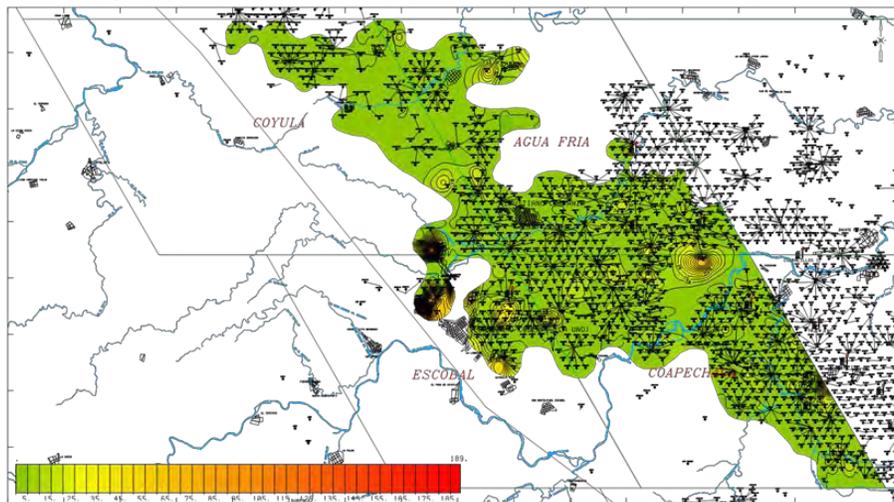


Figura 2.23 Mapa de capacidad de flujo $K@H$ del yacimiento C-70 (PEMEX, 2012).

2.4.3 Rangos de Propiedades Petrofísicas

La Tabla 2.3 muestra un ejemplo de los valores para cada yacimiento en los campos del área. Estos datos sirven para obtener información sobre rangos, promedios, máximos y mínimos de cada parámetro petrofísico.

Rangos de propiedades petrofísicas de las arenas del campo Agua Fría					
Cuerpo	NetPay (m)	Porosidad (%)	Sat. Hidroc. (%)	Permeabilidad (Md)	K ^{*H} (mD*m)
C-10	1-3	7-13	19-50	0.100-7.400	1-11
C-20	1-3	7-12	20-40	0.300-0.900	1-6
C-30	4-32	9-15	20-55	0.200-1.500	2-16
C-40	2-17	8-13	30-50	0.200-0.500	2-5
C-50	2-13	6-12	30-50	0.100-0.500	1-5
C-60	2-17	6-11	30-50	0.100-1.200	1-10
C-70	2-10	6-12	30-50	0.100-0.300	1-7
C-80	1-6	6-11	20-50	0.100-2.300	1-3
C-85	1-8	6-10	30-50	0.100-0.200	1-2
C-90	1-13	6-10	30-50	0.100-0.200	1-2
C-100	1-19	6-11	30-50	0.100-0.200	1-3
C-105	5-11	6-10	30-50	0.100-0.200	1-3
Pechi A	3-16	7-15	20-50	0.100-13.000	1-120
Pechi B	3-20	7-11	30-50	0.100-0.900	1-17

Rangos de propiedades petrofísicas de las arenas del campo Coapechaca					
Cuerpo	NetPay (m)	Porosidad (%)	Sat. Hidroc. (%)	Permeabilidad (Md)	K ^{*H} (mD*m)
C-40	1-11	6-11	30-50	0.100-0.200	1-3
C-50	1-16	8-14	30-50	0.100-1.700	1-13
C-60	3-14	7-14	20-50	0.100-1.800	1-13
C-65	3-10	7-11	30-50	0.100-0.400	1-3
C-70	1-12	6-12	30-50	0.100-1.100	1-11
C-80	1-20	6-11	20-50	0.100-6.100	1-98
C-90	2-14	6-10	30-50	0.100-0.500	1-18
C-100	1-17	6-13	30-50	0.100-1.100	1-18
C-105	5-13	6-10	20-50	0.100-1.300	1-15
Pechi B	1-6	6-11	10-30	0.600-8	1-50

Rangos de propiedades petrofísicas de las arenas del campo Coyula					
Cuerpo	NetPay (m)	Porosidad (%)	Sat. Hidroc. (%)	Permeabilidad (Md)	K ^{*H} (mD*m)
C-20	1-7	8-13	30-50	0.200-0.600	1-3
C-30	3-10	8-12	30-50	0.200-0.500	1-2
C-40	1-3	6-10	30-50	0.100-0.300	1-2
C-50	1-13	5-11	30-50	0.100-0.500	1-2
C-60	1-14	5-11	30-50	0.100-0.300	1-4
C-65	4-17	7-12	30-50	0.100-0.800	1-13
C-70	1-12	6-10	30-50	0.100-0.300	1-8
C-80	1-10	6-12	30-50	0.100-0.200	1-2
C-85	1-17	6-10	30-50	0.100-0.200	1-3
C-90	1-10	5-10	30-50	0.100-0.200	1-2
C-100	1-8	6-9	30-50	0.100-0.800	1-15
C-105	1-40	6-9	30-50	0.100-1	1-6
Pechi A	1-10	6-11	30-50	0.100-1	1-5
Pechi B	3-12	6-11	30-50	0.100-0.400	1-3
Pechi C	5-30	6-10	30-50	0.100-0.500	1-3
Pechi D	5-19	6-10	30-50	0.100-0.700	4-12

Tabla 2.3 Muestra de valores petrofísicos del Sector 6 (PEMEX, 2012).

2.5 MODELO GEOLÓGICO INTEGRAL

Actualmente se cuenta con el modelo estático del campo Agua Fría mientras que el del campo Coapechaca ha sido concluido, en él se considera el modelo estructural, propiedades petrofísicas y tipos de roca (Figura 2.24).

Una vez que se tiene el modelo estructural 3D se procede a la incorporación y subsecuente modelaje de los niveles que presentan mayor heterogeneidad lateral en el área.

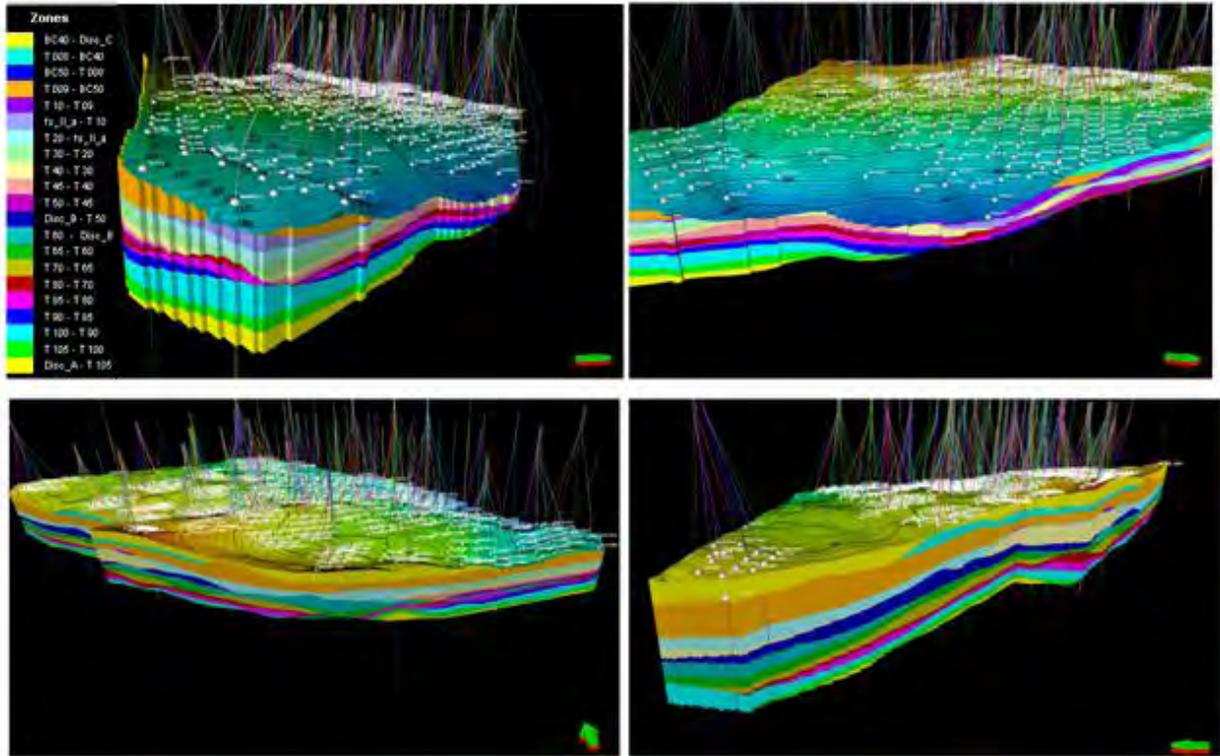


Figura 2.24 Modelo estructural del campo Coapechaca (PEMEX, 2012).

En el modelo integrado se considera el marco estructural y posteriormente se lleva a cabo la distribución de las propiedades petrofísicas empleando la metodología de tipos de roca, tomando en cuenta los aspectos geológicos para la definición de dirección y orientación de los datos.

2.5.1 Escalamiento a la Malla, Construcción del Modelo Geocelular 3D

Posterior a los datos petrofísicos de entrada, se procede al escalamiento de los mismos a la malla del modelo geocelular, la cual se encuentra definida de acuerdo a los parámetros estructurales de horizontes/zonas estratigráficas así como por las dimensiones de las celdas (100 m*100 m*1 m).

Los escalamientos pueden realizarse sobre las propiedades de tipos de roca, porosidad y saturación de agua, entre otros.

En la siguiente Figura 2.25, el color naranja representa una roca tipo 4 que corresponde a las arenas de mejor producción. El color café representa cuerpos litológicos compactos.

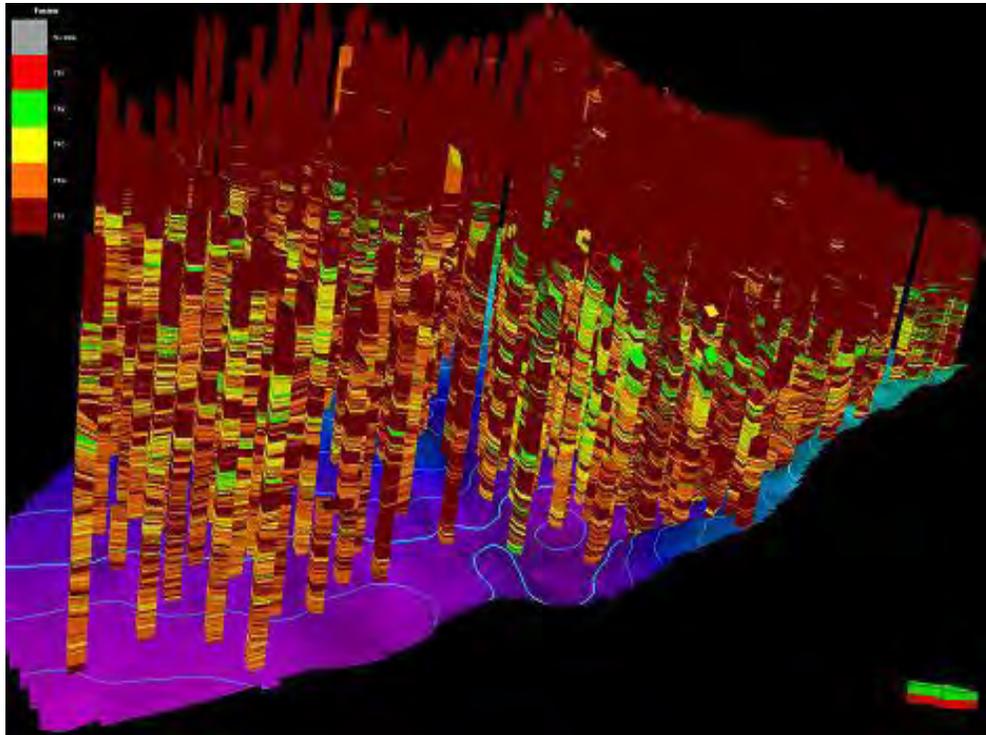


Figura 2.25 Escalamiento de la malla del modelo geocelular de los tipos de roca (PEMEX, 2012).

En base a esto se puede definir que la calidad de roca del Sector 6 es de moderada a buena, ya que las areniscas han sido contaminadas con material pelítico y micrítico de origen arrecifal proveniente de la Faja de Oro ubicada al Este de la zona, lo que tiene una gran influencia en la baja porosidad y permeabilidad, aunado al proceso diagenético al que fue sometida.

2.6 MODELO DE YACIMIENTOS

Dentro del proceso de evaluación de yacimientos, es de suma importancia determinar las características dinámicas del sistema en base al análisis e interpretación de pruebas de presión y producción. Esto con el objetivo de caracterizarlos como apoyo a la simulación numérica y así lograr la efectiva administración y desarrollo de los mismos.

2.6.1 Análisis de Pruebas de Producción y Presión

Las pruebas de presión constituyen una herramienta clave para la obtención de los parámetros característicos de los yacimientos de hidrocarburos.

Para inferir las propiedades de una formación productora se analizan las respuestas de los yacimientos a los cambios de producción que son monitoreados durante una prueba de presión, en la que las variables medidas son presión y tiempo. Entre la información que se puede obtener se encuentra el daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, fracturas, etc.

De igual manera las pruebas de producción ayudan a optimizar el desarrollo del yacimiento, diagnosticar problemas de producción, evaluar la efectividad de tratamiento de estimulación así como la validación de medidores de exportación

En los campos Agua Fría y Coapechaca se han realizado 50 pruebas de presión y registros MDT en los que se midió una presión inicial de 204 kg/cm² (2900 psia) a nivel de referencia de 1500 mvbnm (Figura 2.26).

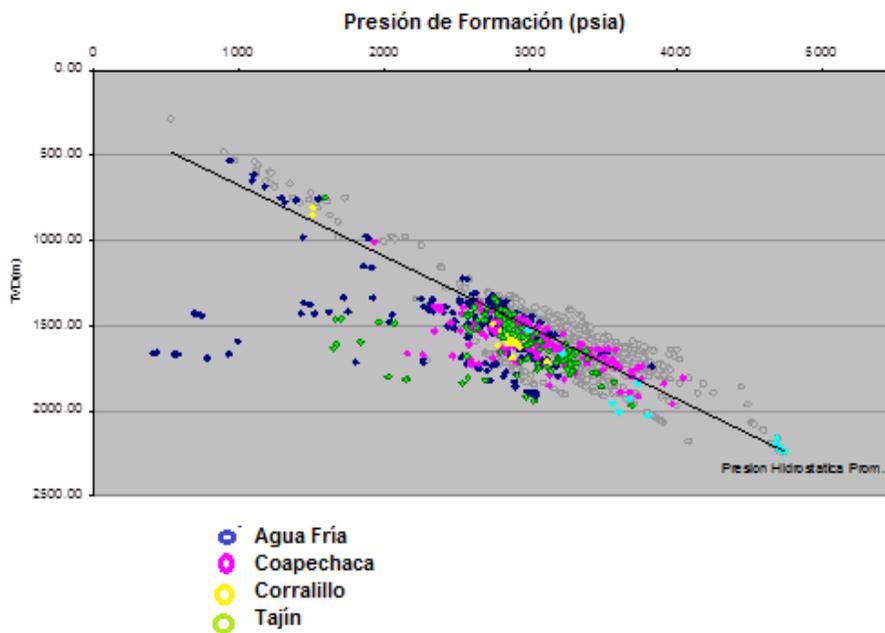


Figura 2.26 Comportamiento de Presión (MDT) Vs. Profundidad (PEMEX, 2012).

De los registros de presión de fondo cerrado en los que se grafica la presión promedio del año por campo, se observa que la presión de fondo en ciertos años ha caído fuertemente y que los incrementos corresponden al desarrollo de nuevas áreas (Figura 2.27).

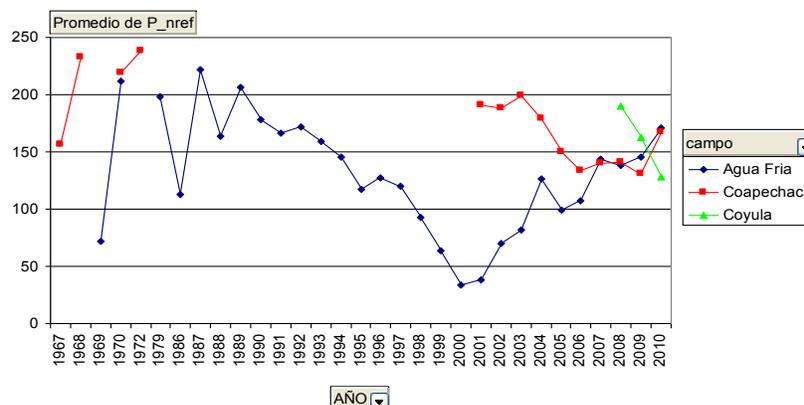


Figura 2.27 Comportamiento de Presión (RPFC) Vs. Tiempo (PEMEX, 2012).

2.6.2 Técnica para obtener perfiles de producción

Las metodologías para determinar los perfiles de producción se basan en el grado de desarrollo del campo y en el conocimiento estático y dinámico del yacimiento así como de la información disponible acerca del comportamiento actual de la producción en los pozos

Las metodologías consisten en:

- Correlacionar información en base al comportamiento de pozos vecinos y por antecedentes en la misma formación
- Realizar análisis de pronósticos de flujo multifásico en base a información como análisis PVT, RPF, RPF, RPF y tipos de fracturas.

2.6.2.1 Por antecedentes de producción en la misma formación

1. Se realiza la evaluación de la formación a explotar en base al tipo de roca, parámetros petrofísicos y el mapa de ubicación de la localización próxima a perforar respetando el área de drene de los pozos vecinos existentes (Figura 2.28).



Figura 2.28 Ubicación de Pozos en Coapechaca (PEMEX, 2010).

2. Se analiza el comportamiento de la producción de pozos vecinos que han sido terminados en la misma formación (Figura 2.29).

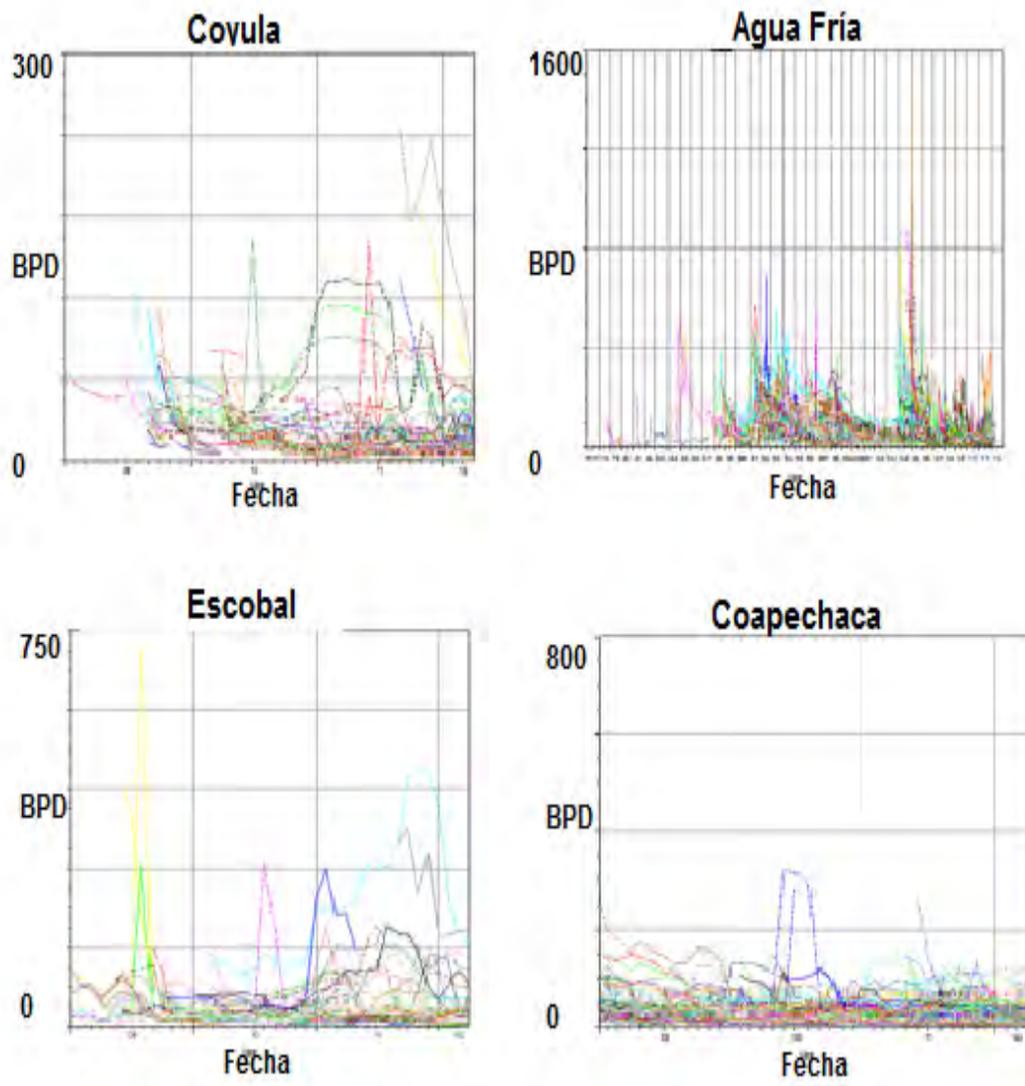


Figura 2.29 Comportamiento de la producción del Sector 6 (PEMEX, 2012).

- Por último, se considera el porcentaje de declinación de la producción de pozos cercanos (Figura 2.30)

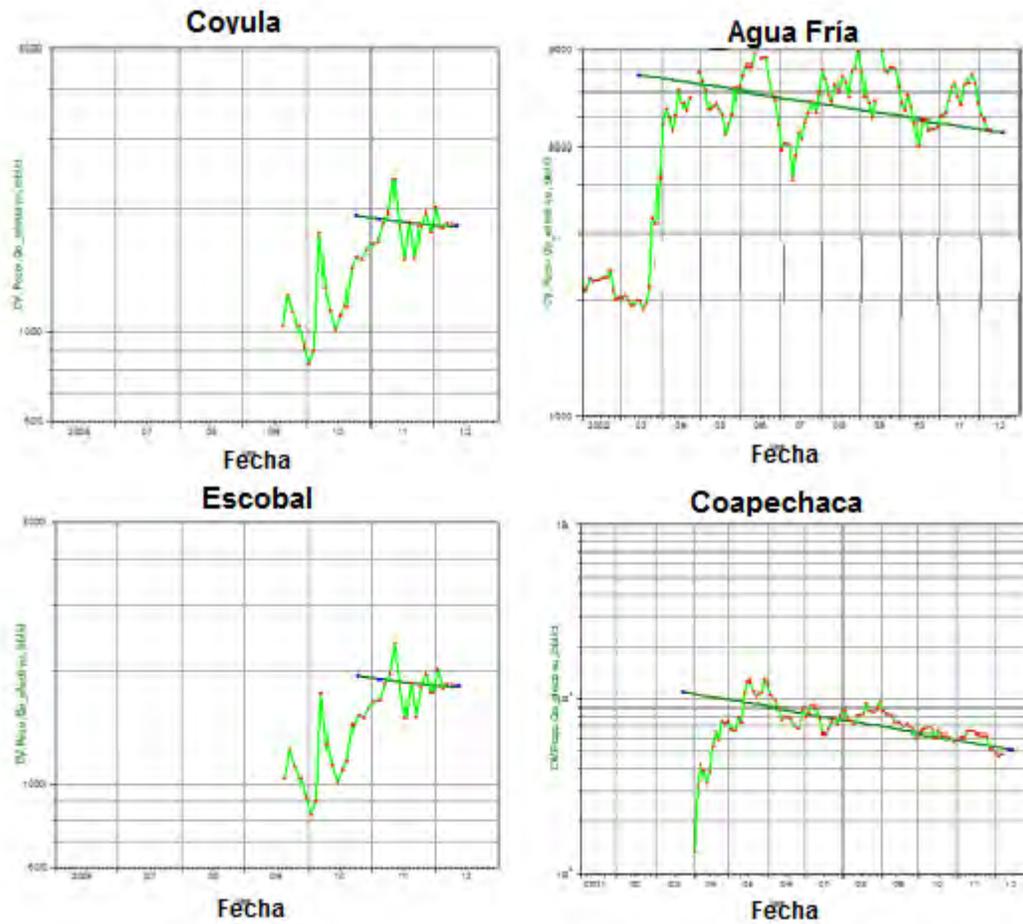


Figura 2.30 Análisis de declinación de los campos del Sector 6 (PEMEX, 2012).

2.6.2.2 Pronóstico de producción de flujo multifásico

- Se construye el modelo de pozo en base a la información de su trayectoria, análisis PVT, características petrofísicas, presión de formación, daño, registros de presión y diseño de fractura
- Se realizan modelos para determinar IPR máximos (Figura 2.31).

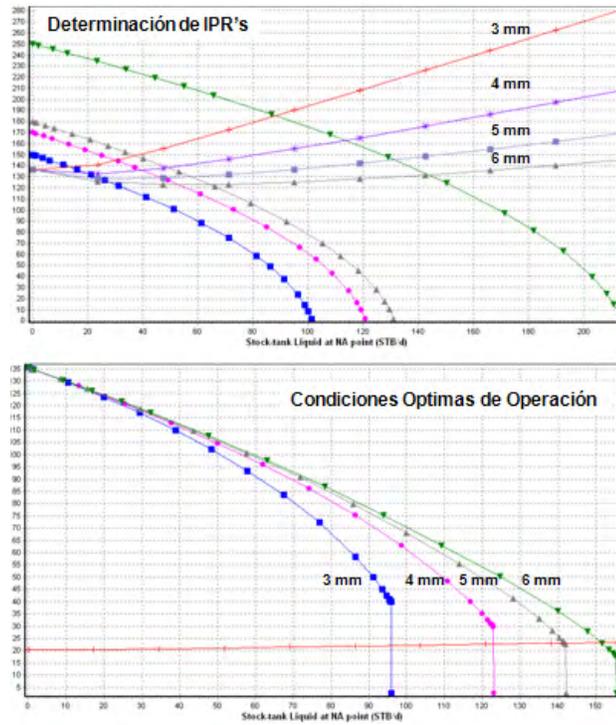


Figura 2.31 Análisis de IPR

3. Se determina el diámetro del estrangulador y los gastos óptimos mediante un análisis nodal (Figura 2.32).



Figura 2.32 Análisis Nodal

2.6.3 Análisis PVT de los fluidos

Las propiedades de los fluidos caracterizan y determinan el comportamiento de los mismos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, pueden determinarse por medio de:

- Correlaciones empíricas
- Análisis composicional de los fluidos y ecuaciones de estado
- Análisis PVT de laboratorio

Las propiedades medidas son: composición, densidad, viscosidad, compresibilidad, presión de saturación, solubilidad y factor de volumen, entre otros.

En el Sector 6 se llevó a cabo la caracterización de los aceites en el yacimiento realizando análisis a las muestras obtenidas en el fondo así como a las de superficie. Cabe recalcar la importancia de la información relacionada a la gravedad API y viscosidades del aceite, las cuales son distintas en temperatura y presión respecto a las muestras de fondo y superficie (Tabla 2.4).

Cuerpos	Gravedad API		
	Mínima	Promedio	Máxima
Superiores (10-70)	17	21	25
Inferiores (80-105)	18	22	27

Tabla 2.4 Grados API por paquetes de arenas del Sector 6 (PEMEX, 2012).

Los análisis PVT representativos para este sector se encuentran en los pozos Esfena-1 con una presión de burbuja de 156 kg/cm² y Coapechaca-535 y Coapechaca-571, los cuales presentan una presión de burbuja estimada de 191.27 kg/cm²

Para los PVT que cuentan con análisis composicional se elaboró una envolvente de fases con sus líneas de calidad en la que se comprueba que la presión de burbuja medida se encuentra sobre la línea de la envolvente (Figura 2.33).

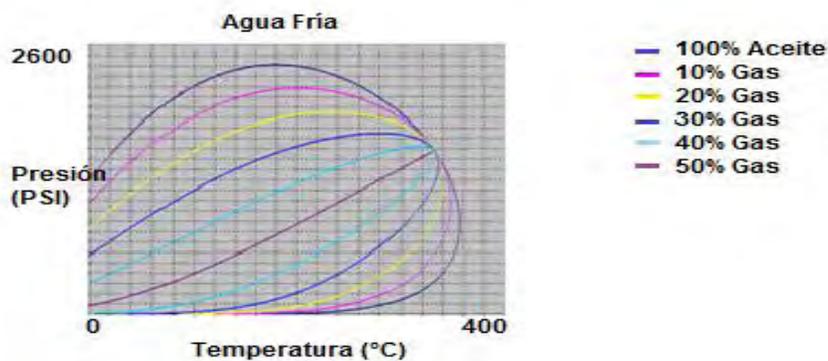


Figura 2.33 Envolvente de fases del pozo Agua Fría X (PEMEX, 2012).

A continuación se presentan análisis PVT realizados a lo largo de la historia del sector 6 (Tabla 2.5)

Pozo	Fecha de Análisis	Presión del Yacimiento (Py), kg/cm ²	Temperatura del Yacimiento (Ty), °C	Presión Saturación (Ps), kg/cm ² @ Ty	Factor de Volumen del Aceite (Bob), m ³ /m ³ @ Ps, Ty	Relación Gas Disuelto - Aceite (Rs), m ³ /m ³ @ Ps, Ty	Viscosidad del Aceite, cp @ Ps, Ty	Densidad °API	Viscosidad del Aceite, cp @ Pa, Ta
Coapechaca	nov-07	163.5	74.7	115.0	1.2060	68.1	0.7570	37	1.6589
Coapechaca	jun-04	223.0	81.0	210.2	1.3230	97.8	2.65	27	-
Agua Fría	nov-04	150.9	88.0	150.4	1.2520	72.9	3.33	23	
Coapechaca	sep-05	169.3	78.0	156.1	1.2446	78.2	2.50	25	
Agua Fría	may-91	162.0	68.0	163.0		84.0		21	
Agua Fría	oct-88	150.0	70.0	120.0	1.1095	36.6	-	19	
Agua Fría	dic-88	178.3	70.0	162.0	1.1621	53.1	-	18	99.4
Agua Fría	nov-92	165.2	69.0	130.0	1.2808	55.5	-	22	-
Agua Fría	feb-93	141.1	75.0	130.0	1.3080	62.5	-	28	-
Coyula	ago-11	227.8	74.0	114.4	1.2072	49.5	1.94	31	3.1

Tabla 2.5 Muestras PVT del Sector 6 (PEMEX, 2012).

2.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE YACIMIENTO POR CAMPO

El mecanismo de empuje es debido a la expansión del gas disuelto en el aceite con una influencia menor debido a la expansión del sistema roca-fluidos. Hasta el momento no se tiene identificado algún acuífero asociado o expansión debida al casquete de gas en estos yacimientos.

Debido a las bajas propiedades petrofísicas la mayoría de los pozos no producen al disparo por lo que es necesario realizar fracturamiento hidráulico como parte del programa de terminación o reparación mayor.

En la Tabla 2.6 se muestran las características generales de cada campo del Sector 6

	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal
Porosidad (%)	7-12	6-10	7-10	7-13
Permeabilidad (md)	0.1-2.3	0.1-0.9	0.1-0.8	0.25-3.2
Presión Inicial (kg/cm ²)	180-200	170-200	157.8	91-134
Presión de Burbuja (kg/cm ²)	120-160	130-160	149	80-124
Temperatura de Yacimiento (°C)	70-90	70-90	68	46-68
RGA (m ³ /m ³)	80-100	80-100	63	35.5
Densidad (°API)	13-35	11-37	29	24.68-25.49
Viscosidad del Aceite @ C. Y. (cp)	3-9	1-8	87	3.99-4.10
Tipo de empuje	Expansión de gas en solución.			

Tabla 2.6 Características generales de yacimiento por campo (PEMEX, 2012).

2.7 RESERVAS DEL SECTOR 6.

Se calcularon los volúmenes originales de aceite y las reservas 1P, 2P y 3P para el Sector 6.

Los volúmenes originales al 1 de enero de 2012 se muestran en la Tabla 2.7.

Campo	VOA 1P	VOGN 1P	VOA 2P	VOGN 2P	VOA 3P	VOGN 3P	Fr 1P	Fr 2P	Fr 3P
	(mmb)	(mmpc)	(mmb)	(mmpc)	(mmb)	(mmpc)	% aceite	% aceite	% aceite
Agua Fría	973.4	486.7	1,491.0	745.5	1,538.8	769.4	9	10	17
Coapechaca	556.0	278.0	916.3	458.1	989.9	494.9	12	14	26
Coyula	379.2	170.7	740.0	333.0	852.0	383.4	9	12	23
Escobal	519.0	155.7	1,084.5	325.3	1,333.5	400.0	4	5	9
Total	2,427.7	1,091.1	4,231.8	1,862.0	4,714.1	2,047.8	9	10	19

Tabla 2.7 Volúmenes originales y factores de recuperación al 1 de enero de 2012

Así mismo se certificaron las reservas, este trabajo fue derivado de la actividad de perforación de pozos, interpretación sísmica 3D, información de yacimientos así como la actualización de las premisas económicas, proceso que se ha llevado a cabo desde 1999. Las reservas 1P, 2P y 3P para el Sector 6 se muestran en la Tabla 2.8.

Campo	Aceite 1P mmb	Gas 1P mmmpc	PCE 1P mmb	Aceite 2P mmb	Gas 2P mmmpc	PCE 2P mmb	Aceite 3P mmb	Gas 3P mmmpc	PCE 3P mmb	Acum. Dic 2009 mmb	Acum. Dic 2010 mmmpc
Agua Fría	45.5	74.0	55.8	106.0	254.3	141.6	216.9	531.5	291.2	39.9	81.4
Coapechaca	44.6	73.0	54.2	112.2	273.4	148.2	236.1	583.2	312.8	20.0	29.2
Coyula	31.1	50.8	43.3	89.5	226.0	144.1	190.5	478.5	306.0	1.6	1.7
Escobal	16.2	24.5	19.1	52.7	133.9	68.6	120.9	304.4	157.1	3.6	7.1
Total	137.3	222.4	172.4	360.5	887.6	502.5	764.4	1,897.7	1,067.1	65.1	119.4

Tabla 2.8 Reservas al 1 de enero de 2012

Capítulo 3

Alternativas de Explotación

Para el desarrollo del proyecto se analizó y evaluó un escenario en el cual se consideró la perforación y terminación de pozos con Terminación Multifractura, siendo este tipo de terminación la mejor opción para el desarrollo del proyecto, así mismo, se planteó la implementación de un sistema de mantenimiento de presión.

Con base en los resultados de las simulaciones realizadas para el desarrollo de los campos del Sector 6 y con el objetivo de maximizar el volumen de aceite a recuperar, se propone un escenario en el que se contempla que:

- El desarrollo de los campos se hará mediante la terminación de 2898 pozos y 4265 reparaciones mayores.
- Los pozos estarán operando con un Sistema Artificial de Producción durante toda su vida productiva (Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático, Bombeo Hidráulico, etc.).
- La productividad del Sector se incrementará de forma gradual lo que se traducirá en una reducción progresiva de los costos

3.1 METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA IDENTIFICACIÓN.

Los aspectos de decisión para la selección del escenario de desarrollo para el Sector 6 consideraron:

- Situación actual de desarrollo del Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo
- Aprovechamiento de las instalaciones de producción existentes.
- Reserva de hidrocarburos.
- Conocimiento del subsuelo e información disponible.
- Valor Presente Neto.
- Tecnologías disponibles.

3.1.1 Opciones Técnicas y Estrategias de Ejecución

Las opciones técnicas se orientan a desarrollar los yacimientos ubicados en el Paleocanal de Chicontepec, mismos que representan un reto debido a que son altamente estratificados, de estructura lenticular, distribución irregular y baja permeabilidad, actualmente los pozos convencionales terminados presentan una pronunciada declinación de producción y a su vez muestran niveles bajos de recuperación de hidrocarburos, ocasionado por el rápido depresionamiento del yacimiento hasta la presión de saturación.

Las mejoras en la producción se darán en dos rubros que son:

- El manejo eficiente de la producción base, a través de la operación de los pozos actuales y la reincorporación de pozos cerrados.
- La adición de producción incremental originada por extensión y desarrollo de nuevas áreas con la perforación de pozos de desarrollo.

Para cumplir estos objetivos las acciones estratégicas que se llevarán a cabo se agruparon en tres bloques:

3.1.2 Procesos Clave

- Se pretende mejorar el entendimiento del yacimiento y aumentar certidumbre de las reservas.
- Mantener e incrementar la producción base.
- Sectorizar el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo para operarlo de una manera eficiente.
- E implementar las mejores prácticas por campos similares en el mundo.

3.1.3 Tecnología y Desarrollo

Las principales actividades en este rubro consisten en:

- Consolidar las actividades e implementación de los Laboratorios de Campo.
- Replicar el concepto de Laboratorios de Campo en otras áreas.
- Llevar a cabo una búsqueda intensiva y extensiva del desarrollo tecnológico en materia de terminaciones y operación de pozos.

3.1.4 Soporte

Para conseguir el correcto desarrollo de las actividades anteriores es necesario negociar precios de perforación y terminación que permitan utilizar las inversiones de una manera eficiente mediante la implementación de contratos incentivados. Todo esto permitirá fortalecer, adecuar y formalizar la organización de la unidad que opera el Proyecto.

Las iniciativas tecnológicas que se consideran en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo son:

- Modelo Estático
- Análisis XRD Cualitativo
- Análogos de Geología Superficial
- Bioestratigrafía de Alta Resolución
- Modelo Dinámico
- Inyección de Agua
- Inyección de CO₂
- Tratamientos con Microorganismos
- Perforación no Convencional
- Fracturamiento con N₂
- Fracturamiento con CO₂
- Fracturamiento Ácido
- Fracturamiento con Aceite Gelificado
- Fracturamiento de Intervalos Múltiples
- Control de Calidad de Fracturas
- Bombeo Mecánico (TF, análisis UBM)
- Bombeo Multifásico

Adicionalmente se ejecuta la iniciativa de los Laboratorios de Campo, con el objeto de identificar tecnologías, procesos y métodos económicamente viables en corto plazo que puedan ser aplicables al desarrollo masivo del Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo, es por ello que en el Sector 6 se localiza el Laboratorio Agua Fría.

3.1.5 Mapa Tecnológico y Laboratorios de Campo

El Mapa Tecnológico es una estrategia ideada e implementada en Septiembre de 2009 por la dirección general de Pemex Exploración y Producción, la cual tiene como objetivo principal acelerar la incorporación de tecnologías para mejorar la efectividad de soluciones tecnológicas a los problemas técnicos que enfrenta el PIATG.

Permite también evaluar la factibilidad económica de la implementación de iniciativas tecnológicas mediante una evaluación rigurosa con criterios claros. Con esto, se consigue proponer la masificación de iniciativas tecnológicas cuya factibilidad técnica y económica esté debidamente sustentada.

El Mapa Tecnológico consta de 3 elementos:

- Una estructura organizacional conformada por recursos humanos especializados con funciones claramente definidas que proporciona experiencia técnica y facilita la coordinación e intercambio de información y conocimiento entre las diferentes áreas del PIATG y las Subdirecciones técnicas de explotación y exploración. Dicha estructura de la organización permite la toma de decisiones oportuna sobre las tecnologías que deberán ser probadas o masificadas.
- Un proceso que permite cumplir con los objetivos del Mapa Tecnológico y mejorar la efectividad y eficiencia de la aplicación de soluciones tecnológicas a los retos de productividad del PIATG.
- Un mecanismo de seguimiento que permite evaluar y comunicar el avance de las iniciativas en el proceso del Mapa Tecnológico y tomar decisiones ejecutivas de manera ordenada.

Así mismo cuenta con un proceso para la identificación y evaluación de tecnologías para su masificación siguiendo la siguiente secuencia:

- Diagnóstico. Se identifican las causas raíz de los problemas de productividad, para poder categorizar y jerarquizar los principales problemas estos.
- Identificación de tecnologías relevantes. Se identifican posibles soluciones tecnológicas relevantes mediante fuentes externas, Laboratorios de Campo, compañías de servicios, campos análogos, referencias bibliográficas, centros de investigación, así como fuentes internas de PEP, y se procede a realizar una preselección para ser propuestas a los Apoyos Tecnológicos de exploración y explotación. Como entregable se genera un reporte de tecnologías potenciales identificadas.
- Selección de tecnologías a evaluar. Se seleccionan las tecnologías propuestas para ser evaluadas con mayor detalle. La selección se realiza con base en el impacto y la probabilidad de éxito esperado.
- Evaluación de tecnologías. En este punto los Equipos Dedicados elaboran un caso de estudio que valida la viabilidad técnica y económica de la masificación de las soluciones tecnológicas. Una vez aprobadas las pruebas, el PIATG las llevará a cabo y reportará los resultados a los Equipos Dedicados, quienes les darán seguimiento durante su desarrollo. Finalmente una vez ejecutadas y evaluadas las iniciativas tecnológicas, los Equipos Dedicados elaborarán el caso de negocio y el plan de masificación, los cuales serán presentados ante el comité directivo para su aprobación.

- Aprobación de tecnologías. El objetivo es que el comité directivo apruebe o rechace la masificación de las soluciones tecnológicas con base en el caso de negocios presentado por los Equipos Dedicados. En caso de que sean aprobadas, los equipos dedicados harán entrega al AIATG del plan de masificación propuesto.
- Implementación. En este punto se ha asegurado un correcto proceso de masificación. Para lograr tal objetivo, el AIATG detallará las especificaciones para masificación, monitoreará y retroalimentará resultados a los integrantes del mapa.

Para facilitar el manejo de los problemas relevantes identificados en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se utiliza el esquema de familias basado en el Proceso Integral de Exploración y Explotación, las cuales se encuentran conformadas de la siguiente manera (Figura 3.1):



Figura 3.1 Familias del Mapa Tecnológico

En la primera etapa de implementación del mapa tecnológico, en el AIATG se identificaron 26 iniciativas tecnológicas agrupadas en las 5 Familias. Para cada iniciativa se cuenta con:

- Un entendimiento de la problemática que la iniciativa pretendía resolver,
- Una hipótesis del impacto esperado
- Y un plan de trabajo donde se definen las actividades e hitos principales, entregables, e individuos responsables de cada actividad (Figura 3.2).

		Por iniciar prueba masiva	En programa	Con retraso	Transferida	En proceso de Transferencia			
Familia	Retos técnicos	Iniciativas específicas				Sector			
Geociencias Yacimientos	<ul style="list-style-type: none"> Identificar localizaciones a perforar con mayor probabilidad de éxito Incrementar reservas Mejorar predicción del comportamiento productivo bajo distintos escenarios Desarrollar u optimizar los modelos estáticos y dinámicos Perforar intervalos con mayor índice de éxito Incrementar los Factores de Recuperación Optimizar consumo de energía en el yacimiento Incrementar productividad de pozos Reducir alta declinación de la producción 	G1	●	Modelo estático	6,7,8				
		G2	●	Análisis XRD cualitativo	4,8				
		G3	●	Análogos de geología superficial	6,7				
		G4	●	Bioestratigrafía de alta resolución	8				
		G5	●	Modelo dinámico	6,7				
		G6	●	Inyección de agua	6,7				
		G7	●	Inyección de CO ₂	2				
Perforación	<ul style="list-style-type: none"> Perforar pozos con mayor índice de éxito / productividad Reducir tiempos y costos de perforación de pozos Optimizar estrategias de explotación del yacimiento Optimizar el diseño y ejecución de la perforación Reducir el daño a la formación 	P1	●	Perforación no convencional	6,8				
	Terminación	<ul style="list-style-type: none"> Terminar pozos con mayor índice de éxito / productividad Reducir tiempos y costos de terminación de pozos Optimizar estrategias de explotación del yacimiento Optimizar el diseño y ejecución de la perforación y terminación de pozos Reducir el daño a la formación Mejorar el diseño y ejecución de fracturas Incrementar el índice de productividad de pozos y como consecuencia la producción de los Activos Reducir alta declinación de la producción 	T1	●	Fracturamiento con N ₂	1-8			
			T2	●	Fracturamiento con CO ₂	1-8			
			T3	●	Fracturamiento Ácido	8			
			T4	●	Fracturamiento con Aceite Gelificado	1-8			
		T5	●	Fracturamiento de Intervalos Múltiples	1-8				
		T6	●	Control de calidad de Fracturas	1-8				
		T7	●	Terminación Lateral	6,8				
		T8	●	Estimulación Ultrasónica	6,7				
Operación Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Incrementar los Factores de Recuperación Atenuar el daño a la formación Optimizar el diseño, ejecución y costos de estimulaciones Optimizar selección, diseño, operación y costos de SAE's Reducir costos de extracción Aseguramiento de flujo 	O1	●	Estrangulador de Fondo	6,7				
		O2	●	Bombeo Mecánico (TF, Análisis UBM)	6				
		O3	●	Bombeo Neumático	6				
		O4	●	Bombeo Hidráulico (Tipo Jet)	6				
		O5	●	Cavidades Progresivas	6				
Infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> Optimizar el diseño, ejecución, operación y costos de la infraestructura para el manejo de la producción en superficie Minimizar el impacto ambiental Aseguramiento de flujo Aseguramiento de calidad de hidrocarburos Medición de los fluidos producidos e inyectados 	I1	●	Medición de pozos	1-8				
		I2	●	Monitoreo y ctrl. (toma de información)	1-8				
		I3	●	Diseño de proceso para el manejo de la producción	6,7				
		I4	●	Bombeo Multifásico	6,7				

Figura 3.2 Seguimiento a 26 iniciativas tecnológicas agrupadas en 5 familias

3.1.6 Migración del Mapa Tecnológico a Laboratorios de Campo

Debido a la complejidad y magnitud de la Cuenca de Chicontepec aunado a las restricciones contractuales con las que cuenta Pemex Exploración y Producción para la adquisición e implementación de nuevas tecnologías, se hizo necesario idear un mecanismo que facilitara y agilizara el proceso de adquisición, prueba y asimilación de nuevas tecnologías, cumpliendo con el marco legal de PEMEX, por lo que se planteó la creación de los Laboratorios de Campo con el fin de dar solución a esta problemática, para que empresas, tanto de servicios como operadoras, pudieran probar en un contexto de operación integral las tecnologías ad-hoc a la problemática de Chicontepec.

Los Laboratorios de Campo fueron creados con el objetivo de proporcionar a las diferentes compañías de servicios y operadoras un área de desarrollo específica para funcionar como aliados tecnológicos dentro del AIATG que permita aplicar el Mapa Tecnológico de manera puntual y así:

- Mejorar el conocimiento del subsuelo.
- Incrementar la productividad y la vida de los pozos.
- Disminuir la tasa de declinación.
- Aumentar el factor de recuperación.
- Reducir los costos de desarrollo y producción.

A la fecha en el PIATG se cuenta con 5 laboratorios de campo asignados a 4 compañías de servicio y una compañía operadora (Figura 3.3), que son:

- Laboratorio Agua Fría asignado al aliado tecnológico Schlumberger.
- Laboratorio Corralillo asignado al aliado tecnológico Baker Hughes.
- Laboratorio Presidente Alemán asignado al aliado tecnológico Weatherford.
- Laboratorio Remolino asignado al aliado tecnológico Halliburton.
- Laboratorio Coyotes asignado al aliado tecnológico Tecpetrol.

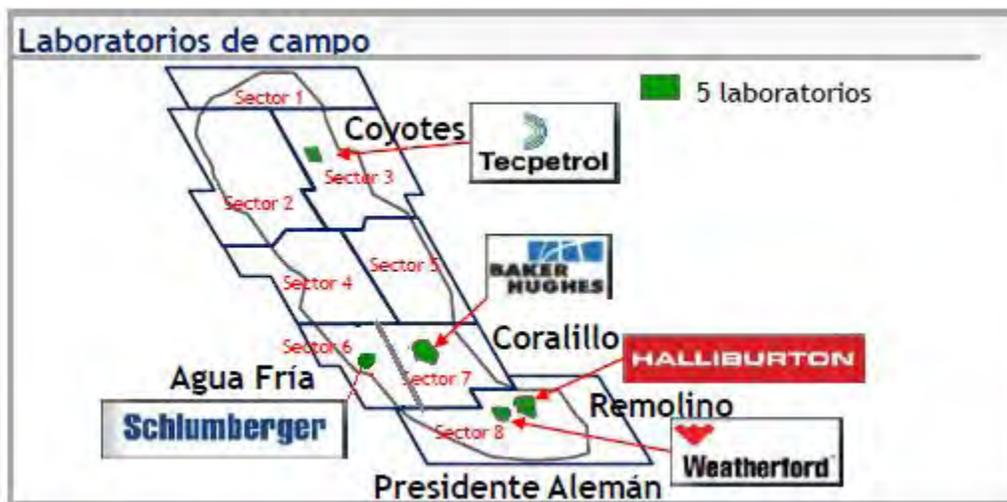


Figura 3.3 Laboratorios de Campo y sus aliados tecnológicos

En su etapa inicial el Mapa Tecnológico del PIATG registró 26 iniciativas tecnológicas agrupadas en las 5 familias ya mencionadas. Después de la migración al concepto de Laboratorios de Campo, se han registrado por parte de los aliados tecnológicos 83 Iniciativas de las cuales 27 se encuentran en análisis, 32 en ejecución, 9 probadas, 13 entregadas al Activo y 4 más en etapa de masificación (Figura 3.4).



Figura 3.4 Iniciativas registradas del Mapa Tecnológico

La implementación de ésta estrategia ha permitido obtener resultados satisfactorios que se reflejan en un incremento en la producción de 9639 BPD a 19658 BPD, y un incremento en Pozos Operando de 57% a 68%, registrando un gasto promedio por pozo de 30 BPD a 43.1 BPD. A la fecha los Laboratorios de Campo representan el 31% de la producción total del PIATG.

3.1.7 Alternativas de Explotación Seleccionadas

Las propuestas de opciones de desarrollo consideran las mejores prácticas y tecnologías probadas a la fecha de documentación en el Proyecto, sin que esto limite las pruebas futuras y su aplicación, considerando el volumen original, las reservas y los recientes estudios e iniciativas puestas en marcha en el Proyecto se ha logrado identificar áreas de oportunidad en donde la tecnología desempeña un papel fundamental para incrementar la capacidad de desarrollo que permita materializar un perfil de producción relacionado a las expectativas volumétricas iniciales.

La estrategia del Sector Agua Fría-Coapechaca está alineada al desarrollo del Proyecto Integral y contempla en etapas tempranas la adquisición del conocimiento, desarrollo y madurez de la tecnología y para etapas posteriores la masificación de actividades, buscando en todo momento la aplicación de las mejores prácticas operativas.

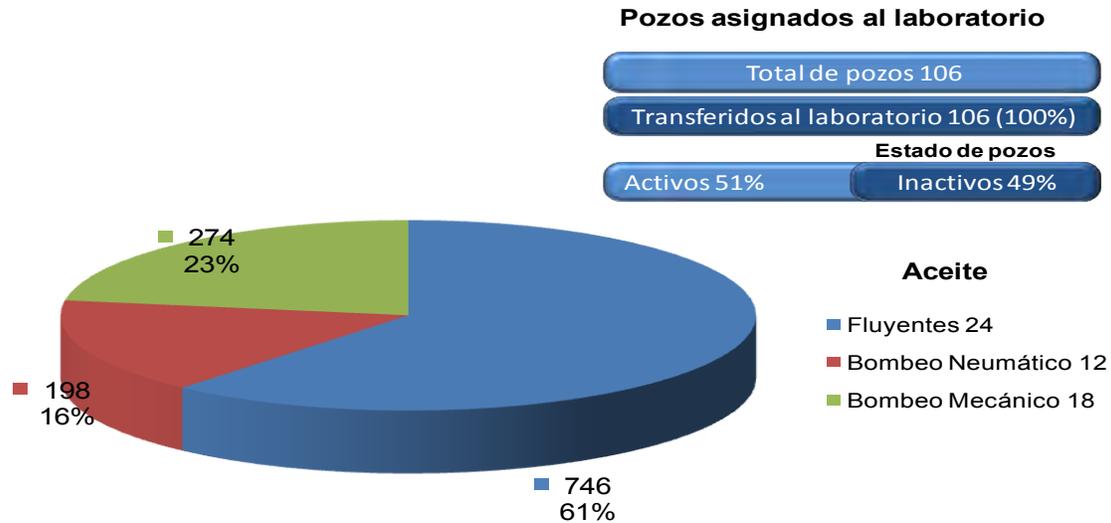
A continuación se presenta el siguiente cuadro indicando las tecnologías que están siendo implementadas en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo así como el

avance por parte del Laboratorio de campo Agua Fría, el cual se desarrolla conjuntamente con un aliado tecnológico (Tabla 3.1).

No.	Nombre de la prueba tecnológica	Estatus
1	Tomografía Sísmica (Cross Well Seismic)	En proceso de análisis
2	Pruebas Especiales en Núcleos Preservados	En proceso de análisis
3	Producción de Múltiples Intervalos	En proceso de análisis
4	Caracterización de Fluidos Nativos	En proceso de análisis
5	Uso de Techlog	En ejecución
6	Optimización Espaciamiento/Fractura	En proceso de análisis
7	Registros Especiales y de Alta Resolución	En ejecución
8	Registro Dieléctrico ADT	En proceso de análisis
9	Evaluación Integral de Fractura	En ejecución
10	Plan de Operación y Mantenimiento	Alternativa probada
11	Operaciones Simultáneas de RME	Alternativa probada
12	Operaciones Simultáneas de RMA	En ejecución
13	Optimización de Sistema de Levantamiento	En ejecución

Tabla 3.1 Relación de pruebas tecnológicas del campo Agua Fría con aliado tecnológico (PEMEX, 2012).

En el Laboratorio Agua Fría, donde se cuenta con más de 50 pozos operando de un total de 106 con una producción de aceite actual mayor a 1200 BPD (Figura 3.5), entre las mejores prácticas que se vienen implementando por el aliado tecnológico, se cuenta con un esquema de supervisión planificado y con capacidad de respuesta rápida a la problemática de operación de pozos, incluyendo acciones correctivas inmediatas y a corto plazo, mantenimiento adecuado y una eficiente coordinación logística que en conjunto permitan optimizar la operación de los pozos del polígono, en base a una supervisión diaria, ya en ejecución; así como con un sistema de selección y optimización del sistema artificial de explotación, en proceso.



Promedio de producción por pozo: 22.55bpd

Figura 3.5 Estatus de pozos Laboratorio de campo Agua Fría

3.2 TERMINACIÓN MULTIFRACTURA

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería y se realiza con el fin de proveer un conducto desde el yacimiento hasta la superficie a través del cual se puedan producir o inyectar fluidos. El objetivo principal de la terminación es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

La terminación del pozo es la fase de operación más importante en el programa del mismo, por lo que se requiere realizar un análisis técnico acorde a las características del yacimiento, entre las actividades a realizar se encuentran:

- Evaluar las propiedades petrofísicas, secciones estructurales, estratigráficas obtenidas a partir de núcleos, registros geofísicos o correlaciones.
- Analizar el modelo dinámico del yacimiento.
- Definir el tipo de pozo y su objetivo.
- Revisar el estado mecánico del pozo y la calidad de la cementación.
- Definir el intervalo y tipos de disparos de acuerdo a las características del pozo en cuanto al número, diámetro, penetración y fase.
- Elaborar el diseño de fracturamiento que maximice la productividad del pozo.
- Ejecutar los diseños de operación, realizando controles de calidad en campo y verificando los mismos, cumpliendo las normas de seguridad y medio ambiente.

Dentro de estas actividades, en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo se tiene como factor clave de éxito en la producción y factor de recuperación

esperada, el fracturamiento hidráulico, debido a la complejidad del yacimiento por su baja presión y permeabilidad.

Existe una amplia gama de tecnologías de fracturamientos hidráulicos aplicados y su desempeño varía en función de la combinación de las características específicas del yacimiento por su baja presión y permeabilidad. Se consideran también las prácticas y métodos actuales de desarrollo como la terminación selectiva, donde una vez concluida la explotación del primer cuerpo de arena se realizan reparaciones mayores con sus respectivas fracturas para explotar los cuerpos restantes.

En lo concerniente a la terminación de pozos en el Sector 6, ésta será realizada con fracturas hidráulicas con Nitrógeno, Dióxido de Carbono, aceite cíclico o aceite estabilizado con la finalidad de minimizar el daño a la formación, tiempos de limpieza y entrega de producción.

3.2.1 Pozos Multifracturados

Esta técnica consiste en el fracturamiento secuencial de más de un intervalo a través de sistemas divergentes sólidos y adicionalmente, utilizando fluidos de fractura libre de polímeros, se inhibe considerablemente el daño a la formación favoreciendo con ello las condiciones para que el yacimiento fluya sin restricciones causadas por reducción de la permeabilidad durante la terminación.

La inclusión en esta técnica de esferas biodegradables y de este tipo de fluidos libres de polímero o energizados constituye la principal diferencia a como se realizaban los fracturamientos en el pasado (Figura 3.6)



Figura 3.6 Esquematización de las diferencias entre los tipos de fractura

La técnica de multifracturamiento permite disparar en una sola intervención todos los intervalos que se desee y posteriormente realizar una etapa de fracturamiento por cada intervalo disparado.

Entre cada etapa de disparos se envía un volumen determinado de esferas que constituyen los agentes de bloqueo, las cuales pueden ser biodegradables o de

neopreno, son de tipo sólido y tienen el objetivo de crear restricciones en el área de la formación que se desea fracturar (Figura 3.7).



Figura 3.7 Agentes de bloqueo en las terminaciones multifractura

Es necesario mantener durante todo el proceso una presión constante de bombeo, lo cual permite mantener las esferas ya bombeadas obstruyendo los intervalos ya fracturados, pero también continuar fracturando el resto de los intervalos abiertos. Una vez terminadas todas las etapas se logra la explotación conjunta de los intervalos productores.

3.2.1.1 Gradiente de Fractura

Un factor importante en los resultados del fracturamiento es el gradiente de fractura de la formación de los intervalos intervenidos, ya que de existir una diferencia entre ellos, ya sea por diferencia en profundidad o por alguna zona de geopresión anómala, puede impactar negativamente en algunos intervalos debido a que no admitan o a que se genere un sobre-desplazamiento.

El gradiente de fractura es un parámetro geomecánico que determina que presión es necesaria aplicar a la formación para fracturarla dividida entre la profundidad de la misma.

Se expresa como:

$$gf = \frac{Pf}{D}$$

Donde

gf: Gradiente de fractura (psi/ft)

Pf: Presión de fractura de la formación (psi)

D: Profundidad de la formación (ft)

3.2.1.2 Conductividad de la Fractura

La conductividad de la fractura se define como el producto del ancho de la fractura apuntalada por la permeabilidad del agente apuntalante.

La permeabilidad de los agentes apuntalantes oscila entre 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. La conductividad disminuirá a lo largo de la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión y aplaste del apuntalante.

Entre las acciones para incrementar la conductividad de la fractura se encuentran:

- Aumentar el ancho de la fractura.
- Reducir el daño por gel mediante la utilización de agentes rompedores y fluidos fracturantes viscoelásticos, gelificados, CO₂ y N₂.
- Incrementar la permeabilidad del apuntalante.

3.2.1.3 Pruebas Fall-Off

Como parte del análisis para realizar el diseño de la fractura, se lleva a cabo una prueba de inyección (pre-fractura *Fall-Off*) para conocer los parámetros dinámicos, como permeabilidad, daño y presión inicial; en algunas ocasiones también se realizan pruebas pos-fractura, éstas pueden ser pruebas de incremento de presión o de gasto variable, para evaluar los parámetros de la fractura como longitud media y conductividad.

El propósito de este tipo de pruebas es identificar el intervalo de inyección, problemas en el pozo así como características del mismo.

Procedimiento

- Se debe registrar la profundidad a la que se realiza la prueba en el pozo
- El medidor de la presión de fondo del pozo debe de estar localizado cerca o en la parte alta del intervalo de inyección, a menos de que pruebas previas indiquen una posición diferente. Se instala también un sistema de medición en superficie que permita medir apropiadamente la presión y registre intervalos de tiempo que permitan validar los datos que están siendo generados.
- El gasto de inyección y la densidad del líquido inyectado deben de mantenerse constantes durante la prueba. El gasto de inyección debe de ser lo suficientemente alto y continuo durante un periodo de tiempo suficiente para que se logre que la presión se incremente y así se obtenga un análisis válido. El gasto de inyección deberá de resultar en un aumento de presión que permita obtener en una gráfica semi-logarítmica una línea recta que será determinada a partir de la gráfica de Horner.

- El gasto de inyección y la densidad (concentración de cloruros, total de sólidos disueltos, conductividad, etc.) del fluido debe de ser medida periódicamente y registrada con el fin de asegurar que los parámetros se mantengan constantes.
- Si el periodo de inyección de estabilización es interrumpido por cualquier razón o por cualquier cantidad de tiempo, la prueba deberá iniciarse nuevamente.
- El pozo debe de ser cerrado en la cabeza o lo más cerca de la cabeza de este, para así minimizar el almacenamiento y debe de ser cerrado tan pronto como sea posible para evitar un comportamiento errático de la presión durante la prueba.
- La prueba Fall-off debe realizarse por una cantidad de tiempo suficiente tal que la presión no sea influenciada por el almacenamiento del pozo o por efectos de daño pero que al mismo tiempo permita obtener suficientes puntos para desarrollar la gráfica semi-logarítmica.

Como ejemplo de prueba pre-fractura se muestra la prueba Fall-Off que se realizó al pozo Agua Fría IX, en el que se inyectaron 121 barriles de salmuera potásica a un gasto de un barril por minuto, cerrando el pozo posteriormente por 42 horas. (Figura 3.8)



Figura 3.8 Prueba Fall-Off del pozo Agua Fría IX (PEMEX, 2012).

En la Figura 3.9 se muestra una gráfica de diagnóstico aplicando un modelo de flujo radial compuesto para el yacimiento con lo que se obtuvo una permeabilidad y una presión inicial.

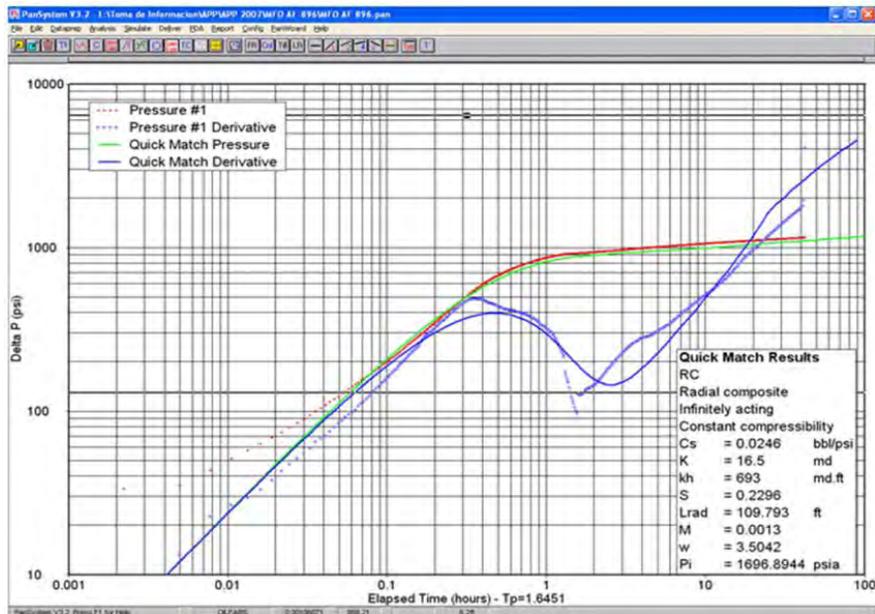


Figura 3.9 Gráfica de diagnóstico (PEMEX, 2012).

Con los resultados obtenidos de la gráfica de diagnóstico se puede realizar una simulación del comportamiento de la presión. (Figura 3.10)

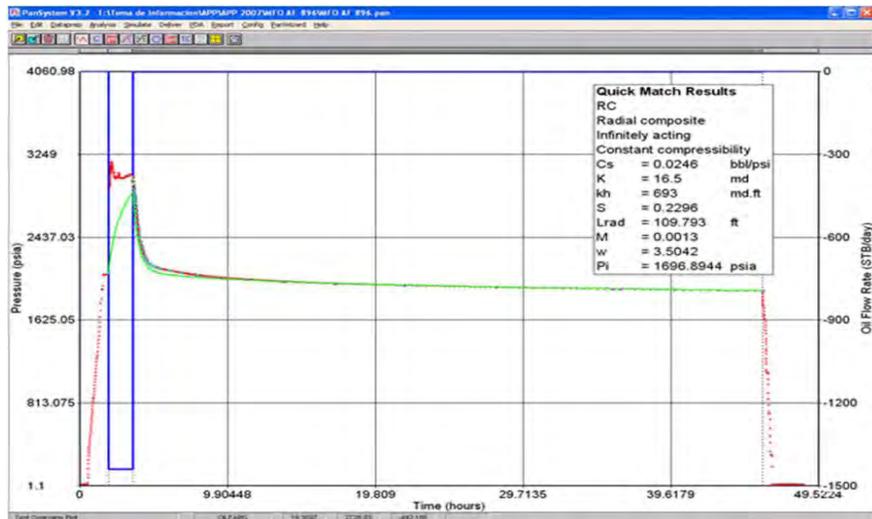


Figura 3.10 Comportamiento de la presión (PEMEX, 2012).

3.2.1.4 Pruebas Pos-Fractura

En las pruebas pos-fractura generalmente se realizan pruebas de producción a diferentes estranguladores (pruebas de potencial) en las que se recomienda finalizar con una prueba de incremento de presión.

Como ejemplo de una prueba pos-fractura se presenta el análisis al pozo Agua Fría XII, el cual se fluyó por 3 estranguladores en los que se registró la presión (Figura 3.11)

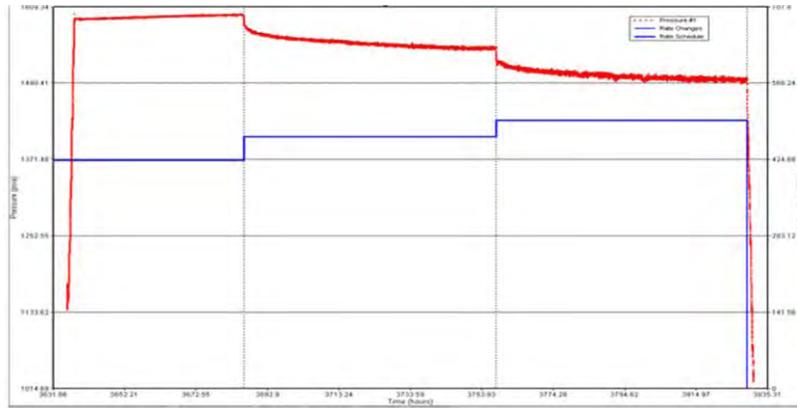


Figura 3.11 Comportamiento de presión-producción a diferentes estranguladores (PEMEX, 2012).

Al analizar se obtuvo el ajuste en el que se siguieron obteniendo los parámetros de permeabilidad y presión inicial (Figura 3.12).

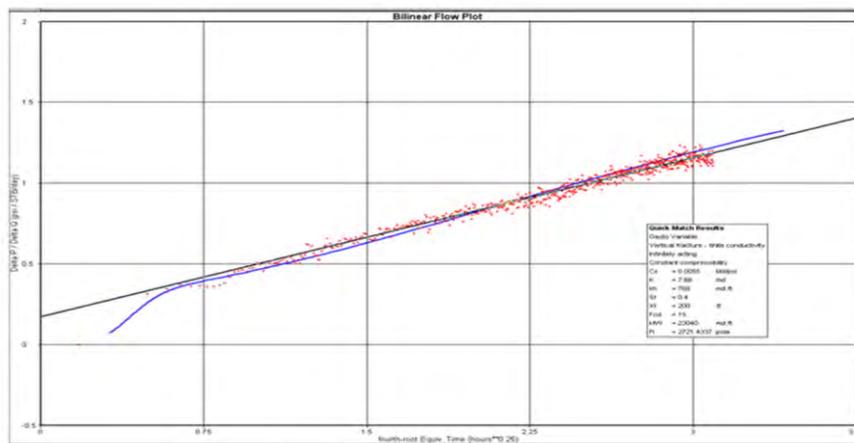


Figura 3.12 Periodo lineal y bilineal (PEMEX, 2012).

Por último se obtuvo un ajuste del comportamiento de presión-producción con los parámetros obtenidos (Figura 3.13).

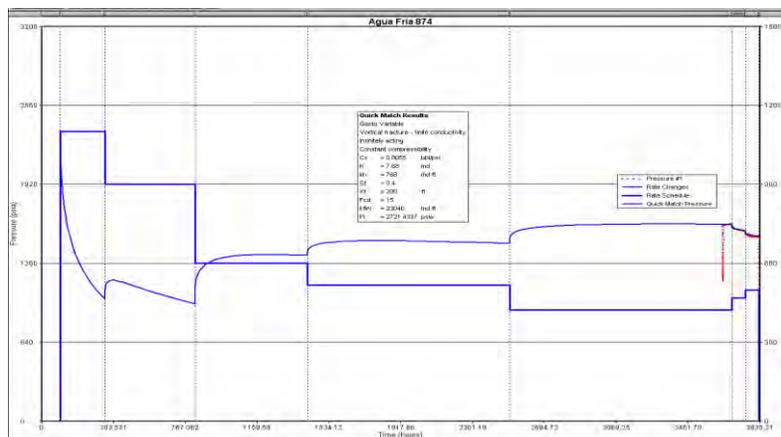


Figura 3.13 Comportamiento de presión-producción del pozo Agua Fria XI (PEMEX, 2012).

Para evaluar el desarrollo de las multifracturas se utilizan trazadores radiactivos adicionados en los fluidos fracturantes que sustentan la arena y posteriormente se adquiere un registro rayos gamma espectral, el cual brinda información de donde penetró el apuntalante así como el ancho de las fracturas (Figura 3.14).

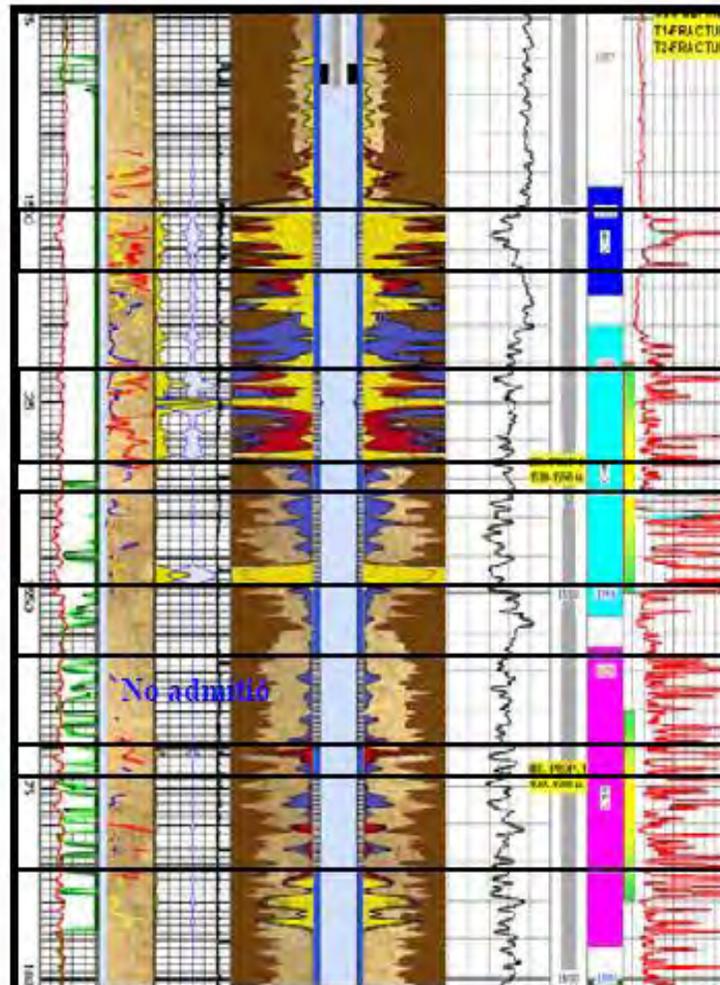


Figura 3.14 Registro de Rayos Gamma Espectral para determinar las características de la fractura

3.2.1.5 Control de Calidad de Fracturas

Este procedimiento analiza el muestreo de arena, el almacenamiento y retención de la muestra, análisis de tamiz de arena, determinación de esfericidad de la partícula media y redondez, evaluación de la solubilidad del ácido, el análisis de contenido de limo, determinación de resistencia por aplastamiento, y prueba de análisis mineralógico de arena.

Todo esto con el objetivo de la masificación de cada una de las alternativas a llevar a cabo en el Proyecto.

3.2.2 Tipos de Fracturamiento Hidráulico

Existe una amplia gama de tecnologías de fracturamiento disponibles y su desempeño varía en función de la combinación de características específicas del yacimiento y la tecnología disponible.

A continuación se hace una descripción de los diferentes tipos de fractura.

3.2.2.1 Fracturamiento Energizado

El concepto de fracturamiento energizado se introdujo por primera vez en 1981, el Dióxido de Carbono fue el primer energizante utilizado para conformar este tipo de fluidos. Este tipo de fracturas se ha implementado en Canadá, Estados Unidos, México, Argentina y Rusia.

Un fluido energizado es un fluido de fracturamiento que se ha energizado por la acción de un compresible (CO_2 , N_2), a veces soluble, dentro del tratamiento del fluido. Dependiendo del porcentaje de volumen del energizante en el líquido pueden ser denominados como:

- Fluidos energizados, si el porcentaje de gas es menor al 52%, en este fluido las burbujas de gas no son suficientes como para entrar en contacto unas con otras.
- Espumas, cuando el porcentaje de gas es mayor al 52% y las burbujas de gas están en contacto unas con otras.

Debido a que el fluido de fracturamiento contiene un componente energizante, cuando el pozo es puesto a producir, el gas sale de la fase líquida expandiéndose y por consiguiente aportando la energía necesaria para permitir que los hidrocarburos viajen hacia la superficie.

En cuanto a los problemas que presentan las formaciones que son sensibles a los líquidos por hinchamiento o desintegración de las arcillas, los fluidos energizados reducen en un gran porcentaje la cantidad de agua utilizada en el fluido de fracturamiento. Esto se debe al componente gaseoso que poseen estos tipos de fluidos al tener menor porcentaje de fluido acuoso, evitando de esta forma los problemas relacionados con presencia de arcillas y eliminando el daño en la formación.

Para el caso del fracturamiento energizado con N_2 se utiliza un fluido base agua con polímero en diferentes concentraciones al que se adiciona Nitrógeno en una relación menor al 50% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación, proporcionar energía al yacimiento de baja presión y de esta manera acelerar la limpieza del pozo y la recuperación máxima del fluido fracturante.

3.2.2.2 Fracturamiento Espumado con N₂ y con CO₂

Los fluidos fracturantes base espuma son una emulsión de gas en líquido en el que las burbujas de gas proveen una alta viscosidad y tienen la capacidad para transportar al apuntalante.

Este tipo de fluido se usa principalmente en formaciones profundas donde las presiones de bombeo son usualmente altas y los requerimientos de volumen de gas pueden ser excesivos. Las espumas acuosas generalmente tienen un buen comportamiento y desarrollo de limpieza después del tratamiento en estimulaciones donde las presiones del yacimiento son bajas o en yacimientos con problemas de limpieza con fluidos muy densos.

Entre sus ventajas se encuentra que se minimiza la cantidad de líquido localizado en la formación y el perfeccionamiento en la recuperación del fluido fracturante debido a la energía inherente del gas, también se pueden utilizar en pozos sensibles al agua. Sin embargo, si existen variaciones en la velocidad de la mezcla se puede provocar la pérdida de estabilidad en la espuma.

Espumada con N₂

Se trata de un fluido base agua con polímero en diferentes concentraciones al que se adiciona Nitrógeno en una relación mayor al 60% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación y proporcionar energía a yacimientos de muy baja presión y así acelerar la limpieza del pozo y la recuperación máxima del fluido fracturante.

Espumada con CO₂

Se utiliza un fluido base agua con surfactante en diferentes concentraciones al que se adiciona Dióxido de Carbono en relación mayor al 60% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación y proporcionar energía al yacimiento de muy baja presión y así acelerar la limpieza del pozo y la recuperación máxima del fluido fracturante.

Dependiendo de las propiedades PVT del aceite, en la formación puede presentarse precipitación de asfáltenos en el yacimiento, lo cual generaría daño.

3.2.2.3 Fracturamiento con Aceite Cíclico Ligero y Aceite Cíclico Ligero con N₂

En el fracturamiento con un fluido base aceite cíclico ligero, ACL, el fluido se gelifica y se emplea para reducir el daño a la formación, evitando así la reacción de las arcillas y acelerando la limpieza del pozo. El ACL es resultado del proceso de refinación de una Planta Fluid Catalytic Cracking (FCC).

En este tipo de fracturamiento se optimiza y reduce el tiempo de limpieza obteniendo una producción inmediata de aceite para su conexión a batería. Debido a las viscosidades del fluido, menores en comparación a las obtenidas con fluidos poliméricos, se controla la altura de la fractura adecuadamente obteniendo una mejor geometría de la misma. Permite también alcanzar altas concentraciones de apuntalante de 9 a 10 lb/gal en comparación con los aceites estabilizados.

Sin embargo, el costo de acondicionamiento, transporte y almacenamiento representa un costo significativo.

Para el Fracturamiento con Aceite Cíclico Ligero con N_2 el fluido se gelifica y se adiciona nitrógeno en una relación menor al 50% para reducir la cantidad de líquido inyectado a la formación, proporcionar energía al yacimiento de baja presión y de esta manera acelerar la limpieza del pozo y la recuperación máxima del fluido fracturante.

3.2.2.4 Fracturamiento con Aceite Estabilizado

En este tipo de fracturamiento se utiliza un aceite viscoso como fluido fracturante de 10 a 16°API sin refinar, no contiene polímeros, gelificante ni otro tipo de aditivos, por su compatibilidad con el aceite de formación no causa daño a la misma aunado a que se acelera la limpieza del pozo.

3.2.2.5 Fracturamiento Ácido

En este fracturamiento se inyecta o bombea el fluido ácido por encima de la presión de fractura rompiendo la formación con la finalidad de crear un canal altamente conductivo y conseguir un incremento en la producción del pozo. Se utilizan fluidos base ácido de diferentes características y concentraciones en combinación con fluidos divergentes y aditivos.

Generalmente se utiliza Ácido Clorhídrico (HCl) como fluido principal para propagar fracturas en formaciones solubles al ácido como rocas dolomíticas y calcáreas. El diseño y control de la longitud de la fractura dependen principalmente de la efectividad del ácido, lo que lo vuelve un parámetro difícil de controlar en comparación con el uso de apuntalantes.

Por lo que es necesario un conocimiento amplio de la composición mineralógica de la roca y de los sistemas químicos, los cuales son factores fundamentales para definir la penetración del ácido en la formación y determinar la conductividad de la fractura.

Se aplican en las facies con mayor contenido de carbonatos y son mutuamente excluyentes con los tipos de fracturamiento antes mencionados. Las diferencias principales radican en que los fluidos empleados para el fracturamiento apuntalado no reaccionan con la formación mientras que para el fracturamiento ácido se llevan a cabo reacciones químicas entre el ácido empleado y los minerales de la roca. Otra diferencia radica en que en la fractura inducida se utiliza un apuntalante que evita que esta se cierre al liberarse la presión del fluido bombeado a alto gasto.

3.2.3 Fracturamiento Hidráulico en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo

En el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo se han implementado diferentes técnicas de fracturamiento hidráulico para mejorar la productividad de los pozos del Activo. Es por esto que en esta zona se han llevado a cabo más del 60% de las terminaciones multifractura que ha realizado PEP en las diferentes regiones de México.

Con la evolución y desarrollo de nuevas tecnologías a lo largo de la historia de la cuenca de Chicontepec se han implementado los tipos de fracturamiento de acuerdo con el orden cronológico mostrado en la Tabla 3.2.

Año	Tipo de fracturamiento
1970	Aceite Estabilizado
1980	Espumada con N ₂
2007	Espumada con CO ₂
2008	Libre de Polímero
2009	Aceite Cíclico Ligero

Tabla 3.2 Evolución del fracturamiento en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo

El tipo de fractura más implementado en el Activo ha sido la Fractura Energizada con N₂ seguida por la Fractura Libre de Polímero Espumada con N₂. (Figura 3.15)

Tipos de Fracturamiento en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo

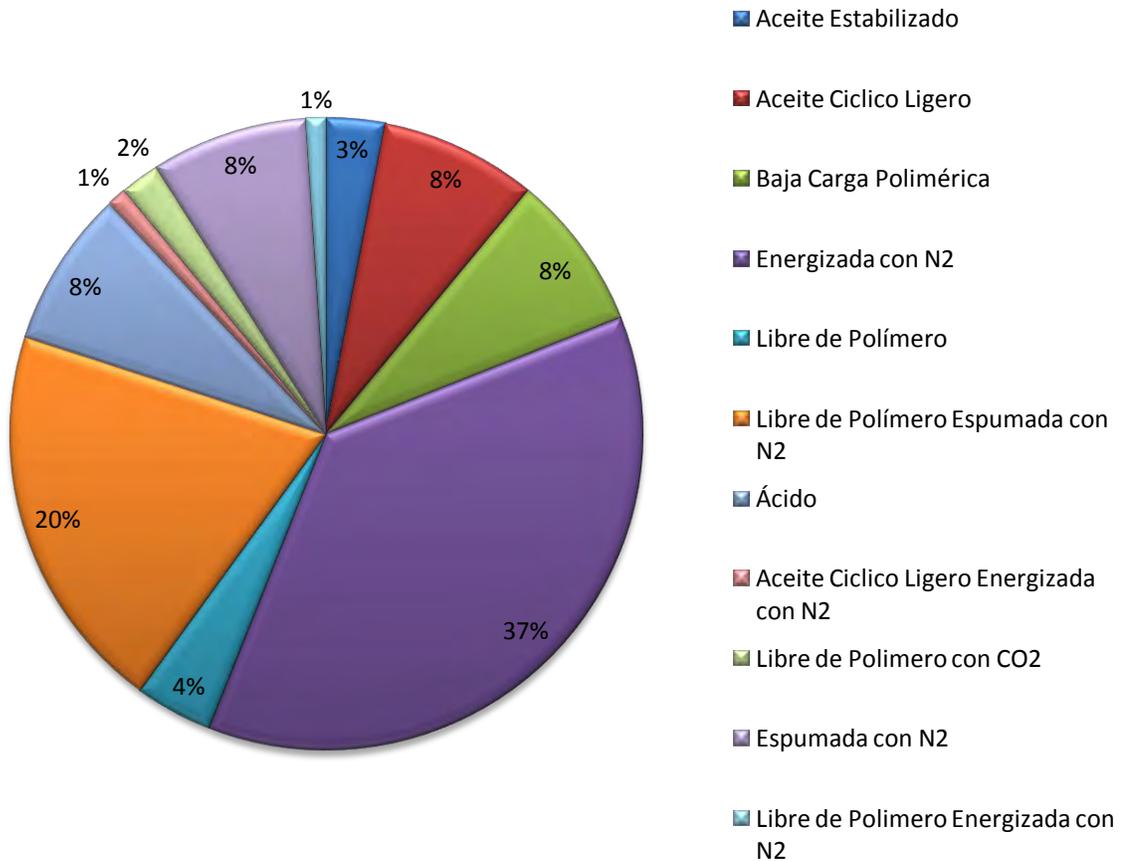


Figura 3.15 Implementación de los diferentes tipos de fractura en el ATG

3.2.3.1 Resultados obtenidos por Fracturamiento Hidráulico en el Sector 6

El beneficio esperado de la implantación masiva de las terminaciones multifractura consiste en incrementar la producción en el orden del 40% por pozo respecto a las fracturas convencionales. En materia de costos, al compararlos con el fracturamiento convencional, el realizado con CO₂ representa un ahorro de aproximadamente 7%; con Aceite Cíclico, un ahorro de aproximadamente 3%; y con aceite estabilizado un incremento en el costo de aproximadamente 10%.

Una de las mejores alternativas fue representada por las fracturas con Aceite Cíclico Ligero, las cuales tuvieron una producción acumulada a 60 días superior a las Fracturas Convencionales (~40%) y Energizadas con N₂ (~10%)

Tipo de Fracturamiento	Producción Acumulada MB (60 días)
Aceite Cíclico Ligero	6500
Aceite Estabilizado	7000
Energizada con N ₂	3000
Espumada	3500
Libre de Polímeros	2700

Tabla 3.3 Producción acumulada con diferentes tipos de fractura implementados

En el Sector 6 un 57% de los fracturamientos han sido realizados con apuntalante, mientras que el 47% restante corresponde a fracturamientos de tipo ácido.

3.3 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los pozos productores se clasifican de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar fluidos y se clasifican en los siguientes grupos:

- Pozos fluyentes
- Pozos con Sistema Artificial de Producción

Los pozos fluyentes son capaces de aportar fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie utilizando la energía propia del yacimiento.

Cuando un pozo es incapaz de aportar fluidos por flujo natural, es decir la presión de fondo fluyendo llega a ser tan baja que el pozo no puede producir a un gasto deseado o incluso se vuelve incapaz de producir fluido alguno es entonces cuando surge la necesidad de instalar algún tipo de Sistema Artificial de Producción para mantener la producción y transportar los fluidos hasta la superficie.

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

Existen gran variedad de sistemas de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos:

- Aligeramiento de la columna de fluido mediante inyección de gas.
- Bombeo sub-superficial.
- Desplazamiento con émbolo de baches de líquido.

El objetivo de estos sistemas es mantener una presión de fondo fluyendo de tal forma que la formación pueda aportar los fluidos hacia el pozo.

Los factores que se deben considerar para la selección del Sistema Artificial son los siguientes:

- Localización.
- Caracterización del Yacimiento.
- Número de Pozos.
- Tipo de terminación.
- Tipo y calidad de energía disponible.
- Propiedades de los fluidos, porcentaje de agua y volumen a manejar.
- Relación gas-aceite.
- Inversión Inicial, costos de operación y vida útil del equipo.

3.3.1 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción se clasifican en:

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Neumático (BN)
 - Bombeo Neumático Continuo
 - Bombeo Neumático Intermitente
- Bombeo Hidráulico (BH)
 - Bombeo Hidráulico Tipo Jet
 - Bombeo Hidráulico Tipo Pistón
- Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
- Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

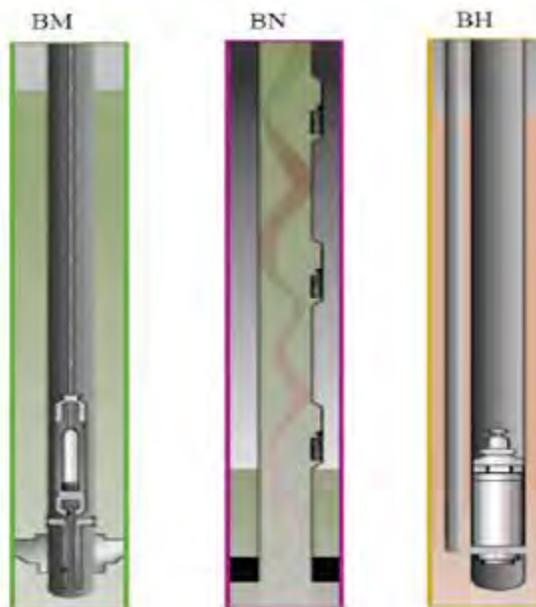


Figura 3.16 Equipos Sub Superficiales de los Sistemas Artificiales de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción que han aportado mejores resultados al Sector 6 Agua Fría-Coapechaca son los siguientes:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Neumático
- Bombeo Hidráulico

3.3.1.1 Bombeo Mecánico

El Bombeo Mecánico es el primer Sistema Artificial de Producción que fue implementado en la industria petrolera y es también el más utilizado en el mundo. En México es el segundo sistema más utilizado después del Bombeo Neumático.

El Bombeo Mecánico opera eficientemente sobre un amplio rango de características de producción, este sistemas es considerado para producir volúmenes moderados para profundidades someras y volúmenes pequeños para profundidades intermedias.

Entre sus ventajas se encuentran:

- Diseño simple.
- Baja inversión.
- Profundidades someras a intermedias (7800 pies).
- Se puede adaptar a pozos con una desviación moderada.
- Permite producir con niveles de fluidos.
- Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.

Limitaciones del sistema:

- Capacidad limitada para manejar arena.
- No se adapta a grandes profundidades.
- En operaciones costa afuera es inconveniente debido a sus dimensiones.
- La parafina y el sarro interfieren con la operación eficiente de estos sistemas.

Adicionalmente, el sistema debe de ser resistente, de larga vida, eficiente y barato de transportar, silencioso, no contaminante y seguro de instalar y de operar.

El Bombeo Mecánico se conforma básicamente de:

Equipo Sub Superficial de BM:

- Bomba subsuperficial, la cual desplaza el fluido del fondo del pozo a la superficie reduciendo la presión de fondo.
- Sarta de Varillas que transmite la potencia de la bomba desde la superficie.

Equipo Superficial de BM

- Unidad de Bombeo Mecánico que transfiere el movimiento a rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
- Sistema de engranes los cuales controlan la velocidad de la máquina o motor principal.
- Motor principal que suministra la potencia necesaria al sistema.

3.3.1.2 Bombeo Neumático

El Sistema artificial de Producción de Bombeo Neumático es un método que utiliza gas a alta presión, el cual se inyecta desde la superficie a través del espacio anular y pasa a la TP a determinada profundidad mediante válvulas de inyección. A partir de esta profundidad, el gas aligera la columna de fluidos de la TP y levanta los mismos hasta la superficie.

Existen cuatro categorías de pozos para ser considerados en la aplicación del sistema de Bombeo Neumático:

- Pozos de alto índice de productividad y alta presión de fondo.
- Pozos de alto índice de productividad y baja presión de fondo.
- Pozos de bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- Pozos de bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

Los mecanismos involucrados en el momento de la inyección del gas a la tubería de producción son los siguientes:

- Reducción de la densidad de fluido y el peso de la columna.
- Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje líquido delante de él, el cual posteriormente reduce el peso de la columna.
- Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con Bombeo Neumático Continuo o Intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de Bombeo Neumático Continuo o tener un asiento amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la tubería de producción para desplazar el bache de líquido

Existen tres tipos de instalaciones de Bombeo Neumático:

- Instalación Abierta

En esta instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados

- Instalación Semicerrada

Esta instalación es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar para Bombeo Neumático Continuo como Intermitente.

- Instalación Cerrada.

Este tipo de instalación es parecida a una instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, ésta se puede situar inmediatamente debajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación.

El Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático se clasifica en base a la operación y diseño en:

- Bombeo Neumático Continuo (BNC)
- Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

3.3.1.2.1 Bombeo Neumático Continuo

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción a través de las válvulas para aligerar la columna de fluidos hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación causando que el pozo produzca el gasto deseado. Para realizar esto se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección junto con la válvula reguladora en la superficie.

Los pozos candidatos para la implementación de este tipo de bombeo son los que tienen alto índice de productividad y baja presión de fondo.

Para el diseño del aparejo de válvulas de flujo continuo se toman en cuenta las siguientes condiciones:

- Profundidad del intervalo productor.
- Diámetro de la TR y TP.
- Presión y volumen de gas disponible.
- Volumen de hidrocarburo a recuperar.
- Gradiente de presión de fondo fluyendo.

Ventajas del Bombeo Neumático Continuo:

- Requiere de bajas inversiones para pozos profundos.
- Los costos son bajos en pozos con elevada producción de arena.
- Es adaptable en pozos desviados.
- Se puede implementar en instalaciones costa afuera.

- Ofrece flexibilidad operativa al cambiar las condiciones de producción.

Desventajas del Bombeo Neumático Continuo.

- Requiere de una fuente continua de gas.
- Los costos operativos aumentan si se requiere comprar el gas.
- Se requiere un alto nivel de fluidos.
- El gas tiene que suministrarse a alta presión.

3.2.1.2.2 Bombeo Neumático Intermitente

El Bombeo Neumático Intermitente es un sistema cíclico, el cual produce periódicamente un determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión.

El gas es inyectado desde la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o la combinación de los dos, este gas pasa del espacio anular a la TP a través de una válvula insertada en ella. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP es expulsado a la superficie en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido a los fenómenos de resbalamiento y colgamiento de líquido que ocurre dentro de la tubería de producción solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache de aceite en formación.

Después de que la válvula cierra, transcurre un tiempo de inactividad aparente denominado tiempo de espera en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

Se emplea en pozos cuyos gastos de aceite y agua son relativamente bajos, pozos con alto índice de productividad y baja presión de fondo o pozos con bajo índice de productividad y alta presión de fondo

Ventajas del Bombeo Neumático Intermitente

- Requiere de bajas inversiones para pozos profundos.
- Los costos son bajos en pozos con elevada producción de arena.
- Puede utilizarse en pozos desviados.
- El equipo superficial puede centralizarse en una sola estación.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas artificiales.
- Las válvulas de inyección pueden ser recuperadas con línea de acero, lo que disminuye el costo de las reparaciones.

Desventajas del Bombeo Neumático Intermitente

- Requiere de un suministro continuo de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es baja.
- Es necesaria una gran cantidad de gas para producir un barril.
- El gas debe de alimentar al sistema a alta presión, representando condiciones peligrosas de operación.

3.3.1.3 Bombeo Hidráulico

El Bombeo Hidráulico es un Sistema artificial de Producción que utiliza un fluido conocido como fluido de potencia o fluido motriz, el cual es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia comúnmente utilizados son agua o crudos livianos.

El Bombeo Hidráulico funciona bajo un amplio rango de condiciones:

- Puede aplicarse en profundidades de 300 a 5000 metros
- El gasto de la bomba de fondo puede ser controlado desde la superficie.
- Admite la inyección de químicos para el control de corrosión, de parafinas y de emulsiones así como la inyección de agua para controlar depósitos de sal.
- Se puede utilizar para la producción de crudos pesados, ya sea implementando crudos ligeros como fluido de potencia o calentando éste para reducir la viscosidad del hidrocarburo que se va a producir.
- Se puede instalar en pozos desviados.

De acuerdo al tipo de bomba instalada en el sub-suelo, el Bombeo Hidráulico se clasifica en:

- Bombeo Hidráulico Tipo Jet
- Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

3.3.1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El Bombeo Hidráulico Tipo Jet es un sistema especial que utiliza una tobera para convertir la presión total del fluido motriz en una carga de velocidad para transmitirla a los fluidos de la formación.

Ventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

- No tiene partes móviles, lo que le permite producir cualquier tipo de fluido motriz o producido.
- La profundidad de trabajo puede llegar a los 2800 metros.

- Puede instalarse en pozos desviados
- La bomba no cuenta con partes móviles por lo que el sistema puede manejar arena y otros sólidos adecuadamente.
- Al fluido motriz se le pueden añadir diluyentes desde la superficie para manejar aceites viscosos.

Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

- La eficiencia de la bomba es baja, encontrándose entre 20% y 30%.
- Es necesario emplear altas presiones de succión.
- La bomba jet requiere aproximadamente de una presión de fondo de 70 kg/cm² a una profundidad de 3000 metros y aproximadamente 35 kg/cm² cuando se tienen 1500 metros.

3.3.1.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

En este sistema la presión proporcionada en la superficie al fluido motriz es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie. Su funcionamiento se basa en que si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad.

El fluido motriz es el elemento principal de potencia y es sometido a un proceso natural de separación de gas, agua y sedimentos sujeto a un periodo de asentamiento y limpieza mediante el almacenamiento, implementación de productos químicos, filtros, etc. La calidad del fluido motriz, especialmente el contenido de sólidos es un factor de gran importancia en la vida y costos de reparación del equipo.

Ventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

- Puede operar en pozos direccionales.
- Las presiones de operación varían entre 140 kg/cm² y 280 kg/cm².
- Es posible instalarlo en áreas reducidas como plataformas o zonas urbanas
- Es sencillo agregar inhibidores de corrosión.
- Es adecuado para bombear crudos pesados.
- Es fácil adaptarse para su automatización.

3.3.2 Sistemas Artificiales de Producción en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo

El levantamiento de fluidos producidos en un pozo extraído por medio de Sistemas Artificiales se presenta como un método de los más eficientes que se poseen en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo ya que tiene mínimos requerimientos de

energía para operar el conjunto superficial y subsuperficial para mantener la producción dentro de un rango deseado.

Para la correcta selección de los sistemas se llevó a cabo una evaluación técnica en la que fue necesario definir dos premisas básicas en función a las diferentes condiciones operativas que caracterizaban a cada uno de los Sectores del Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo.

De esta manera, la primer premisa fue agrupar los sectores en las zonas Norte, Centro y Sur, con base en los tres parámetros siguientes:

- Rango de gastos de aceite
- Tipo de fluido (°API)
- Rango de profundidad media de los disparos

La segunda premisa, corresponde a la selección de pozos representativos de cada zona con base al tipo de desplazamiento en su trayectoria. Se seleccionaron cuatro pozos para la zona Norte, seis pozos para la zona Centro y tres pozos para la zona Sur, siendo un total de trece pozos considerados para realizar la evaluación técnica del estudio. Los parámetros importantes a evaluar fueron: profundidad media de los disparos, relación gas-aceite, gasto de aceite y presión estática del yacimiento.

Los pozos quedaron agrupados como se muestra en la Tabla 3.4 y 3.5

Tipo de pozo	TVD (m)	MD (m)	Desplazamiento (m)
A	1300-1700	1300-1700	0
B	1300-1700	1315-1715	130
C	1300-1700	1325-1725	200
D	1900-1900	1370-1970	400
E	1300-1900	1495-2095	700
F	1300-1900	1535-2140	800

Tabla 3.4 Rango de desplazamiento del pozo con respecto a la vertical. (PEMEX, 2012).

Sector	Pozo	Tipo	NMD, m	%w	Qo, bpd	RGA m ³ /m ³	Pws, psi	Pwh, psi	Twf °C
3	Soledad I	A	1356.50	12.00	23.00	411.97	1498.75	248.50	75.87
2	Cacahuatengo I	B	1336.50	16.00	12.29	273.00	1672.30	994.44	67.52
3	Soledad II	C	1139.00	0.00	50.00	250.00	ND	ND	ND
2	Cacahuatengo II	D	1237.50	0.00	1.50	314.00	1535.47	404.30	62.05

Tabla 3.5 Pozos seleccionados de la zona Norte. (PEMEX, 2012).

Sector	Pozo	Tipo	NMD, m	%w	Qo, bpd	RGA m ³ /m ³	Pws, psi	Pwh, psi	Twf °C
6	Agua Fría I	B	1367.50	2.00	10.00	398.00	934.30	273.30	58.00
6	Agua Fría II	C	1530.00	33.00	54.78	77.00	1909.30	172.30	160.00
6	Agua Fría III	D	1536.00	2.00	16.00	278.00	1238.30	383.30	65.00
6	Agua Fría IV	E	1606.00	10.00	12.00	743.00	2185.30	1156.30	59.00
6	Agua Fría V	F	1617.00	0.00	27.00	373.00	1378.30	275.30	65.00

Tabla 3.6 Pozos seleccionados de la zona Centro. (PEMEX, 2012).

Sector	Pozo	Tipo	NMD, m	%w	Qo, bpd	RGA m ³ /m ³	Pws, psi	Pwh, psi	Twf °C
8	Furbero I	B	2233.00	0.00	19.29	566.00	2101.30	40.83	96.00
8	Furbero II	C	2282.00	0.00	1.39	432.00	2177.30	394.30	99.99
8	Furbero III	E	2379.00	0.00	570.00	201.00	3242.30	1167.30	102.00

Tabla 3.7 Pozos seleccionados de la zona Centro. (PEMEX, 2012).

Los beneficios del análisis y comprobación de las diferentes tecnologías de los Sistemas Artificiales de Producción permitirán plantear la mejora continua de estas tecnologías con lo que se pretende conseguir los siguientes resultados:

- Identificar las diferentes aplicaciones del Bombeo Mecánico implementadas en el Proyecto.
- Jerarquizar los métodos de acuerdo a la confiabilidad y operatividad de los equipos de superficie.
- Llevar a cabo un programa de optimización en las condiciones de operación de los pozos fluyentes y con SAP, considerando la planeación de un programa de toma de información.
- Contar con un sistema de monitoreo y control que permita llevar un histórico del comportamiento de la operación de los pozos, así como el registro a detalle de las principales causas de falla en cada uno de los SAP.

Así mismo, la instalación de dichos sistemas se realiza desde la terminación inicial del pozo, con lo que se asegura la productividad máxima de los mismos, minimizando el tiempo y costo de operaciones de la instalación del sistema y reduciendo el daño a la formación.

Al 30 de abril del 2013, 1965 pozos del Activo se encontraban operando con sistema artificial, los cuales se distribuían como se muestra a continuación (Figura 3.17):

Sistemas Artificiales de Producción implementados en el PIATG

■ Bombeo Mecánico
 ■ Bombeo Neumático
 ■ Bombeo Hidráulico

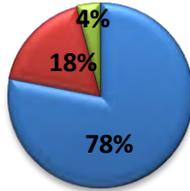


Figura 3.17 Sistemas Artificiales de Producción implementados en el PIATG

El comportamiento de producción para el año 2012 presentó una tendencia creciente sostenida que experimentó sus mejores indicadores para finales de año. Esto fue posible gracias al aporte de los pozos fluyentes que ayudaron a mantener la producción base; la inclusión de los primeros pozos no convencionales y el incremento sostenido de los pozos con Sistemas Artificiales, especialmente los pozos con Bombeo Mecánico. (Figura 3.18)

Para el cierre del año se logró contar con 532 pozos más, representando un diferencial a favor de 8369 BPD. Este mismo comportamiento se observó en los pozos con Bombeo Hidráulico, donde con 37 pozos operando más que a principios de año la producción por este método pasó de 562 BPD a 2229 BPD.

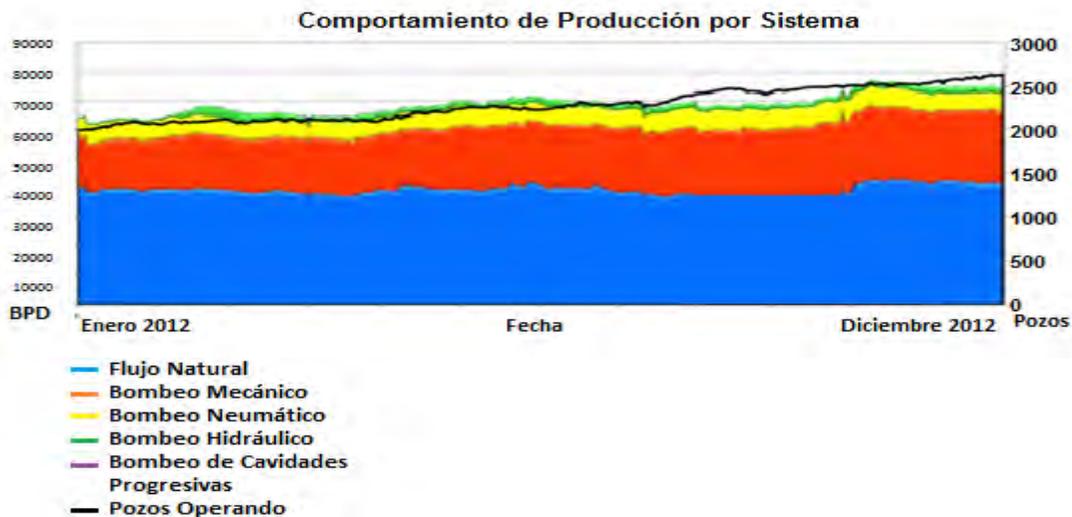


Figura 3.18 Comportamiento de la Producción en el PIATG (PEMEX, 2012).

Cabe mencionar que se pretende instalar un sistema por cada pozo terminado, esto es debido al aumento en la producción que se ha conseguido. Como ejemplo, se muestran los beneficios obtenidos con el uso de SAP en las siguientes gráficas. (Figura 3.19)

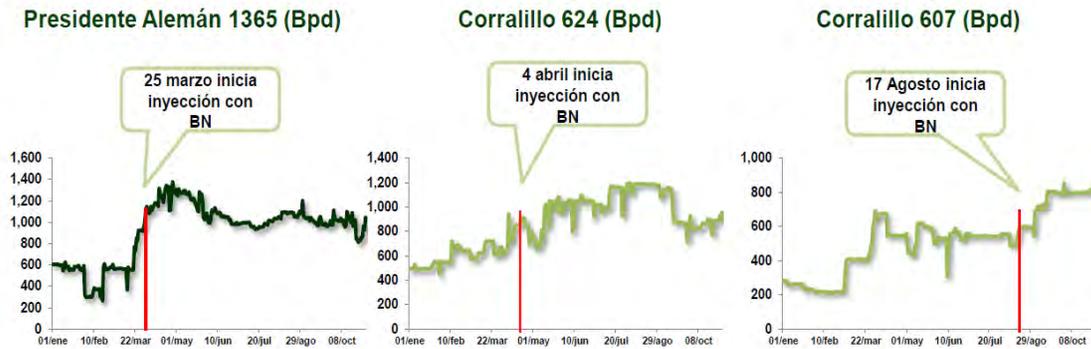


Figura 3.19 Comportamiento de la producción en pozos del AITG

A futuro las metas requeridas con respecto a la implementación de Sistemas Artificiales de Producción, principalmente Mecánico, Neumático e Hidráulico en el Activo serán, de acuerdo a la Tabla 3.8.

Periodo	2014	2015	2016	2012-2016	2017-2075
Sistemas Artificiales (Número)	547	550	543	2707	9414

Tabla 3.8 Implementación esperada de Sistemas Artificiales de Producción

Otras opciones aplicables que se encuentran en pruebas tecnológicas y en diferentes etapas de ejecución en el PIATG se muestran en la Tabla 3.9.

Tipo de sistema	Estatus
SAP Dyna Pump	Terminada
Bombeo hidráulico	Terminada
Inyección de químicos	Terminada
Vann Pumping.	No satisfactoria
SAP con varilla de fibra de vidrio	Terminada
SAP para tubing less	Sin evaluar
SAP con varilla hueca	Terminada
SAP con varilla continua	Terminada

Tabla 3.9 Sistemas Artificiales en pruebas tecnológicas. (PEMEX, 2012).

3.4 INYECCIÓN DE CO₂

El Dióxido de Carbono (CO₂) se ha usado como método de recuperación mejorada por más de cincuenta años. Datos experimentales y de campo han mostrado incrementos en la recuperación en un orden del 22% del aceite original in situ.

El CO₂ tiene una alta solubilidad con el hidrocarburo, característica que lo vuelve atractivo para su utilización en un proceso de Recuperación Mejorada. Esto se debe a que la densidad del CO₂ es muy similar a la del hidrocarburo a condiciones de yacimiento con lo cual los efectos gravitacionales y de canalización se minimizan. Esta densidad se alcanza a altas presiones, por lo que la inyección de CO₂ aplica en yacimientos profundos.

3.4.1 Métodos de Inyección de CO₂

Existen esencialmente dos métodos de inyección de CO₂:

- En un tipo, el CO₂ es inyectado en la periferia del campo donde la producción ha ido decayendo por medio de la recuperación primaria, el hidrocarburo y el CO₂ son barridos a lo largo de un frente hacia los pozos productores.
- El otro es el proceso de recuperación Huff and Puff (Inyección Alterna). En el cual el CO₂ es inyectado dentro del pozo y es cerrado por ciertos periodos de tiempo. Más tarde, el CO₂ y el aceite son producidos de vuelta por el mismo pozo. El ciclo de producción e inyección se repite generalmente de dos a tres veces. La cantidad de incremento del aceite recuperable de cada sucesivo tratamiento generalmente declina del realizado previamente, hasta que este ya no es viable económicamente.

3.4.2 Tipos de Inyección de CO₂

Los distintos tipos de inyección de CO₂ son los siguientes:

- **Inyección Continua.** El CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente viable.
- **Inyección de un bache de CO₂.** Un volumen de CO₂, aproximadamente un total del 10 al 80% del volumen poroso, es inyectado al yacimiento de tal manera que el desplazamiento pueda llevarse a cabo de manera horizontal o vertical.
- **Inyección Alternada.** Es el método más empleado y consiste en pequeños baches de CO₂ que son inyectados alternadamente con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento: el tamaño del bache, la relación de volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches.

- **Inyección Cíclica.** Se trata de un procedimiento de estimulación que es generalmente aplicado a aceites pesados pero que se desarrolla cada vez más en yacimientos de aceite ligero y mediano. Algunos volúmenes de CO₂ son inyectados en un pozo que se cierra inmediatamente. Durante esta fase, el efecto es tratar de disolver el máximo volumen de aceite, para posteriormente producirlo por la expansión del CO₂ disuelto. El ciclo de inyección-producción puede ser repetido.

3.4.3 Criterios a considerar en la Inyección de CO₂.

Las características necesarias para que se pueda implementar la inyección de CO₂ y pueda ser una opción tecnológicamente viable son:

- Densidad del aceite mayor a 25 °API.
- Profundidad mayor a los 750 metros.
- Saturación de aceite mayor al 25%.
- Una composición del aceite con altos porcentajes de C₅ a C₂₀.
- Viscosidades menores a 15 cp.

3.4.4 Ventajas de la Inyección de CO₂

Algunas de las ventajas del uso del CO₂ con respecto a otros gases son las siguientes:

- El CO₂ puede extraer los componentes pesados del hidrocarburo; es decir, ocurre el fenómeno de vaporización para generar el frente miscible que desplazará el aceite residual.
- Propicia la expansión del aceite, reduce su viscosidad e incrementa su densidad
- Tiene una alta solubilidad en agua
- Alcanza la miscibilidad a presiones menores que otros gases.
- Reduce las diferencias de densidad entre el agua y el hidrocarburo, por consiguiente se disminuyen los efectos negativos por segregación gravitacional
- Reduce la tensión superficial del aceite y agua, produciendo un desplazamiento más efectivo.
- Puede ser inyectado ya sea en estado gaseoso de manera continua o bien bajo forma de baches alternados con agua.
- La inyección de CO₂ miscible se puede obtener a presiones más bajas que con el uso de Nitrógeno.

3.4.5 Presión Mínima de Miscibilidad

Se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad a la presión requerida para alcanzar la miscibilidad por contactos múltiples y es la presión mínima a la cual se recupera más del 95% del aceite.

Para obtener este parámetro es necesario llevar a cabo análisis en laboratorio, en los cuales el objetivo de las pruebas de miscibilidad en un tubo delgado es determinar la presión mínima de miscibilidad de un aceite desplazado por un solvente en un medio poroso.

Se reconocen dos clases de miscibilidad:

- De primer contacto, si el aceite y el solvente forman una fase al contacto.
- De múltiple contacto, si resulta del contacto continuo entre el aceite y una mezcla enriquecida producto de la incorporación paulatina de hidrocarburos intermedios, vaporizados del mismo aceite.

A condiciones de yacimiento el CO₂ es un solvente miscible en el aceite bajo múltiple contacto. Entre el banco de CO₂ inyectado y el banco de aceite desplazado existe una zona de transición y es ahí donde el múltiple contacto ocurre.

La Figura 3.20 muestra los resultados obtenidos en un tubo delgado de 24.4 metros de longitud, empacado con arena Ottawa saturada de aceite reconstituido a partir de una muestra de aceite muerto del pozo Coapechaca XX y de los resultados del análisis PVT efectuado en una muestra preservada del pozo Coapechaca XXI. Para un volumen poroso de 89.4 cm³, temperatura 75 °C, gasto constante 7 cm³/hr de CO₂ (condiciones estándar), el aceite se desplaza a cuatro presiones: 1800, 2350, 3000 y 4000 psia, y la producción se mide y corrige por factor de volumen Bo. La intersección de las líneas de tendencia indicadas sugiere una MMP de 2,570 psia (180 kg/cm²), valor superior a la presión de saturación del aceite (1,630 psia ≈ 115 kg/cm²) e inferior a la inicial del yacimiento (2,900 psia ≈ 205 kg/cm²).

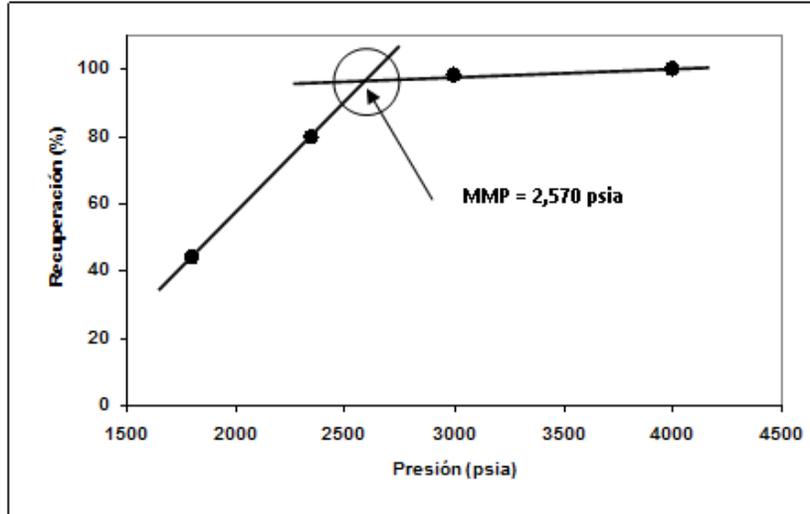


Figura 3.20 Presión mínima de miscibilidad de un aceite del pozo Coapechaca XX (PEMEX, 2012).

En el tubo la presión gobierna la eficiencia de desplazamiento. En general a mayor presión, mayor volumen de aceite desplazado, menor volumen de CO₂ demandado (Figura 3.21).

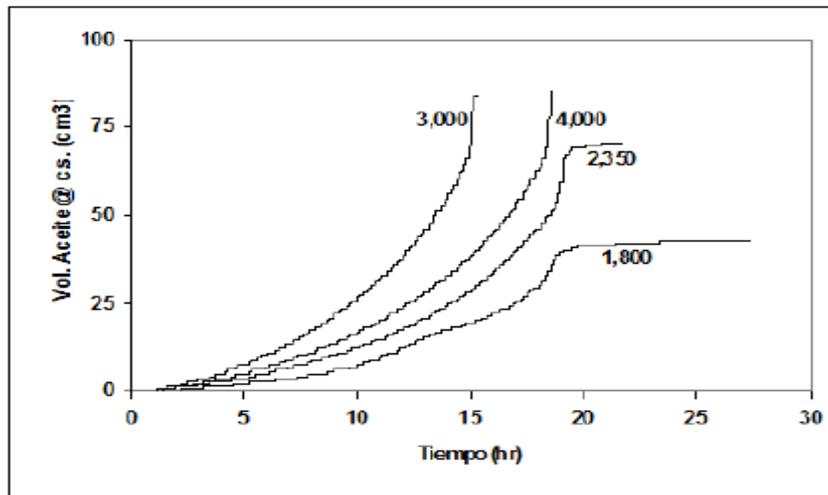


Figura 3.21 Volumen de aceite desplazado por inyección de CO₂ en función del tiempo. Traspasados los 3,000 psia, el continuo decrecimiento de la superficie de contacto CO₂-aceite revierte la eficiencia. En el gráfico siguiente se muestra la relación entre los volúmenes de gas y aceite producidos muestra el arribo de la zona de transición al extremo del tubo (Figura 3.22).

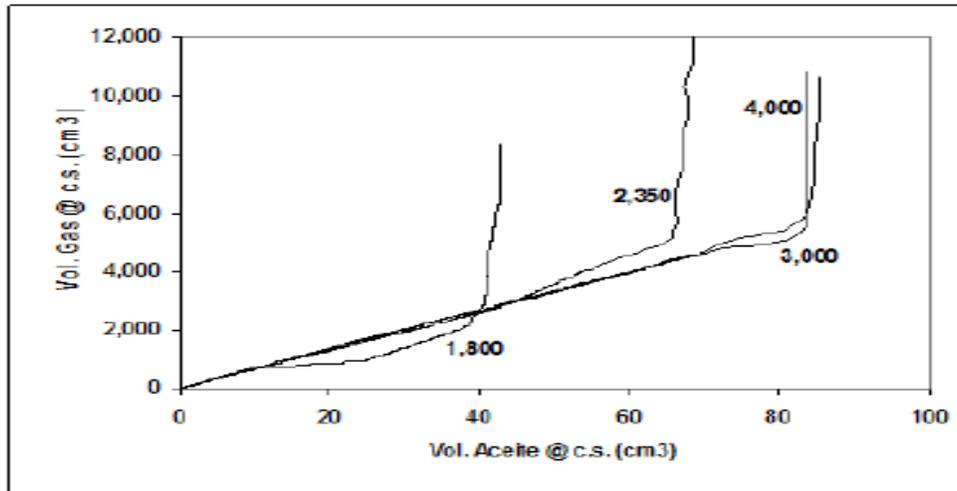


Figura 3.22 Gas total (hidrocarburo más CO₂) y aceite producidos

Una pendiente constante e igual a $55 \text{ m}^3/\text{m}^3$, la solubilidad del gas hidrocarburo a presión de saturación, identifica la producción del aceite vivo reconstituido. Una pendiente menor a $55 \text{ m}^3/\text{m}^3$ se asocia con aceite enriquecido del frente de la zona de transición; si es mayor, denota producción de aceite de la retaguardia, de aceite pobre en hidrocarburos intermedios vaporizados por el contacto con el CO₂. Al margen de la inter-digitación, sea por heterogeneidad petrofísica o por movilidad reológica, en la prueba de inyección continua y flujo miscible éste es el orden en que irrumpen los aceites en el pozo productor: primero, asumiendo una presión de fondo fluyendo mayor a la de saturación, aceite virgen saturado; segundo, aceite del frente de la zona de transición, rico en hidrocarburos intermedios, e indicios de CO₂; tercero, aceite de la cola de la zona de transición, aceite pobre en intermedios, más CO₂ en creciente proporción; cuarto, cien por ciento CO₂.

En la fase de apertura de la prueba de Huff & Puff el orden se invierte: primero, el pozo produce únicamente CO₂, luego, aceite pobre en hidrocarburos intermedios, en seguida, aceite rico en intermedios y, finalmente, aceite virgen; en el transcurso la fracción de CO₂ producido cae de 1 a 0. Alrededor de la mitad del CO₂ inyectado se recupera, el resto permanece en el yacimiento, disuelto en el aceite y en el agua, adsorbido por la roca como gas residual

Cuando la Presión Mínima de Miscibilidad se alcanza, el mecanismo más importante es el desplazamiento miscible entre el CO₂ y el hidrocarburo.

Los procesos de miscibilidad se pueden clasificar en:

- Recuperación Mejorada miscible por Inyección de Dióxido de Carbono CO₂.
- Recuperación Mejorada miscible por Inyección de Hidrocarburos Ligeros.

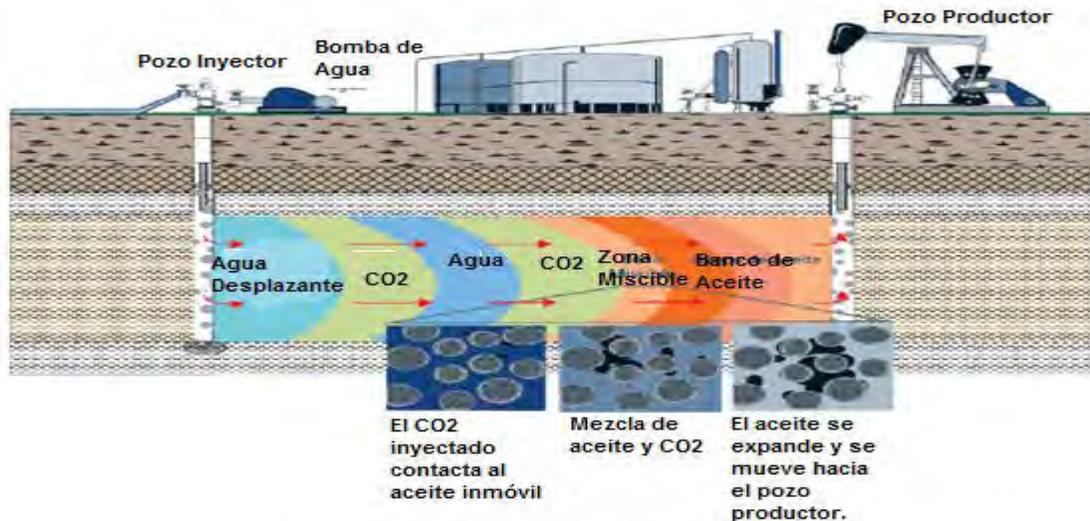


Figura 3.23 Mecanismo de inyección de CO₂ miscible

El flujo miscible es más eficiente que el flujo inmisible, si de movilizar aceite se trata. El frente de aceite enriquecido establece al contacto con el aceite virgen una fase. De aquí que, uno de los objetivos de la prueba Huff & Puff sea comprobar la existencia a condiciones de yacimiento de la zona de transición.

3.4.6 Pruebas Huff & Puff.

Debido a que el CO₂ provoca en el hinchamiento del aceite reduciendo su viscosidad e incrementando su densidad, se propuso ejecutar dentro de las alternativas de explotación una prueba piloto Huff & Puff y una prueba piloto de inyección continua.

- La prueba Huff & Puff es de bajo costo y rápida ejecución cuyo propósito es evaluar la inyectividad al CO₂, determinar el área de penetración e inferir la existencia de flujo miscible así como dimensionar la zona de transición.
- La inyección continua es una prueba que involucra un pozo inyector y hasta seis productores fluyentes, la fuente de suministro es CO₂ a través de un proveedor a boca de pozo y la inyección continua. La prueba tiene como objetivos evaluar la inyectividad al CO₂, determinar la eficiencia de barrido al aceite, estimar el incremento de energía en el yacimiento y pronosticar el volumen de la reserva.

3.4.6.1 Etapas de una prueba Huff & Puff

La prueba Huff & Puff se encuentra dividida en tres etapas: Inyección, Remojo y Producción que se describen a continuación:

- Se inyecta un bache inicial de 5 toneladas de Nitrógeno. 1.0 MMSCF/D de CO₂ (≈50 ton/d), a condiciones estándar son inyectados durante un periodo de 7 a 14 días por pozo. El CO₂ se bombea en fase supercrítica sin

alcanzar la presión de fractura. El último bache, de N₂, llena el espacio interno de la tubería de inyección. Durante esta etapa se miden la presión y la temperatura, en cabeza y fondo, la presión en espacio anular así como el gasto de CO₂, en el pozo inyector.

- Cierre: la etapa dura entre 7 y 21 días y continúa la medición de la presión en cabeza y fondo en el pozo inyector.
- Producción: se abre el pozo por estrangulador de 3 milímetros o menos, como control de la presión de fondo y prevención de la rápida liberación de CO₂. Si la producción inicial de CO₂ se extiende por más de 3 días, sin flujo de aceite, el pozo se cierra 7 días más. El pozo es conectado a un separador bifásico y los gases se emiten a la atmósfera. Se registra diariamente durante 42 días y mientras el gasto sea mayor a 10 BPD, la producción de aceite, agua y gas.

3.4.6.2 Métricas a considerar en una prueba Huff & Puff

El desempeño de las pruebas se analizará a través de las siguientes métricas:

- Utilización, U
Definida como el cociente de los volúmenes, inyectado de CO₂ e incremental de aceite:

$$U = \frac{\text{Volumen de CO}_2 \text{ inyectado (scf)}}{\text{Volumen de Aceite Incremental (stb)}}$$

Si $U \leq 12,000$ scf/stb, la prueba se juzga económicamente viable.

- Relación de Estimulación, S
Definida como el cociente del gasto promedio de aceite incremental al primer mes de inyección y el gasto promedio de aceite durante los 6 últimos meses previos a la inyección:

$$S(\%) = 100 * \frac{Q_o \text{ Incremental I (@ + 1mes)}[stb]}{Q_o \text{ (@ - 6meses)}[stb]}$$

3.4.7 Implementación de pruebas Huff & Puff en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo

Según los resultados que se vayan obteniendo: satisfactorios, promisorios o insatisfactorios, entre 10 y 14 pruebas serán ejecutadas en campos del Norte y Sur de Chicontepec, en zonas presionadas y depresionadas, en arenas y en brecha, en crudos pesados y ligeros.

Los pozos seleccionados cubren los campos más representativos del Proyecto. Del aceite adicional que se logre extraer se determinará la recuperación

incremental de aceite, por localización geográfica, densidad de aceite, perfil de producción y estado mecánico del pozo. Del consumo de CO₂ por barril de aceite incremental producido se definirán costo, rentabilidad y viabilidad del proceso de recuperación.

En la Tabla 3.11 se muestran los pozos en los que es viable ejecutar este tipo de prueba:

Pozo	°API	Arena	Prof. Disparos	Días de Inyección	Días de Cierre
Corralillo I	25	C-80-100	1700-1729	7	10
Coyotes I	35	SIM010U SIM013C	876-884 897- 910	7	7
Coapechaca 1	24	C-60	1562-1585	7	14
Gallo I	32	C-50-70	1219-1264	7	14
Coapechaca II	24	C-40	1376-1392	14	21
Furbero I	31	Brecha A	2171-2214	14	21
Soledad I	32	C-45-50	1195-1215 1222-1245	14	21
Tajín I	26	C-40	1638-1658	14	21
Presidente Alemán I	15	C-20	2331-2347	14	21
Agua Fría I	19	C-60-65	1393-1431	14	21
Remolino I	19	FPR-10	2392-2416	12	21
Coyotes II	30	C-30-35	1001-1044	160	Apertura Inmediata

Tabla 3.10 Pozos candidatos para la ejecución de pruebas Huff & Puff (PEMEX, 2012).

El primer pozo puesto en producción de la prueba Huff & Puff con CO₂ (Corralillo 308) mostró en los primeros siete días un aumento de 8 BPD a 25 BPD.

3.5 INYECCIÓN DE AGUA

3.5.1 Definición de Inyección de Agua e Historia

La inyección de agua en yacimientos de hidrocarburos se usa para mantener la energía del yacimiento y desplazar el petróleo. Esta técnica se considera un método de Recuperación Secundaria y se implementa para incrementar la recuperación después de que los mecanismos naturales del yacimiento se han vuelto inefectivos o cuando se detecta desde los inicios de la explotación que la recuperación del yacimiento se podría beneficiar debido a este método.

Los proyectos de inyección de agua son llevados a cabo a través de pozos inyectoros con el propósito de mantener o incrementar la presión del yacimiento y movilizar el hidrocarburo hacia los pozos productores. El patrón de inyección, en el cual los pozos inyectoros y productores están ubicados a lo largo del yacimiento impacta directamente en la cantidad de volumen de aceite que puede ser recuperado.

Este método se utiliza frecuentemente debido a la gran disponibilidad de agua para inyección, su relativo bajo costo, la facilidad que presenta el fluido para ser inyectado y su eficiencia de desplazamiento.

La inyección de agua tuvo sus inicios en la ciudad de Pithole, al Oeste de Pennsylvania en 1865. Fue un proceso circunstancial ya que ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de un acuífero poco profundo o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones impregnadas de aceite, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción en los pozos vecinos. En ese entonces se pensó que la función principal del agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta 1890, cuando los operadores concluyeron que el agua mejoraba la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo gran impacto en la producción de aceite del campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado “invasión circular”, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectoros para crear un frente más amplio.

En 1921 la “invasión circular” se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoros. Para 1928, el patrón de línea se remplazó por un arreglo de 5 pozos.

Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente obteniendo mayores gastos de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de Recuperación Secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la recuperación adicional de aceite.

3.5.2 Tipos de Inyección de Agua

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar de dos formas:

3.5.2.1 Inyección periférica (o externa) de agua

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento en el acuífero cerca del contacto agua-aceite (Figura 3.24).

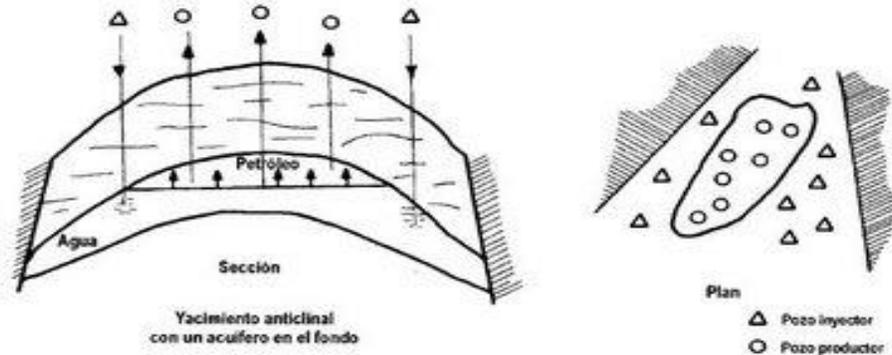


Figura 3.24 Inyección periférica de agua

Ventajas:

- Se utiliza un número reducido de pozos.
- No se requiere de la perforación de pozos adicionales ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- Se tiene una buena recuperación con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie, para la separación agua aceite.

Desventajas.

- Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite.
- En algunos yacimientos, no es posible mantener la presión en la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos.
- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento y por lo tanto la recuperación de la invasión es a largo plazo.

3.5.2.2 Inyección dispersa o en arreglos.

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del medio poroso invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite a través de un número determinado de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores/inyectores.

La Figura 3.25 muestra un ejemplo para un arreglo de 7 pozos normal, 6 inyectores, 1 productor

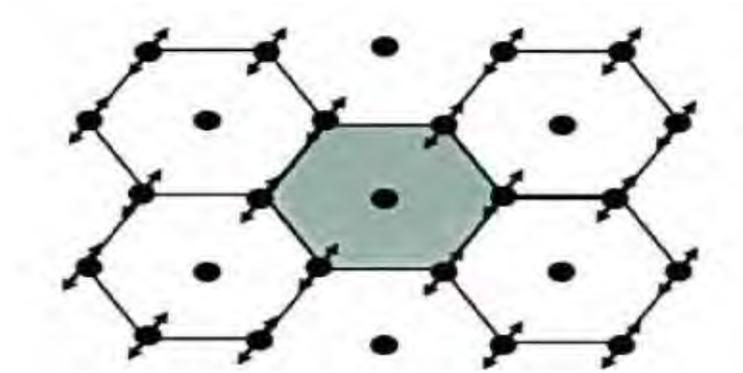


Figura 3.25 Arreglo normal de 7 pozos, 6 pozos inyectores y un pozo productor al centro del arreglo.

Características:

- La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las formaciones, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de pozos existentes.
- Se emplea particularmente en yacimientos con poco echado y gran extensión areal.
- Al fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase inicial de desarrollo.

Ventajas:

- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
- Rápida respuesta del yacimiento.
- Elevada eficiencia de barrido areal.
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de recuperación.
- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
- Rápida respuesta en presiones.
- El volumen de la zona de aceite desplazado es grande en un periodo corto.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en la caracterización de yacimientos al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos.

3.5.3 Inyección de agua en el Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo

La estrategia de recuperación en Chicontepec se enfoca en primer lugar, a la solución del problema del vaciamiento de aceite. Todo líquido o gas inyectado a la formación compensa la pérdida de energía. El agua es una opción viable para el mantenimiento de presión y aunque carece de eficiencia de barrido donde el aceite moja a la roca, ha sido la opción que se ha implementado en los últimos años debido a la disponibilidad del agua congénita. La implementación de la metodología se ha realizado mediante dos pruebas piloto de inyección de agua, ambas implementadas en el campo Agua Fría.

3.5.3.1 Prueba piloto 1999

Fue la primer prueba que se realizó en Chicontepec, en un área del campo Agua Fría–Coapechaca y se decidió hacerla en esta zona debido a que se había caracterizado por su buena producción. El arreglo consistió en cinco pozos hidráulicamente fracturados, uno inyector y cuatro productores. En marzo de 1999 los cinco pozos habían alcanzado una producción de 1 millón 123 mil barriles de aceite.

En la siguiente tabla se muestran las estadísticas de producción de cada uno de los pozos en los que se realizó la prueba:

Pozo	Fecha Inicio	Qo_i (b/d)	RGA_i (ft³/b)	Fw_i (%)	Qo (b/d)	RGA (ft³/b)	Fw (%)	Np (stb)
AF-I	03/96	60	2,850	1.6	30	7,500	2.0	45,700
AF-II	02/93	265	870	0.0	60	3,250	8.4	330,900
AF-III	10/92	200	800	0.0	90	2,800	2.0	265,300
AF-IV	10/92	240	420	0.0	100	2,900	1.5	272,000
AF-V	02/98	950	1,400	33.5	300	2,750	2.5	209,200
Total								1'123,100

Tabla 3.11 Estadísticas de producción de pozos en área de prueba de inyección 1999, Agua Fría.

3.5.3.1.1 Estrategia de Inyección de agua congénita

En el arreglo de cinco pozos se tiene que el pozo Agua Fría 847 es designado pozo inyector, los pozos Agua Fría 827, 829, 849 y 867, productores. La prueba inicia el 6 de marzo y tiene una duración de un año (Marzo 1999 a Marzo 2000)

En los siguientes gráficos se presenta el comportamiento de la producción, de la RGA y de la fracción de agua producida, antes, durante y después de la Inyección de Agua (Figura 3.26).

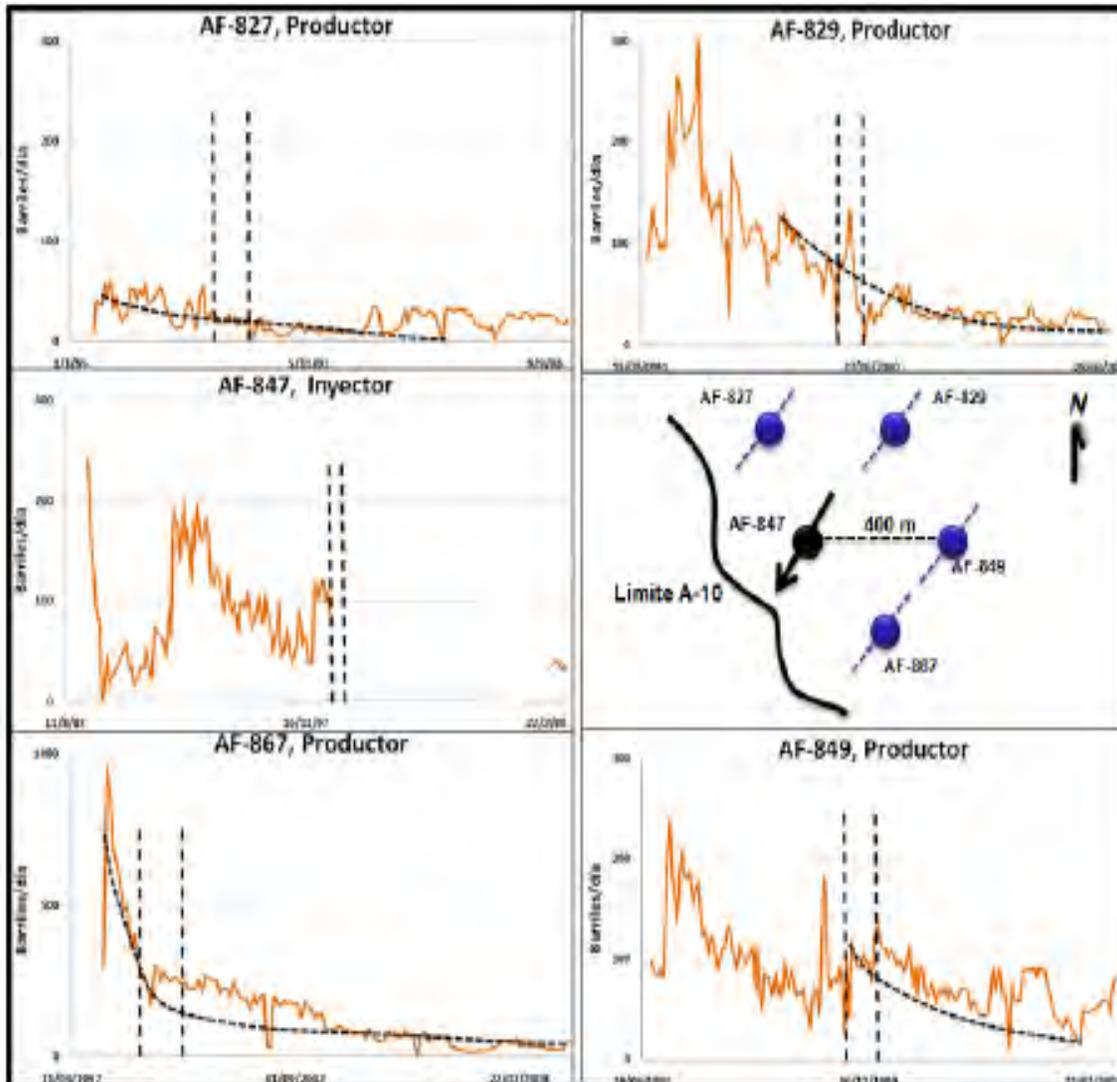


Figura 3.26 Arreglo de pozos inyector (círculo negro) y productores (círculo azul) en prueba piloto de inyección de agua congénita, arena 10 campo Agua Fría. (PEMEX, 2012).

La historia de producción del comportamiento de la relación gas-aceite se clasificó en dos grupos en los que la respuesta del yacimiento se mostró diferente, que son: el de los pozos AF-849 y AF-867, y el de los pozos AF-827 y AF-829.

Los pozos del primer grupo, AF-849 y AF-867, revierten la tendencia de declinación de la producción de aceite, no acusan incremento en la fracción de agua y la RGA se mantiene en valores bajos a moderados. En contraste, los pozos del segundo grupo, AF-827 y AF-829, mantienen la tendencia de declinación anterior a la inyección, incrementan sustancialmente la fracción de agua y la RGA alcanza niveles entre moderado y alto.

Estos resultados obtenidos se muestran a continuación (Figura 3.27).

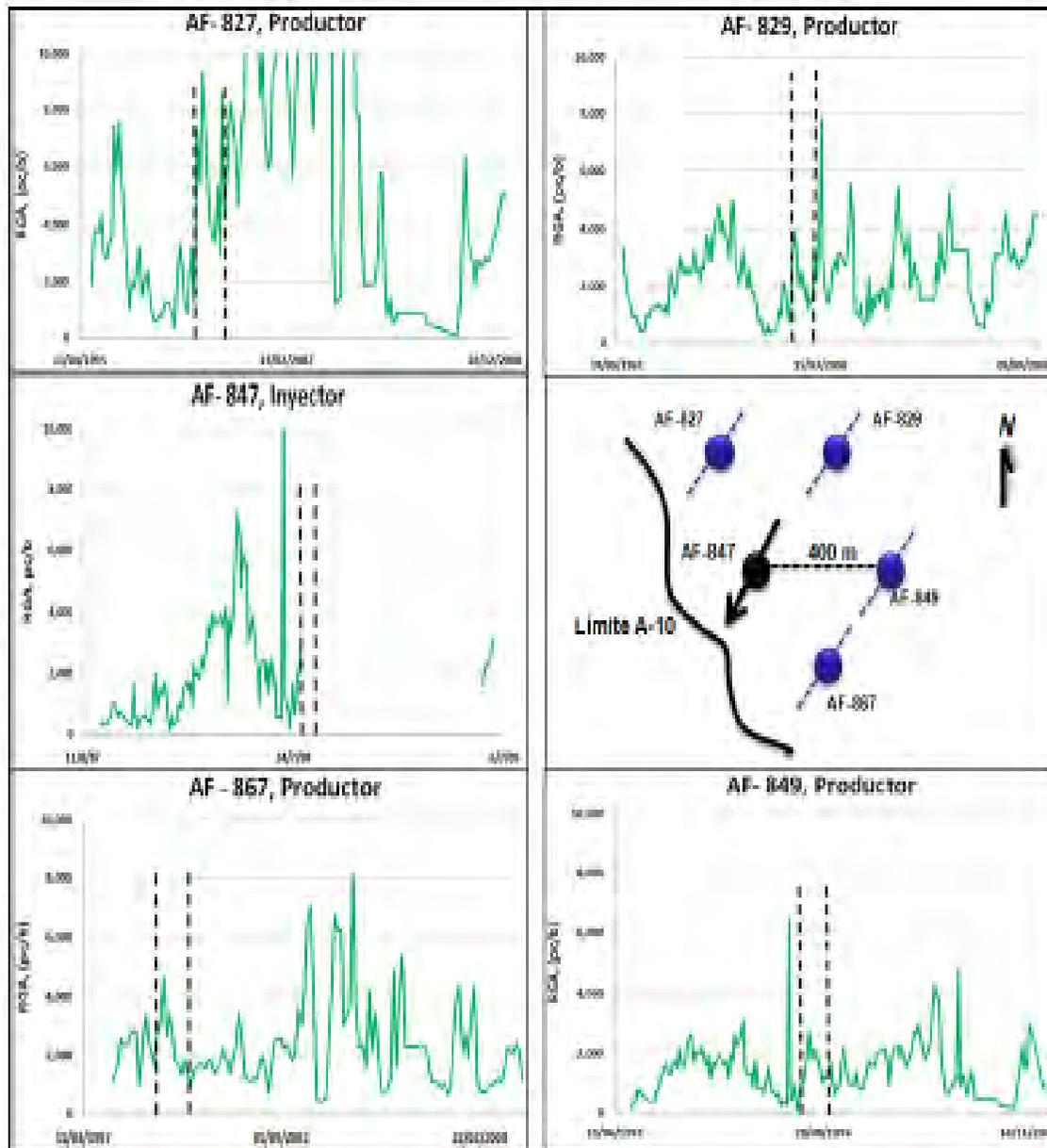


Figura 3.27 Comportamiento de la RGA, la línea vertical discontinua enmarca período de inyección. (PEMEX, 2012).

Se consideró también la probabilidad de que la inyección de fluidos al yacimiento podría impedir, atenuar o contrarrestar cierto daño. Esto se pudo observar a partir de los resultados obtenidos en pruebas fall-off en los que la permeabilidad inicial de 1.6 md aumentó a 2.3 md en pruebas subsecuentes.

Por último se determinó la fracción de agua producida durante el periodo que duró la prueba. (Figura 3.28)

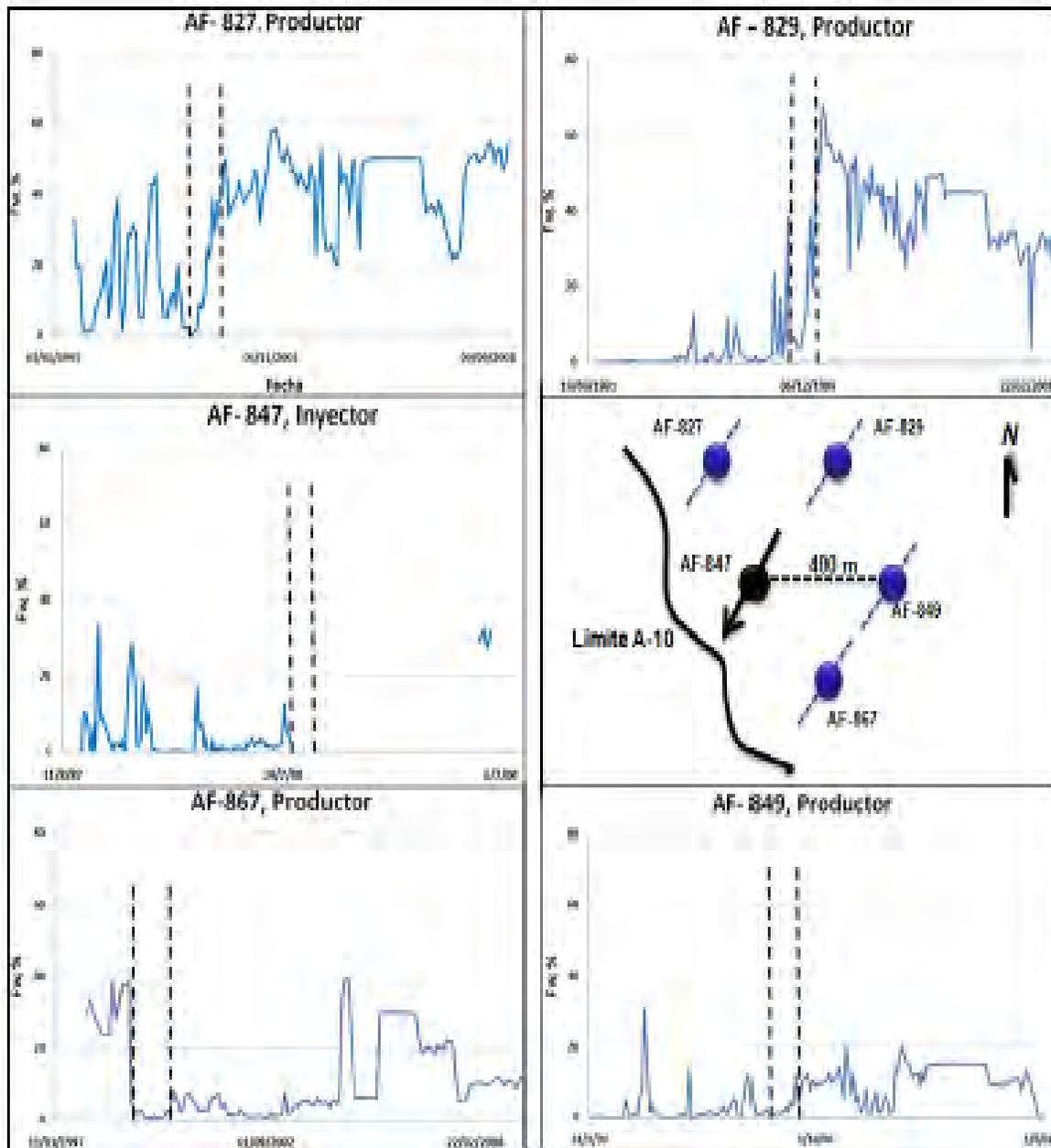


Figura 3.28 Fracción de agua producida la línea vertical discontinua enmarca período de inyección. (PEMEX, 2012).

3.5.3.1.2 Respuesta al yacimiento

Se inyectaron 769 MB de agua congénita a razón de 1950 BPD en promedio en un periodo de un año, lo que resultó en que dos terceras partes del vaciamiento fueran sustituidas.

Entre principio y fin de la prueba de inyección, la presión estática del yacimiento (pozo Agua Fría 827), se elevó de 50 a 95 kg/cm²

La producción incremental se calculó en 105 MB de aceite: 45 mil del pozo Agua Fría 849 y 60 mil del pozo Agua Fría 867, valor que arrojó una relación barril inyectado–barril producido de 7.3 a 1. Del inicio de la prueba, los cuatro pozos productores habían 838 MB de aceite, de los cuales el 12.6% se acreditó como producción incremental.

3.5.3.2 Prueba Piloto 2008

Los objetivos de la prueba son dos:

- Las arenas de la secuencia superior 10, 20, 30 y 40 en las que se tiene un arreglo de un pozo inyector y 12 productores.
- Las secuencias media e inferior: 80, 85, 90, 95 y 100 que cuentan con un arreglo de 4 pozos inyectores, 11 productores y 3 observadores.

Los arreglos de pozos se muestran a continuación (Figura 3.29).

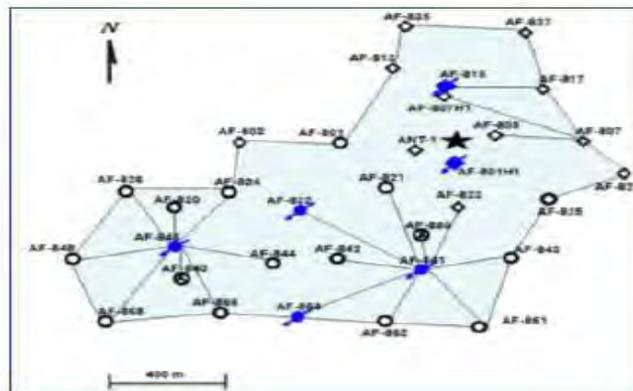


Figura 3.29 Arreglo de pozos en arenas de secuencias superior (en cuadrado) y media-inferior (en círculo), prueba de inyección 2008, campo Agua Fría. (PEMEX, 2012).

3.5.3.2.1 Respuesta al yacimiento

Algunos pozos se mantuvieron cerrados con el fin de aumentar la presión del yacimiento. Se muestran a continuación los perfiles de presión de fondo cerrado en tres pozos donde se han instalado sensores de presión y temperatura. El pozo Agua Fría 823 de la Secuencia Superior es un claro ejemplo de la recuperación de presión ya mencionada, ya que incrementó más de 20 kg/cm² dentro de los primeros 8 meses (Figura 3.30).

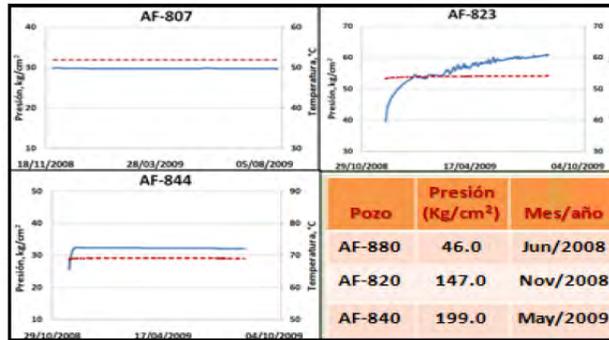


Figura 3.30 Presión de fondo en Pozos del campo Agua Fría en el primer año de la prueba de Inyección de Agua (PEMEX,2008).

Sin embargo, en las dos secuencias se encontraron pozos en los que la respuesta de producción fue mínima por lo que quedó pendiente determinar si era posible abrir los pozos observadores para realizar estudios en los que se determinará la eficiencia de barrido.

La producción registrada fue la siguiente (Figura 3.31).

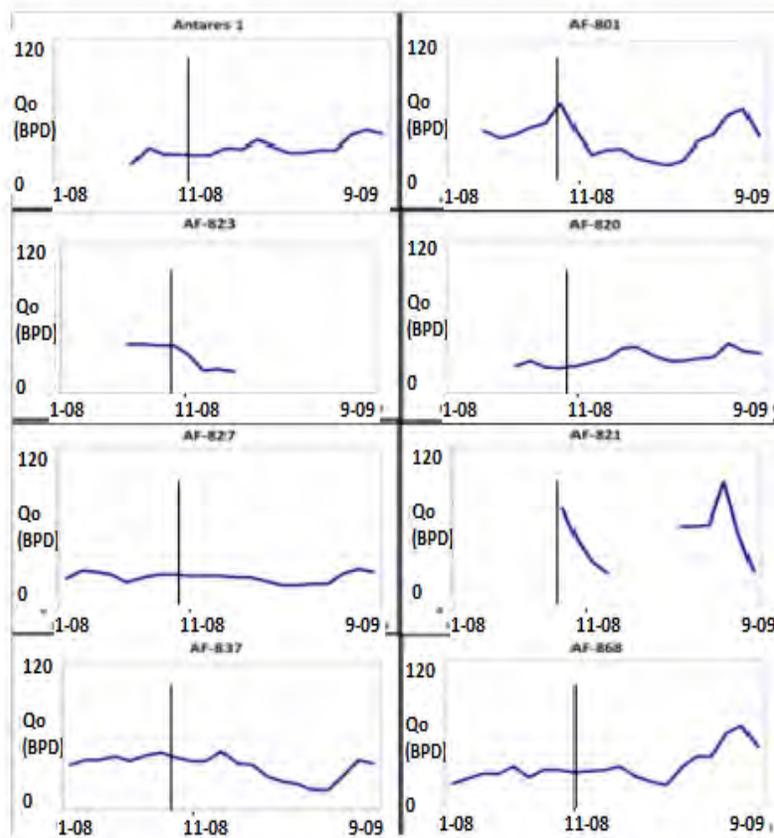


Figura 3.31 Perfiles de gasto de aceite en pozos productores de las dos secuencias durante la prueba de Inyección de Agua, (PEMEX,2008).

En el área de estudio en la secuencia superior se han extraído 5.8 MB y en la secuencia media e inferior se han extraído 8.7 MB, lo que da un total de 14.5 MB. La presión estática media de los yacimientos bajó hasta los 30 kg/cm² y si se inyectara a ritmo de 10000 BPD se requerirían dos años de inyección para compensar dos terceras partes del vaciamiento del yacimiento. Para entonces la presión media alcanzaría los 90 kg/cm² presión todavía inferior a la de saturación original (120 kg/cm²), pero suficiente para empezar a evaluar los beneficios de la prueba de recuperación secundaria.

Esta prueba fue consistente con la prueba de 1999, ya que el yacimiento admitió agua congénita, manteniéndose estable. Compensados dos tercios del vaciamiento, si los 26 pozos productores y observadores reaccionaran como los cuatro productores de la prueba de 1999, es decir, con la misma relación agua inyectada-aceite incremental producido de 7.3 a 1 y la misma fracción de aceite incremental de 12.6%, el área afectada aportaría en promedio 10 BPD por pozo durante los siguientes 10 años.

3.5.4 Observaciones de la inyección de agua

- Se determinó que la mojabilidad de la roca es un factor clave para la explotación. Se considera que puede promover en algunas zonas, debido a los siliciclastos, una mayor producción de aceite y una reducción en la producción de agua en algunas zonas; y viceversa, mayor producción de agua e incipiente producción de aceite en zonas compuestas en su mayoría por carbonatos.
- El yacimiento no presentó problemas de inyectividad de acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba del 2008, por lo que se determinó que de 300 a 400 barriles de agua congénita al día podrían ser inyectados.
- La respuesta observada en campo permite postular un modelo según el cual el aceite se encuentra atrapado en lentes de regular calidad de 10 a 20% de porosidad y 5 a 25 md de permeabilidad, de extensión lateral variable y desconocida, encajonadas por roca impermeable al flujo de aceite de 8 a 12% de porosidad y 0.01 a 0.1 md de permeabilidad, roca cuya reducida garganta de poro es menor a 1 micra y completa saturación de agua inducen fuerzas capilares de 2,000 psi/ft.

Sólo ocasionalmente una misma lente sería interceptada por las fracturas hidráulicas de pozos adyacentes. En el modelo postulado el aceite no podría ser desplazado de una lente a otra, con agua o con gas. Para emplazarse, el aceite habría migrado a través de un sistema de fracturas el mismo que pudiera estar actuando como desahogo del agua inyectada.

Capítulo 4

Análisis De Las Alternativas De Explotación

Una vez identificada la mejor alternativa de explotación, que es la perforación de pozos con terminación multifractura, se analizarán los posibles escenarios de explotación, las propuestas son:

- Escenario Medio
- Escenario Bajo
- Escenario Alto

El análisis se hará con respecto a su Producción (Análisis Volumétrico), Evaluación Económica y Financiera.

Debido a la complejidad existente en los yacimientos de la Cuenca de Chicontepec era necesario dividir el área en diferentes proyectos, dicha tarea fue realizada por la Secretaria de Energía (SENER), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Uno de los proyectos es el Sector 6 Agua Fría-Coapechaca, este Sector lo componen los siguientes campos: Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal; de los cuales será importante recalcar la importancia que han tenido a lo largo de la historia, para así comparar los resultados con los pronósticos de producción esperados.

4.1 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.

Un histórico de producción puede ser un periodo de tiempo largo o corto, involucrar varios pozos, yacimientos e incluso campos y será un elemento más para robustecer nuestras propuestas, buscando alargar su vida productiva por el mayor tiempo posible tomando acciones oportunas correspondientes para este fin, así como las medidas correctivas pero sobre todo preventivas necesarias para continuar produciendo.

La interpretación de la historia de producción se hace por varias razones:

- Verificar las condiciones originales del yacimiento, así como las características de los hidrocarburos dentro del yacimiento.
- Definir la fuente de energía natural de cada yacimiento, la cual influenciará en la eficiencia de la recuperación primaria.

- Recalcular el volumen de hidrocarburos y su distribución en el yacimiento, los cuales deben coincidir con los del cálculo volumétrico para validar el modelo geológico.
- Determinar presiones y saturaciones actuales de aceite por yacimiento, las cuales justificarán desarrollos adicionales a los campos y sus pronósticos de producción, tales como:
 - Perforación y terminación de pozos.
 - Compresión de gas.
 - Implementación de algún método de recuperación.

De esta forma la historia de producción es de suma importancia para un rediseño de cualquier proyecto que esté en marcha cuyo objetivo sea mejorar la producción y recuperación de hidrocarburos.

4.2 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

La generación de pronósticos de producción involucra el conocimiento de los mecanismos de empuje de los yacimientos, combinada con productividades de pozos y otras restricciones referidas como condiciones de operación.

Para construir pronósticos de producción favorables se deben formular una serie de hipótesis acerca de las condiciones de producción de los campos, los yacimientos, los pozos y las instalaciones en superficie.

Mediante un pronóstico de producción podemos conocer:

- Producción de aceite y gas.
- Determinar así el precio de los hidrocarburos.
- Calcular la producción acumulada en un intervalo de tiempo de la reserva probada produciendo.
- El tiempo de vida del pozo o proyecto hasta alcanzar el gasto límite económico.

El límite económico o de rentabilidad se da cuando el valor de la producción de aceite o gas, es equivalente a los costos de producción, es decir, el valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, etc.

$$L.E. = \frac{C}{O - S}$$

L.E: Limite económico (bbl/año)

C: Costo estimado de operación al límite económico (\$/año)

O: Precio del aceite (\$/bbl)

S: Monto de regalías, impuestos, etc. (\$/bbl)

- Perforación y terminación de pozos

- Programas de recuperación secundaria y/o mejorada
- Modificaciones en los sistemas de explotación y/o instalaciones superficiales.

4.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN FINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS.

La estimación del factor de recuperación está en función del tiempo que se tiene produciendo, la etapa de explotación en la que se encuentra y las prácticas operativas con las que se esté explotando al yacimiento. Tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación, también influyen los costos de producción y el precio del hidrocarburo para obtener el factor de recuperación.

La forma de calcular el factor de recuperación en función del tiempo a determinada fecha de explotación se obtiene de la siguiente manera:

$$FR_{a \text{ la fecha del cálculo}} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades de la Producción Acumulada y el Volumen Original se expresa como Barriles de Aceite a condiciones de superficie.

En el caso de yacimientos de gas se usa Millones de Pies Cúbicos de Gas (MMPC) o se convierte el Gas a Barriles de Petróleo Crudo Equivalente, ambos a condiciones de superficie.

En la industria petrolera es común calcular el Factor de Recuperación final esperado al término de la vida de yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$FRF = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

La Producción acumulada final esperada se puede obtener de cualquiera de las siguientes maneras:

- Np o Gp, final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas
- Np o Gp, final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas + Reservas Probables

4.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Es el volumen de hidrocarburos, medidos a condiciones estándar que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables. Los datos de las reservas no son fijos, tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información. El valor más cercano a la realidad se alcanzará a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

4.4.1 Clasificación de reservas

Diversos criterios se utilizan para hacer esta clasificación, los más importantes son:

- A. Según la cantidad y el grado de exactitud de los datos:
 - a. Probadas
 - b. Probables
 - c. Posibles
- B. De acuerdo con el tipo de fluidos
 - a. Reservas de aceite
 - b. Reservas de gas
 - c. Reservas de condensados

4.4.1.1 Reserva Probada

Es aquella que corresponde a yacimientos donde existe la evidencia de producción de hidrocarburos por información confiable, tal como la proveniente de:

- 1) Pozos productores
- 2) Pruebas de formación
- 3) Pruebas de producción
- 4) Registros geofísicos
- 5) Balance de materia

En base a métodos probabilísticos debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades recuperables sean iguales o mayores a la estimación.

4.4.1.2 Reserva Probable

Es aquella cuya existencia se supone en áreas vecinas a las probadas, de acuerdo con la interpretación geológica, geofísica o la aplicación de métodos de balance de materia. Además se considera probables los incrementos que puedan provenir de proyectos de inyección de fluidos o el empleo de mejores técnicas de recuperación. Podría incluirse como reserva probada cuando el incremento en la recuperación ha sido confirmado por una prueba piloto representativa o programa de operación.

En general, en base a métodos probabilísticos existe al menos un 50% de probabilidad de que las reservas recuperables sean iguales o mayores a la estimada como probada.

4.4.1.3 Reserva Posible

Es aquella que pudiera provenir de áreas en donde se localicen condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos. Esas condiciones podrán ser nuevas estructuras o formaciones más profundas que la conocidas.

Al usar algún método probabilístico, debe existir por lo menos un 10% de probabilidad de que estos volúmenes sean iguales o superiores a las estimadas como probadas.

4.4.1.4 Reservas 1P, 2P y 3P

Se definen de la siguiente manera:

1P = Reserva Probada

2P = Reserva Probada + Reserva Probable

3P = Reserva Probada + Reserva Probable + Reserva Posible

4.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN EN EL SECTOR 6

4.5.1 Historia de producción de aceite por campo

En la historia de producción se incluyen los cuatro campos que conforman el Sector 6 que son: Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal, teniendo en cuenta sus producciones de aceite, para así poder determinar su producción acumulada a lo largo del tiempo a partir de 1971 hasta el 2012 (Tabla 4.1).

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal
1971		0.1			1992	6.7	0.1	0.1	0.5
1972		0.1			1993	7.2		0.1	1
1973		0.1			1994	5.4		0.1	0.7
1974		0.1			1995	4.3	0.1	0.1	0.4
1975		0.1			1996	4.4		0.1	0.4
1976		0.1			1997	4.6		0.1	0.3
1977		0.1			1998	5.4	0.1	0.1	0.2
1978	0.1	0.2			1999	3.9		0.1	0.2
1979	0.1	0.1			2000	2.6	0.1	0.1	0.1
1980		0.1			2001	2.4	0.1	0.1	0.1
1981	0.1	0.1			2002	2.1	0.1	0.1	0.1
1982	0.1	0.1			2003	2.3	0.2	0.1	0.1
1983	0.1	0.1			2004	6.6	4.4		0.1
1984	0.2	0.1			2005	5.9	9.3		0.1
1985	0.5				2006	7.3	7.5		0.1
1986	0.3				2007	5.1	6		0.1
1987	0.2	0.1			2008	6.6	7.1		0.2
1988	0.8	0.1			2009	6.6	6.6	0.4	1
1989	1.5	0.1			2010	5.3	5.8	1	1.6
1990	1	0.1	0.1	0.1	2011	6	5.5	1.4	2.4
1991	3.7	0.1	0.1	0.1	2012	5.6	5.5	1.5	3.6

Tabla 4.1 Historial de producción de aceite MBPD (PEMEX, 2012).

Coapechaca es el primer campo en el cual se registran las producciones de aceite, de 1971 a 2013 presentó un promedio de 100 BPD, producción relativamente baja comparado con el periodo 2004 a 2012 que contó con una producción promedio de 6400 BPD. Su producción más alta se registró en el año 2005 con 9300 BPD

Seis años después se inicia la explotación en Agua Fría, de 1978 a 1990 cuyo promedio de producción fue de 300 BPD, de 1991 a 2012 se registró un promedio de 5000 BPD. Su producción más alta fue en el año 2006 con 7300 BPD.

Los campos Coyula y Escobal inician su producción en 1990, sin embargo esta es muy baja comparado con Agua Fría y Coapechaca, ya que Coyula produjo en promedio 200 BPD y Escobal 600 BPD.

En la Figura 4.1 se presenta dicho comportamiento de producción de aceite por campo.

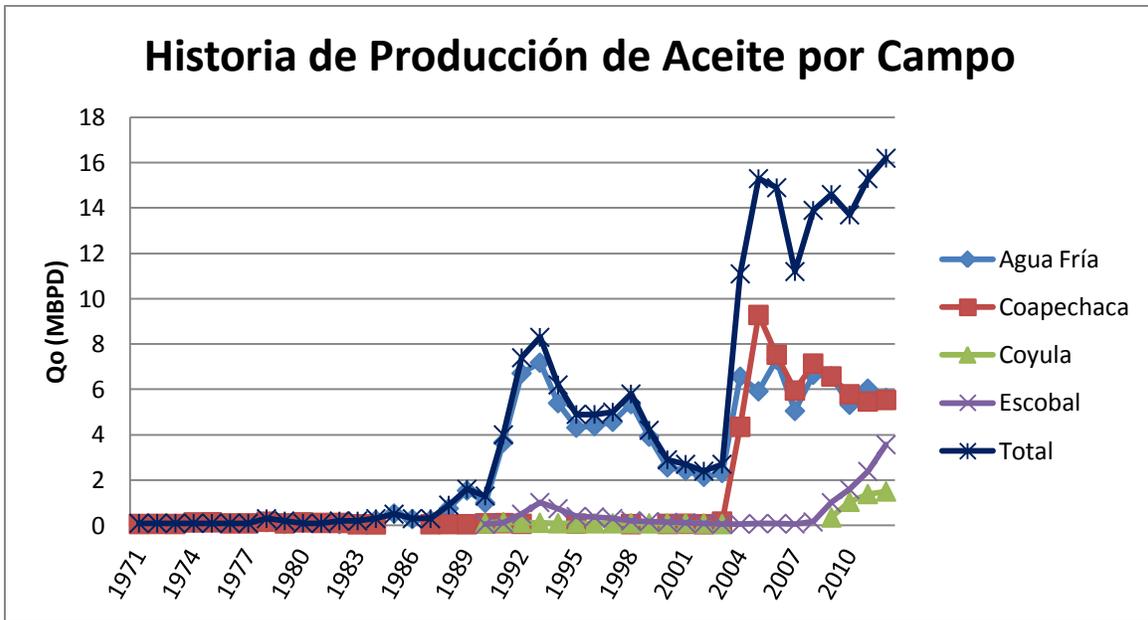


Figura 4.1 Historia de producción de aceite por campo

4.5.1.1 Producción Acumulada de Aceite por Campo

A pesar de que Coapechaca es el primer campo de este Sector que inicia producción, es Agua Fría el campo que ha aportado mayor volumen de hidrocarburos a lo largo del tiempo y Coyula el que ha aportado menos, tal como se muestra en la Figura 4.2.

La producción acumulada (N_p) en el histórico de producción de los cuatro campos es de 71 MMB, del cual Agua Fría representa el 59%, Coapechaca el 31%, Escobal el 7% y Coyula el 3%.

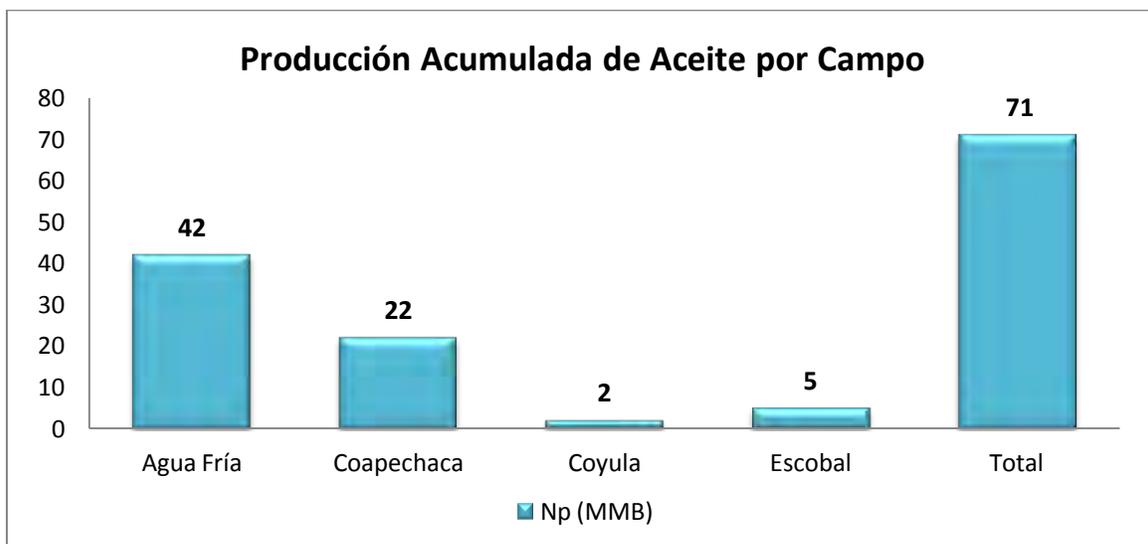


Figura 4.2 Producción acumulada de aceite por campo

4.5.2 Historia de Producción de Gas por Campo

El gas se presenta a partir de 1971 en el campo Coapechaca y coincide con su producción de aceite que es en ese mismo año, no así en los otros campos que inician la producción de gas un año más tarde que la del aceite, tal como se muestra en la Tabla 4.2.

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal
1971		0.1			1992	8.8		0.1	0.4
1972		0.1			1993	12.3		0.1	0.8
1973		0.1			1994	17.8		0.1	0.9
1974		0.1			1995	16.3		0.1	1
1975		0.1			1996	13.8			0.7
1976					1997	8.6			0.5
1977					1998	8.4	0.1		0.6
1978		0.1			1999	8.3	0.1		0.7
1979	0.1	0.1			2000	7.5	0.1		0.4
1980		0.1			2001	9.9			0.4
1981					2002	8.3			0.4
1982					2003	10.3	0.2	0.1	0.4
1983					2004	12.2	3.2		0.3
1984	0.1				2005	8.4	5.7		0.2
1985	0.5				2006	8.7	5.8		0.2
1986	0.5				2007	6.2	6.7		0.2
1987	0.5				2008	10.8	12.9		0.2
1988	0.5				2009	14.9	16.5	0.5	1.9
1989	0.9				2010	9.4	12.9	1.5	4
1990	0.6	0.1			2011	15.8	14.4	2	5.3
1991	3.4	0.1	0.1	0.1	2012	19.7	13.3	2.8	4.5

Tabla 4.2 Historial de producción de gas MMPCD (PEMEX, 2012).

En Coapechaca durante los primeros 32 años de explotación, es decir de 1971 a 2003 se registraron muy bajas sus producciones, ya que en muchos de esos años no se produjo gas, a partir de 2004 incrementa considerablemente la producción durante los cinco años subsecuentes, registrando en 2009 su máximo de gas con 16.5 MMPCD

Agua Fría sigue siendo el que más aporta, ya que a partir de 1991 se registran altos volúmenes de gas, y tal como se muestra en la Figura 4.3, se tienen dos picos de producción, uno en 1994 y en 2012, 17.8 MMPCD y 19.7 MMPCD respectivamente.

Coyula y Escobal no demuestran gran aporte, a pesar de que en 2010 aumenta el volumen de gas producido en estos campos.

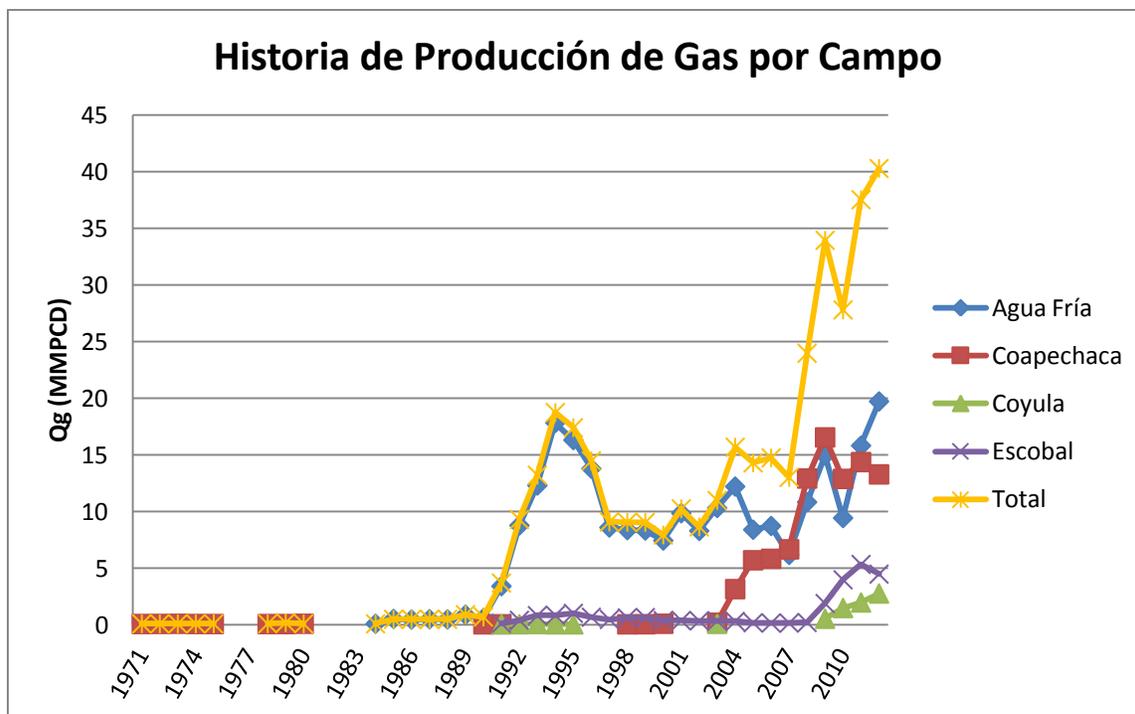


Figura 4.3 Historia de producción de gas por campo

4.5.2.1 Producción Acumulada de Gas por Campo

La producción acumulada de gas (Gp) de los cuatro campos es de 134 MMMPC. Agua Fría es el campo que más ha aportado ya que representa el 66% del total, Coapechaca el 25%, Escobal el 7% y Coyula únicamente un 2% (Figura 4.4).

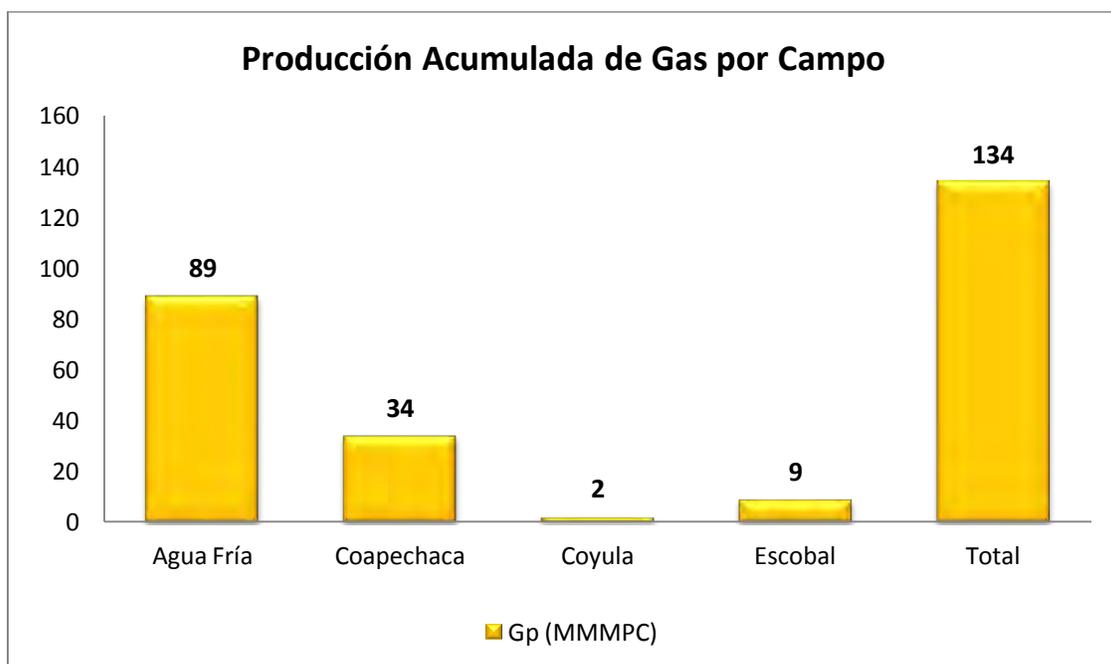


Figura 4.4 Producción acumulada de gas por campo

4.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN EN EL SECTOR 6.

En la Tabla 4.3 se muestran los datos volumétricos esperados, tanto de aceite como de gas para los tres escenarios propuestos: Escenario Medio, Escenario Bajo y Escenario Alto.

Año	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO ALTO	
	Qo (MBPD)	Qg (MMPCD)	Qo (MBPD)	Qg (MMPCD)	Qo (MBPD)	Qg (MMPCD)
2013	20	44	20	44	21	45
2014	22	49	24	52	26	57
2015	26	57	32	70	37	81
2016	30	67	39	87	46	100
2017	39	85	48	106	56	122
2018	43	94	54	118	63	138
2019	47	103	58	128	68	150
2020	48	106	64	140	75	165
2021	47	102	63	139	75	164
2022	46	101	63	140	75	166
2023	43	94	64	141	76	168
2024	44	96	66	145	79	173
2025	40	88	66	145	79	174
2026	40	87	67	147	80	177
2027	34	74	57	126	69	151
2028	23	51	40	89	48	106
2029	19	42	32	70	38	85
2030	17	38	29	63	35	76
2031	16	35	25	55	30	66
Total	234	515	332	731	393	864
	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC

Tabla 4.3 Datos volumétricos esperados de gas y aceite

4.6.1 Pronóstico de producción de aceite

En la historia y pronóstico de producción se considera la suma de los cuatro campos que conforman el Sector 6. En el pronóstico de producción se incluyen los tres escenarios propuestos y el año de arranque que es en 2013 (Figura 4.5).

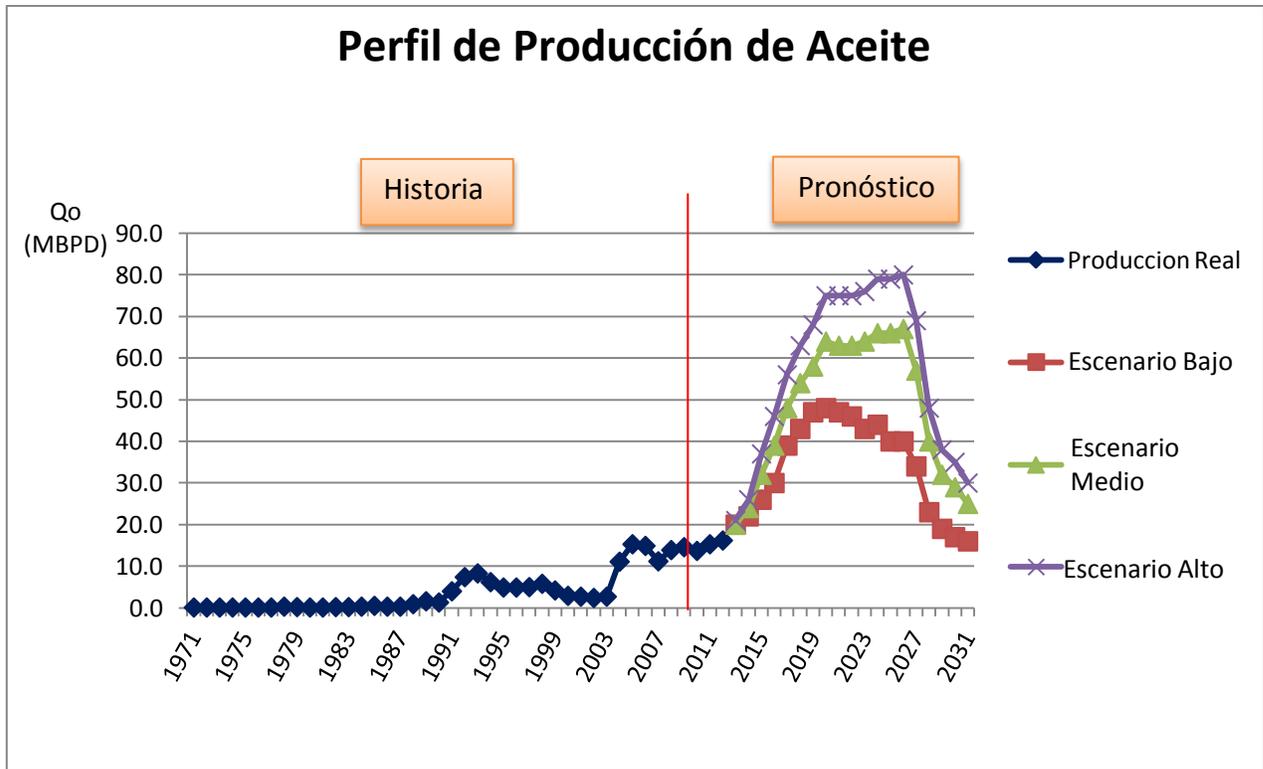


Figura 4.5 Perfil de producción de aceite

Los tres escenarios muestran un ascenso del 2013 al 2020, tanto el Escenario Medio como el Escenario Alto se mantienen estables del 2021 hasta el 2027, con un promedio de 65 MBPD y 76 MBPD respectivamente.

No así el Escenario Bajo, que una vez que alcanza su máximo nivel en el 2020 comienza a declinar, es decir, nunca muestra estabilidad en su producción.

4.6.1.1 Producción Acumulada de Aceite.

Se muestra la producción acumulada de aceite esperada a lo largo de los 18 años de explotación para los tres escenarios. El Escenario Alto muestra mejores resultados, al tener 18% más respecto al Escenario Medio y el Escenario Medio se obtiene 42% más respecto al Escenario Bajo, pero como se mencionó anteriormente el Escenario Bajo muestra deficiencias, ya que una vez alcanzado su pico de producción no se estabiliza y comienza a declinar rápidamente, aunado a que el volumen de hidrocarburos que se obtiene es muy bajo comparado con los otros dos escenarios propuestos (Figura 4.6).

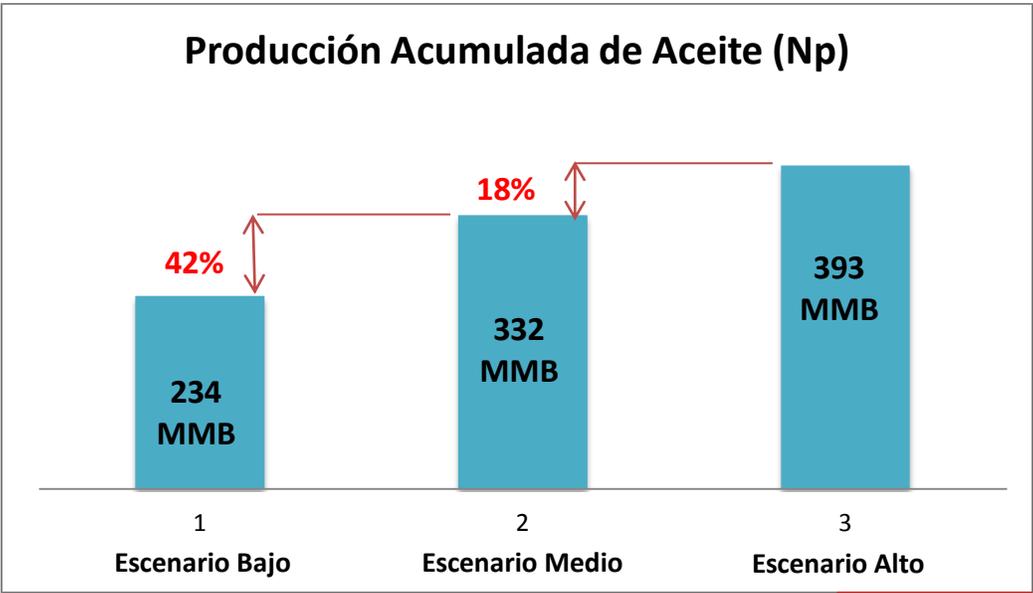


Figura 4.6 Producción acumulada de aceite

4.6.2 Pronóstico de Producción de Gas

Tiene la misma tendencia que el perfil de producción del aceite, los tres escenarios muestran un ascenso importante, tanto el Escenario Medio como el Escenario Alto se estabilizan del 2020 al 2027 con un promedio de 140 MMPCD y 167 MMPCD respectivamente y de ahí declinan rápidamente, el Escenario Bajo al alcanzar su pico de producción que es de 48 MMPCD, no se estabiliza al igual que los otros dos y comienza a descender. El comportamiento de producción del gas se muestra en la Figura 4.7.

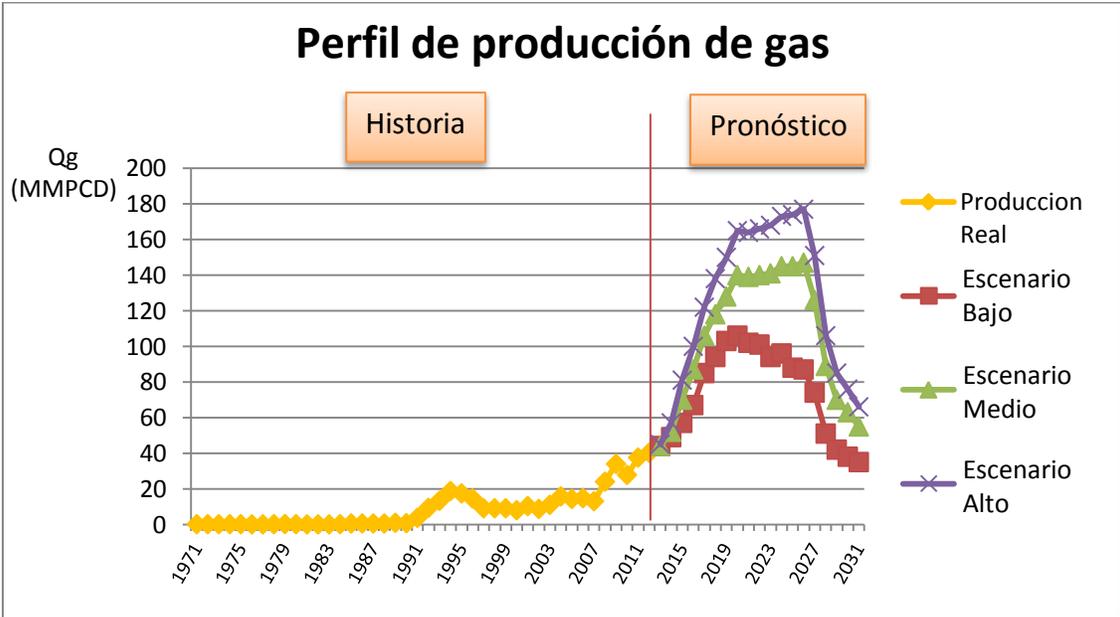


Figura 4.7 Perfil de producción de gas

4.6.2.1 Producción Acumulada de Gas

Durante los 18 años de explotación el Escenario Alto llega a producir 18% más respecto al Escenario Medio y el Escenario Medio 42% sobre el Escenario Bajo. Tienen la misma diferencia de porcentajes que la producción acumulada del aceite (Figura 4.8)

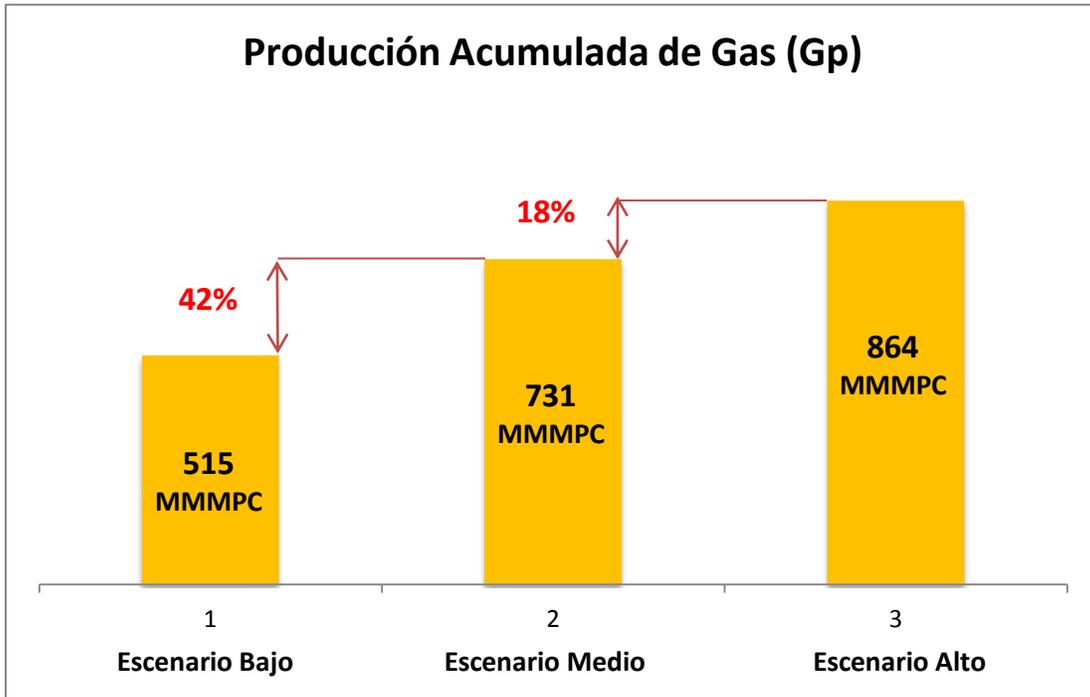


Figura 4.8 Producción acumulada de gas

4.6.3 Volumen Original y Factor de Recuperación

La Tabla 4.4 muestra los factores de recuperación en su reserva 2P tanto de aceite como de gas, para los tres escenarios de explotación presentados

		Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Concepto	Volumen Original 2P	Factor de Recuperación (%)	Factor de Recuperación (%)	Factor de Recuperación (%)
Aceite (MMB)	4,232	6	8	9
Gas (MMMPC)	1,862	28	39	46

Tabla 4.4 Volumen original y factores de recuperación.

4.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica es un análisis de ingresos y egresos de un proyecto con el fin de estimar la factibilidad y beneficios económicos que nos proporcionará este, por medio de un conjunto de estudios que permiten estimar las ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios. Por otra parte es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos.

Para realizar una evaluación económica de un proyecto se deben determinar las fuentes de ingresos y egresos de dicho proyecto. Las cuatro principales variables de las cuales dependen estos ingresos y egresos son:

1. **Inversión:** Las inversiones en un proyecto son el capital; ya sea propio o de terceros, que se pone en juego con el objeto de obtener un beneficio, y deberán calcularse a precios constantes por año para el horizonte a evaluar, estas pueden ser: Estratégicas u Operacionales.
 - **Inversión estratégica:** Es la inversión utilizada para incrementar la capacidad instalada y/o producción adicional a la actual.
 - Perforación y terminación de pozos, tanto de exploración, delimitación y desarrollo.
 - Construcción de instalaciones superficiales.
 - Instalación de Sistemas Artificiales de producción.
 - Implementación de Recuperación Secundaria o Mejorada.
 - **Inversión operacional:** Es la inversión utilizada para mantener en condiciones naturales o actuales de operación a la infraestructura productiva y de soporte relacionada:
 - Modernización de instalaciones.
 - Realización de estudios geológicos y geofísicos.
 - Intervenciones a pozos.
 - Protección ecológica.
 - Seguridad industrial.
 - Abandono de campos y taponamiento de pozos.
2. **Gastos de Operación:** Dinero que se gasta en el mantenimiento de las operaciones y de la producción, que van desde mantenimiento de equipos e instalaciones hasta sueldos de los empleados. Es responsabilidad del que está formulando la unidad de inversión, documentar con detalle todos los rubros del gasto de operación, para cada proyecto se deberá desglosar lo siguiente:
 - Mano de obra.
 - Reserva laboral.
 - Perfil de consumo de gas.

- Perfil de inyección de fluidos para procesos de recuperación adicional.
 - Perfil de fluido a tratar por efecto de la producción (agua, nitrógeno)
 - Materiales.
 - Servicios generales.
3. **Precio de los hidrocarburos:** Variable difícil de controlar, que cambia día a día y depende de la calidad del hidrocarburo, de la región que lo produce y muchos factores tanto económicos como políticos. La estimación de precios de los hidrocarburos en el mundo son determinados, aplicando un desplazamiento a un crudo marcador; existen 3 principales referencias para esto:
- **Cesta OPEP:** Compuesta por siete tipos distintos de crudo y su precio medio es anunciado oficialmente en Viena por el secretario de la organización petrolera. Los integrantes de la cesta son los crudos “Saharan Blend” (Argelia), “Minas” (Indonesia), “Bonny Light” (Nigeria), “Arab Light” (Arabia Saudí), “Dubai” (Emiratos Árabes Unidos), “Tía Juana Light” (Venezuela) e “Istmo” (México).
 - **West Texas Intermediate:** Es un petróleo de mayor calidad que el Brent. Es el tipo de crudo de referencia en el mercado Estadounidense y cotiza en la New York Mercantile Exchange, pero dado que el crudo producido en Estados Unidos no se puede exportar pierde importancia como marcador de precios internacional.
 - **Brent Blend:** El crudo marcador dominante en el mercado internacional, es el tipo de crudo de referencia en los mercados europeos y para un 65% de las diferentes variedades de crudo mundial. El Brent es un petróleo de alta calidad, caracterizado por ser ligero (baja gravedad API) y dulce (bajo contenido de azufre). El Brent cotiza en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres.
4. **Perfil de producción de hidrocarburos:** Sea en base a producción diaria, mensual o anual de fluidos, se refiere al volumen acumulado de producción del periodo de tiempo el que abarcará la evaluación, obtenidos a partir de un modelo de estimación de perfiles de producción.

Las cuatro variables representan tanto los egresos como los ingresos a partir de los cuales se realizará la evaluación económica. De estas cuatro variables, las que generalmente impactan más en el flujo de efectivo son el precio y la producción.

Finalmente con esta información se puede se puede realizar una evaluación económica apropiada, estimándose diferentes parámetros e indicadores económicos:

- **Valor Presente Neto:** Es el beneficio económico que se obtendrá en un periodo determinado por invertir en un proyecto. La suma de los flujos de efectivos netos descontados, es equivalente al Valor Presente Neto.
- **Valor Presente de la Inversión:** Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Resulta de la suma de los egresos, descontados a una tasa de interés estipulada.
- **Índice de utilidad o relación VPN/VPI:** Es el cociente del Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión, representa el beneficio dado como proporción del capital invertido.
- **Relación Costo Beneficio:** Es el beneficio dado como proporción del capital invertido y los costos generados. Indica cuántos pesos ingresan por cada peso que egresa.
- **Periodo de recuperación:** Es el tiempo generalmente expresado en años, en el cual el proyecto recupera la inversión incluyendo el costo de oportunidad del dinero.
- **Tasa Interna de Retorno:** Es una medida de la rentabilidad de una inversión, que muestra cuál sería la tasa de interés más alta a la que el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, esto es a un VPN=0.

En función de estos indicadores económicos finalmente se decide la importancia del yacimiento, así como la planeación de su futura explotación. Para que un proyecto de explotación se desarrolle no basta tener un flujo efectivo positivo, este debe tener cierta magnitud, en función del esfuerzo y tiempo que se emplean para su desarrollo ya que además muchas de sus variables siguen en constante cambio por lo cual puede llegar a tener números negativos en cambios bruscos de estas variables, es por esto que se realizan análisis de riesgo y sensibilidad.

4.7.1 Evaluación Económica en el Sector 6.

Las premisas económicas corresponden al escenario medio de precios donde la mezcla de crudos de exportación es de 89.61 dólares por barril y el gas natural de 4.55 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo, resultando para el Sector 6 de 84.76 dólares por barril de aceite y 4.76 por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento fue del 12% anual y el tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar.

Una vez obtenidos los perfiles de producción y sus niveles de inversión de cada uno de los escenarios analizados, se obtienen los indicadores económicos antes y

después de impuestos, para el horizonte 2013 a 2031. Los resultados para los tres escenarios se muestran en las Tablas 4.5, 4.6 y 4.7

Año	Egresos		Ingresos		Flujo de efectivo a.i.
	Costo de operación	Inversión	Ingresos de aceite	Ingresos de gas	
2013	933	5,561	7,820	968	2,294
2014	1,042	6,208	8,733	1,082	2,565
2015	1,214	6,279	10,174	1,260	3,941
2016	1,427	6,349	11,956	1,482	5,661
2017	1,811	7,054	15,176	1,881	8,191
2018	2,005	7,037	16,774	2,082	9,814
2019	2,196	7,987	18,374	2,281	10,471
2020	2,258	7,572	18,894	2,345	11,409
2021	2,186	7,636	18,302	2,270	10,750
2022	2,145	7,397	17,975	2,228	10,661
2023	1,997	7,277	16,741	2,075	9,542
2024	2,060	7,642	17,299	2,140	9,737
2025	1,868	7,334	15,720	1,941	8,460
2026	1,860	7,280	15,699	1,934	8,493
2027	1,576	2,517	13,315	1,639	10,861
2028	1,095	1,957	9,268	1,139	7,356
2029	887	1,582	7,519	922	5,973
2030	802	1,542	6,821	834	5,311
2031	739	1,025	6,304	770	5,310
Total	30,102	107,236	252,865	31,274	146,800

Tabla 4.5 Indicadores económicos en el Escenario Bajo, (mmpesos)

Año	Egresos		Ingresos		Flujo de efectivo a.i.
	Costo de operación	Inversión	Ingresos de aceite	Ingresos de gas	
2013	932	6,213	7,814	968	1,637
2014	1,106	7,042	9,267	1,148	2,267
2015	1,497	7,510	12,539	1,554	5,086
2016	1,853	7,288	15,507	1,923	8,289
2017	2,260	8,226	18,916	2,346	10,777
2018	2,523	8,145	21,102	2,620	13,053
2019	2,725	8,087	22,799	2,830	14,816
2020	2,999	8,129	25,094	3,115	17,081
2021	2,961	7,913	24,798	3,075	16,999
2022	2,980	7,449	24,983	3,095	17,649
2023	3,000	7,561	25,158	3,116	17,713
2024	3,092	7,842	26,013	3,213	18,291
2025	3,097	7,385	26,102	3,218	18,839
2026	3,147	6,556	26,587	3,272	20,157
2027	2,694	2,573	22,760	2,801	20,295
2028	1,896	1,958	16,029	1,972	14,146
2029	1,504	1,732	12,727	1,564	11,055
2030	1,354	1,553	11,480	1,408	9,981
2031	1,174	1,124	9,976	1,222	8,900
Total	42,792	114,287	359,650	44,460	247,031

Tabla 4.6 Indicadores económicos en el Escenario Medio, (mmpesos)

Año	Egresos		Ingresos		Flujo de efectivo a.i.
	Costo de operación	Inversión	Ingresos de aceite	Ingresos de gas	
2013	970	6,383	8,132	1,007	1,785
2014	1,223	7,233	10,248	1,270	3,061
2015	1,720	7,576	14,404	1,785	6,893
2016	2,145	7,281	17,948	2,227	10,748
2017	2,613	7,961	21,867	2,713	14,006
2018	2,942	8,390	24,600	3,054	16,322
2019	3,199	8,247	26,755	3,322	18,630
2020	3,533	8,122	29,560	3,669	21,573
2021	3,503	7,913	29,335	3,638	21,557
2022	3,542	7,452	29,699	3,679	22,384
2023	3,579	7,565	30,020	3,718	22,594
2024	3,699	7,854	31,115	3,843	23,405
2025	3,710	7,315	31,275	3,856	24,107
2026	3,773	6,474	31,881	3,924	25,557
2027	3,231	2,573	27,299	3,360	24,855
2028	2,275	1,958	19,229	2,366	17,362
2029	1,804	1,732	15,270	1,876	13,611
2030	1,624	1,553	13,775	1,690	12,287
2031	1,409	1,124	11,971	1,466	10,904
Total	50,494	114,707	424,382	52,462	311,643

Tabla 4.7 Indicadores económicos en el Escenario Alto, (mmpesos)

En la Tabla 4.8 se resumen los indicadores económicos antes y después de impuestos para los tres escenarios analizados.

Indicadores económicos	Unidad	Antes de impuestos			Después de impuestos		
		Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto	Escenario bajo	Escenario medio	Escenario alto
Valor Presente Neto VPN	mmpesos	57,176	87,902	111,536	15,715	29,522	40,954
Valor Presente Inversión VPI	mmpesos	51,908	56,807	57,213	51,908	56,807	57,213
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.1	1.55	1.95	0.3	0.52	0.72
Relación beneficio costo	peso/peso	1.88	2.19	2.44	1.15	1.22	1.28
Periodo de recuperación con descuento	años	-	-	-	4	4	3
TIR	%	Infinita	Infinita	Infinita	58%	61	81%

Tabla 4.8 Resumen de indicadores económicos

4.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COSTOS

Una vez que se estimaron los ingresos, los egresos e indicadores económicos del proyecto, como parte de una evaluación económica, se debe realizar un análisis de sensibilidad.

Éste análisis consiste en determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más la rentabilidad de nuestro proyecto. Cada que se realice cualquier evaluación económica se debe realizar dicho análisis, ya que con él se puede determinar los puntos críticos del proyecto, las variables a las que se debe prestar mayor atención y así poder reducir su incertidumbre, ya que menor incertidumbre en nuestras variables se traduce en menor riesgo del proyecto.

Se encontró que las variables que presentan mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto media en términos de Valor Presente Neto (VPN) para cada una de las opciones presentadas son las siguientes:

- a) Producción
- b) Precio del aceite
- c) Inversión

El análisis de sensibilidad calculado para el mantenimiento de presión y aplicación de la tecnología seleccionada que se realizó sobre estas tres variables se presentarán en la Tabla 4.9, Tabla 4.10 y Tabla 4.11, para comparar las variables que presentan mayor influencia económica, este análisis se hizo para cada uno de los escenarios.

También se presentan los diagramas de tornado para cada uno de los escenarios propuestos, (Figura 4.9, Figura 4.10 y Figura 4.11) es aquí donde se observa la variación e impacto en el Valor Presente Neto (VPN) esperado, resultado de las posibles variaciones en cada parámetro de precio, producción, gasto de operación e inversión. Observando que a mayor amplitud del parámetro en el diagrama de tornado es mayormente sensible a sus fluctuaciones al VPN. Las variables que tienen mayor influencia para el VPN en este sector son: el precio y la producción.

4.8.1 Escenario Bajo

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad para el Escenario Bajo (Tabla 4.9).

	Valor actual	Variación antes de impuestos	Variación después de impuestos
Inversión		110%	30%
Millones de pesos	107,237	225,358	130,703
Volumen		-52%	-22%
Aceite (MMB)	234	111	183
Gas (MMMPC)	515	245	403
Precio		-47%	-13%
Aceite (USD/B)	85	45	74
Gas (USD/MPC)	5	3	4

Tabla 4.9 Análisis de sensibilidad, Escenario Bajo

Diagrama de tornado para el Escenario Bajo (Figura 4.9)

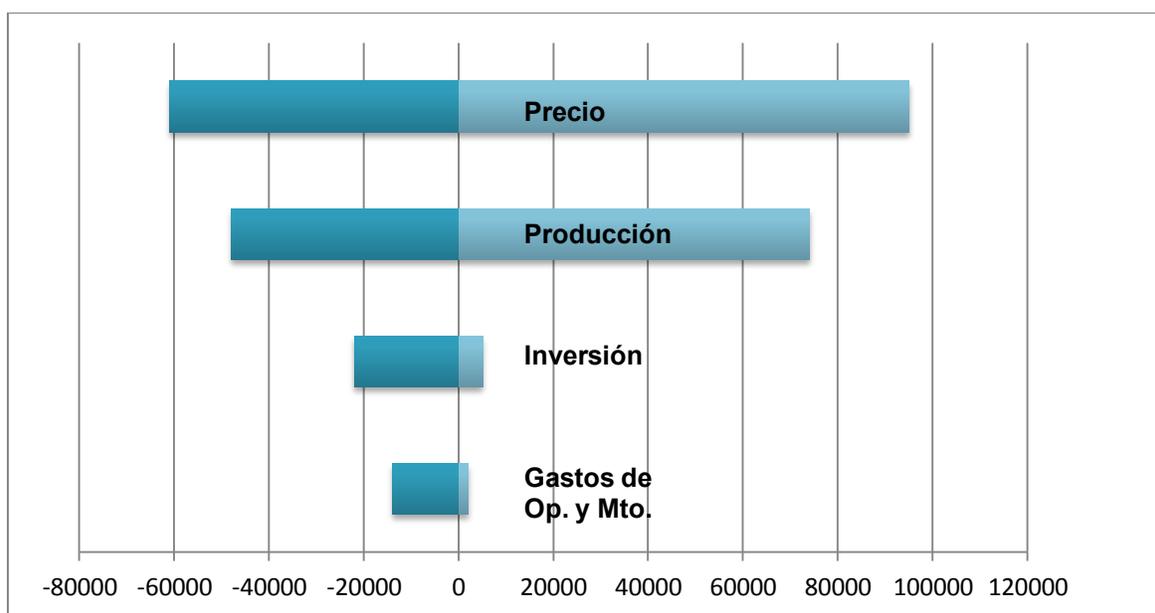


Figura 4.9 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Bajo

4.8.2 Escenario Medio

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad para el Escenario Medio (Tabla 4.10).

	Valor actual	Variación antes de impuestos	Variación después de impuestos
Inversión		155%	52%
Millones de pesos	114,287	291,131	173,681
Volumen		-61%	-33%
Aceite (MMB)	332	131	223
Gas (MMMPC)	731	287	491
Precio		-54%	-18%
Aceite (USD/B)	85	39	69
Gas (USD/MPC)	5	2	4

Tabla 4.10 Análisis de sensibilidad, Escenario Medio.

Diagrama de tornado para el Escenario Medio (Figura 4.10.)

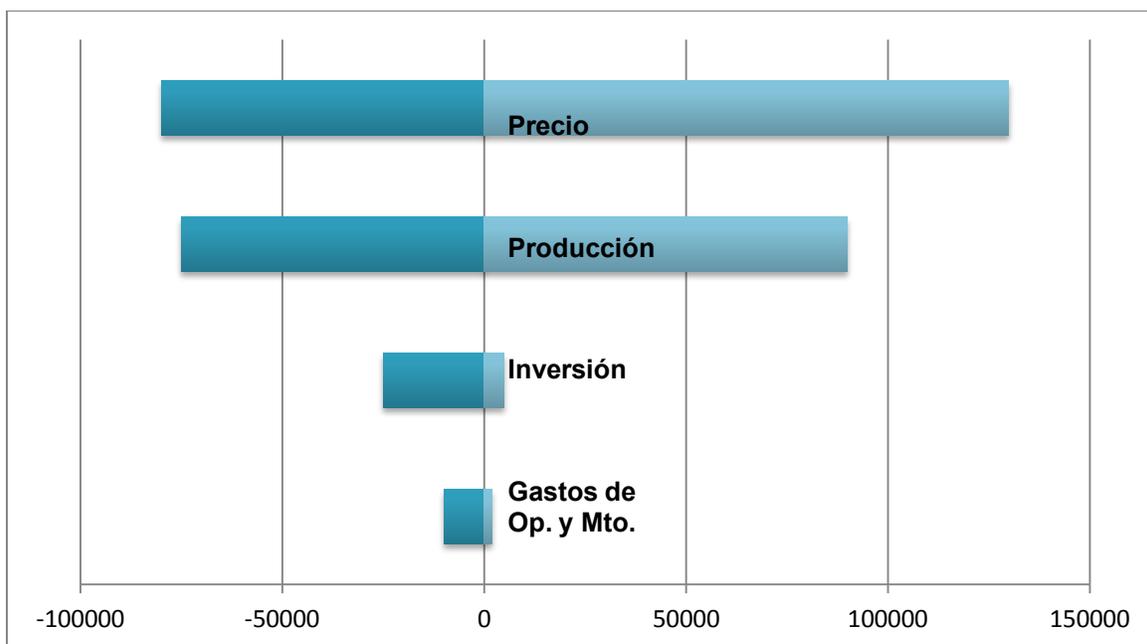


Figura 4.10 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Medio

4.8.3 Escenario Alto

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad para el Escenario Alto. (Tabla 4.11)

	Valor actual	Variación antes de impuestos	Variación después de impuestos
Inversión		195%	72%
Millones de pesos	114,707	338,327	196,816
Volumen		-66%	-40%
Aceite (MMB)	392	133	234
Gas (MMMPC)	863	293	514
Precio		-59%	-22%
Aceite (USD/B)	85	35	66
Gas (USD/MPC)	5	2	4

Tabla 4.11 Análisis de sensibilidad, Escenario Alto.

Diagrama de tornado para el Escenario Alto. (Figura 4.11)

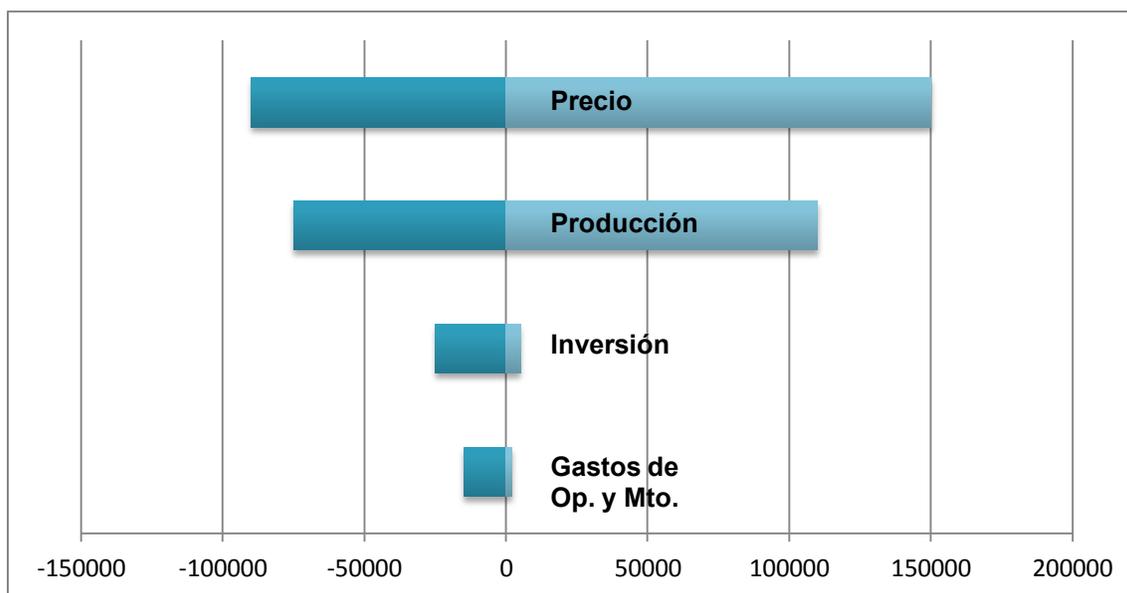


Figura 4.11 Diagrama de tornado (VPN, mmpesos), Escenario Alto.

4.9 CRITERIOS PARA SELECCIONAR EL MEJOR ESCENARIO

La evaluación de los tres escenarios se realizó bajo criterios de rentabilidad y considerando los resultados de las evaluaciones económicas y los análisis de sensibilidad efectuados, el escenario que ofrece las mejores oportunidades es el Escenario Medio.

Los criterios para seleccionar la mejor alternativa fueron:

- Mayor Valor Presente Neto después de impuestos.
- Alta eficiencia después de impuestos.
- Escenario que apoya el objetivo del proyecto.

- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos.
- Menor riesgo tecnológico.

Aunque el Escenario Bajo tiene menor riesgo tecnológico es el que menor volumen de hidrocarburos aporta, el Valor Presente Neto es muy bajo y como se mencionó en el pronóstico de producción, tiende a declinar rápidamente no mostrando estabilidad en cuanto a su producción.

El Escenario Alto tiene un mayor Valor Presente Neto, mayor recuperación de hidrocarburos, incluso alta eficiencia después de impuestos, pero lo que lo hace menos atractivo es el alto riesgo tecnológico que presenta, así como no apearse al objetivo del Proyecto.

Es así que el Escenario Medio es el que más favorece a los criterios mencionados antes, ya que comparado con el Escenario Bajo tiene un mayor VPN, mayor eficiencia después de impuestos y mayor recuperación de reservas de hidrocarburos. Comparado con el Escenario Alto, el Escenario Medio tiene menor riesgo tecnológico y apoya en mayor medida los objetivos del Proyecto.

CAPÍTULO 5

ESTRATEGIA DE DESARROLLO PARA LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA

5.1 PLAN DE DESARROLLO PARA LA ESTRATEGIA SELECCIONADA

El objetivo del escenario seleccionado será optimizar el desarrollo de los campos enfocándose principalmente en la recuperación de las reservas probables de la formación productora. Para ello se propone un esquema de perforación de pozos con terminaciones múltiples, las mejores prácticas y tecnologías probadas.

Los tiempos de ejecución propuestos para el sector 6 se muestran en un diagrama de Gantt (Figura 5.1).

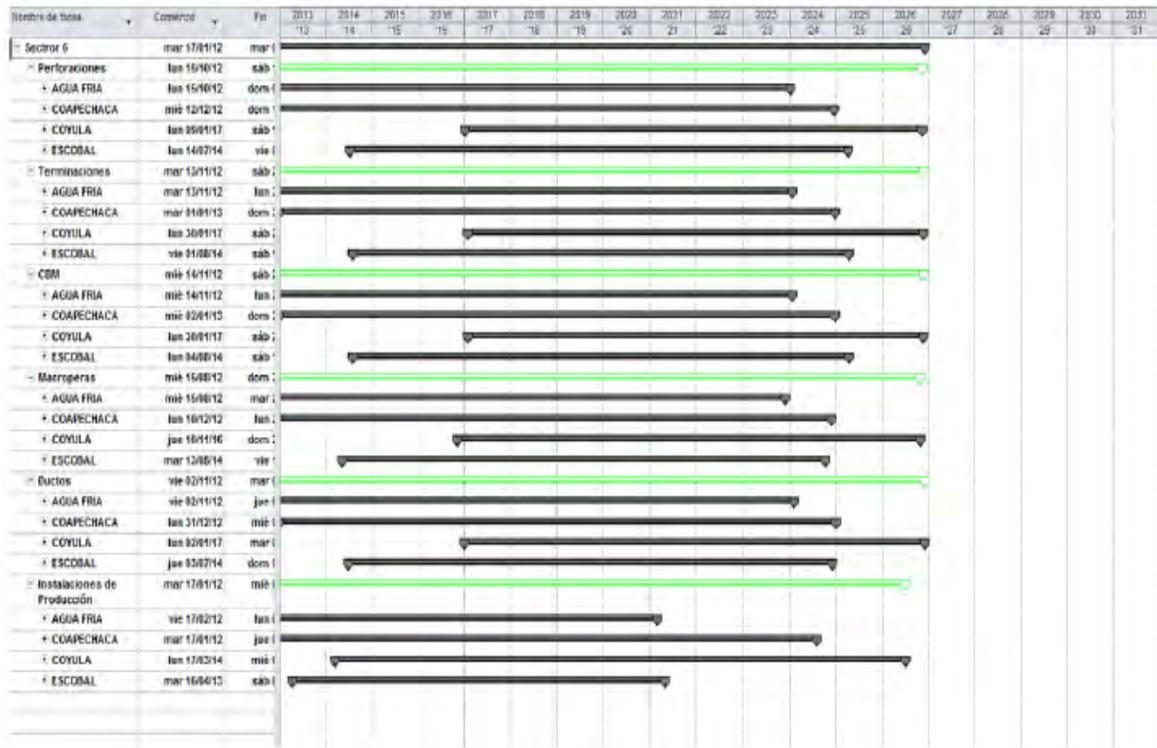


Figura 5.1 Diagrama de Gantt

5.2 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO E INYECCIÓN EN EL SECTOR 6

Actualmente el Sector 6 cuenta con las siguientes instalaciones. Se pretende construir macroperas e infraestructura e implementar las técnicas de Fracturamiento de Pozos y Terminaciones Múltiples (Tabla 5.1).

Baterías de separación	Módulos de separación portátiles	Estaciones de compresión	Plantas de inyección de agua congénita
Antares	Coapechaca v	Agua Fría I	Agua Fría
Agua Fría I	Coapechaca VII	Agua Fría II	
Agua Fría II	Coapechaca VIII	Agua Fría III	
Agua Fría III	Coyula IX	Coyula I	
Coyula I			
Japeto I			
Coapechaca I			
Coapechaca II			
8	4	4	1

Tabla 5.1 Instalaciones existentes en el sector 6

5.3 MANEJO Y APROVECHAMIENTO DE GAS

En la actualidad el gas de la mayoría de los pozos del sector fluyen mezclados con el aceite hacia las baterías de separación, entre ellas Agua Fría I, II, III, Coyula I, Japeto, Antares, Coapechaca I, II y IV. Desde estas instalaciones se envía a las Estaciones de Compresión (EC) para ser enviado finalmente al Centro Procesador de Gas-Poza Rica.

5.3.1 Campo Escobal

El aceite de este campo se maneja en la batería de separación Japeto y se envía por un oleoducto de 6" Ø hacia el entronque del oleoducto de 10"Ø Antares-CAB Tajín-CAB PR.

5.3.2 Campo Coapechaca

La producción se envía a la Batería de Separación (BS) Coapechaca I, ahí se separa y el gas es enviado a través de un gasoducto de 16"Ø a la Estación de Compresión Tajín I y el gas de las restantes es enviado a través del gasoducto de 16"Ø EC Agua Fría I-CPG PR.

5.3.3 Campo Agua Fría

La producción es manejada en la BS Agua Fría I donde se separa y el gas es enviado a través de un gasoducto de 16"Ø a la E.C. Agua Fría I donde se comprime y es enviado por un gasoducto de alta de 16"Ø hacia el CPG Poza Rica. También la producción es manejada en la BS Agua Fría II en donde se separa y el

gas es enviado en baja a través de un gasoducto de 10"Ø a la EC Agua Fría I en donde se comprime y es enviado en alta por un gasoducto de 16"Ø al CPG. Otra porción de la producción es manejada en la BS Agua Fría III en donde se separa y el gas es enviado a través de un gasoducto de 12"Ø en alta al entronque del Gasoducto de 16"Ø TDHumapa–CPG PR.

5.3.4 Campo Coyula

La producción se envía a la batería de separación Coyula I, ahí se separa y el gas es enviado a través de un gasoducto de 12"Ø en alta al entronque del gasoducto de 16"Ø que va de las trampas de diablo Humapa hacia CPG PR.

5.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PROYECTO ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones y tiene como objetivo controlar la producción de hidrocarburos.

5.4.1 Placas de orificio

La medición se realiza principalmente a través de placas de orificio (medidor diferencial) para la medición de gas, ya que con la placa de orificio se pueden medir grandes cantidades de este hidrocarburo.

Este aparato no mide volúmenes, sino registra las presiones de flujo y a partir de estas presiones se efectúa el cálculo del gasto de flujo circulante. Esto es posible, utilizando las relaciones que existen entre las presiones y velocidades, para así conocer el gasto. Este tipo de medidores consisten de un elemento primario que registra la presión diferencial y un elemento secundario que mide esa precisión diferencial. Una precisión típica varía de +/- 3% a +/- 0.5% dependiendo del tipo de registro de lectura empleado.

Las ventajas que tiene el uso de la placa de orificio son: bajo costo de operación y facilidad para su instalación. Este elemento es una placa delgada de metal a la que se le hace un orificio, generalmente redondo y concéntrico, con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión).

Es importante que la placa de orificio se pueda cambiar con facilidad, ya que la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo; para tal fin, se hace el uso del porta-orificio (fitting) (Figura 5.2).

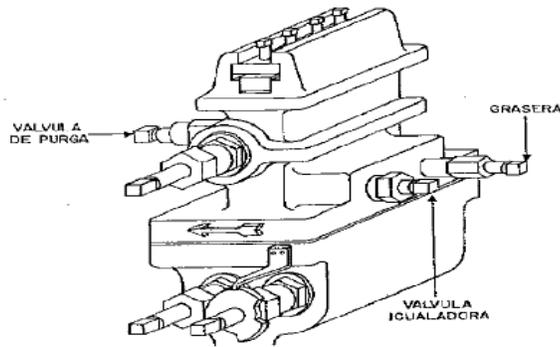


Figura 5.2 Porta-orificio

La brida es el porta-orificio más sencillo, económico y fácil de operar, sin embargo, tiene el inconveniente de que para efectuar el cambio de placa debe suspenderse el flujo, en casos en que el cambio de placa es frecuente, se recomienda el uso del fitting, que es un mecanismo que consta de un elevador, válvula macho, válvula de purga, etc. y esto facilita el cambio y colocación de la placa (Figura 5.3).

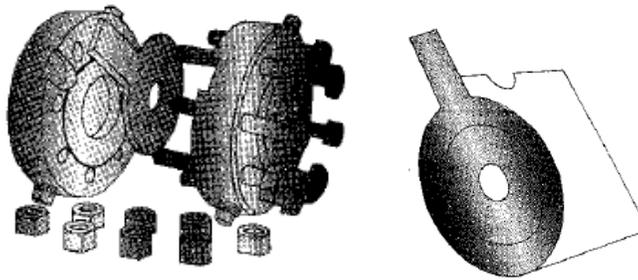


Figura 5.3 Placa de orificio

5.4.2 Medidor tipo radar

La medición de pozos se efectúa con medidores portátiles de medición másica con corte de agua; principalmente los líquidos se miden contra tanque y en algunos casos con medición másica. Uno de los equipos utilizados para medir el líquido es el equipo tipo radar.

La tecnología radar, utilizada para la transferencia de custodia es principalmente la de onda continua de frecuencia modulada (OCFM). Es una solución que no utiliza la repetición de los pulsos, tal como los radares emisores de pulsos y tampoco mide de forma directa el tiempo de desplazamiento de la onda debido a que es un sistema poco preciso. Esta tecnología lo que hace es enviar una señal de radar continua en la cual la frecuencia cambia continuamente, efectuándose un barrido de frecuencias (Figura 5.4).

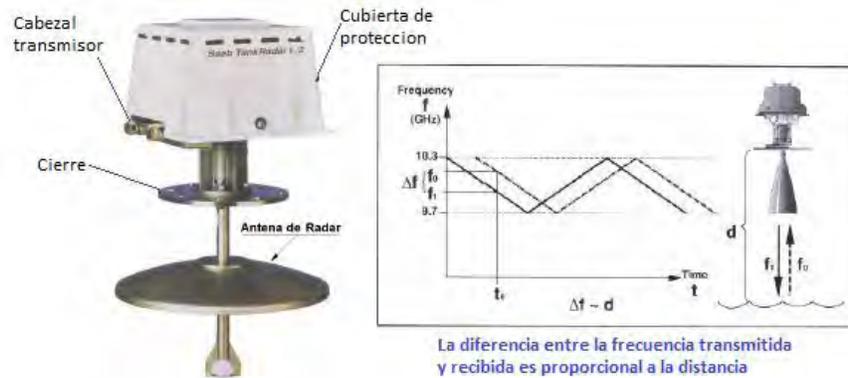


Figura 5.4 Medidor tipo radar

La señal de radar emitida (OCFM) es reflejada por la superficie de líquido que hay en el tanque, recibida en la electrónica y comparada. Esta señal de retorno que está retrasada debido a la distancia recorrida, tiene una frecuencia diferente en relación a la señal emitida en aquel mismo instante. Esta diferencia de frecuencias es directamente proporcional a la distancia recorrida. Esta distancia recorrida, que es el doble de la distancia hasta la superficie del producto, puede utilizarse para establecer el nivel que hay de producto. A esta medida se le denomina “innage”.

Esta diferencia de frecuencias permite conocer de forma precisa la distancia entre la antena del radar y la superficie de líquido almacenado en el tanque, a esta medida se le llama “ullage”. Existen medidores que pueden alcanzar una precisión de 0.4 mm.

La Figura 5.5 muestra donde se instala el medidor tipo radar.



Figura 5.5 Esquema de colocación del medidor tipo radar

La información que se obtiene del medidor de radar son:

- Nivel
- Temperatura
- Presión de vapor
- Presión hidrostática
- Nivel de interface de agua

Y con la información obtenida podemos calcular:

- Volumen neto
- Densidad
- Masa

5.4.3 Cinta de medición

Es una cinta de acero, graduada y usada para la medición de hidrocarburos en un tanque (Figura 5.6).



Figura 5.6 Cinta de medición

5.4.4 Medidores tipo coriolis

En las nuevas instalaciones se está considerando que se provean en los separadores equipos de medición másica como el coriolis para la cuantificación de la mezcla agua-aceite.

Los medidores coriolis miden masa en forma directa, así como también pueden medir densidad y volumen.

Las ventajas que tienen este tipo de medidores son:

- No tiene partes móviles asegurando una mejor exactitud a lo largo del tiempo.
- No requiere instalaciones especiales, en consecuencia, bajos costos de instalación.

En el pozo Coapechaca II se muestra físicamente como está instalado un medidor tipo coriolis (Figura 5.7).



Figura 5.7 Medidor tipo Coriolis en el pozo Coapechaca II

Actualmente el muestreo y la caracterización de los fluidos de pozos se realizan con el personal de la empresa y personal de servicio de un tercero; la calidad del gas se determina con la toma de muestra en pozo y su caracterización (análisis cromatográfico) en el laboratorio del Activo Integral Poza Rica Altamira.

5.5 RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y/O MEJORADA

No se considera procesos de recuperación secundaria ni mejorada en el periodo 2013-2031, así que el comportamiento de producción en los pozos y en general en el yacimiento estarán determinados por recuperación primaria, es decir, declinación natural, por lo tanto sólo se contará con la instalación de Sistemas Artificiales de Producción, los cuales tienen el objetivo de prolongar la vida productiva de los pozos.

5.6 PERFORACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES

La perforación de pozos se realizará de forma direccional e horizontal, la cual se iniciará en la superficie desde la macropera. El empleo de las macroperas es una técnica convencional dentro del proyecto, derivado de la necesidad de reducir el impacto ambiental y las afectaciones a terceros.

Se consideran las prácticas y métodos actuales de desarrollo aplicados en el Proyecto, como la terminación selectiva, donde una vez concluida la explotación del primer cuerpo de arena se realizan reparaciones mayores con sus respectivas fracturas para explotar los cuerpos restantes.

En la terminación de pozos ésta será realizada con fracturas hidráulicas con Nitrógeno, Dióxido de Carbono, aceite cíclico o aceite estabilizado, con la finalidad de minimizar el daño a la formación, tiempos de limpieza y entrega de producción.

La Figura 5.8 es un ejemplo de la perforación de un pozo de forma direccional.

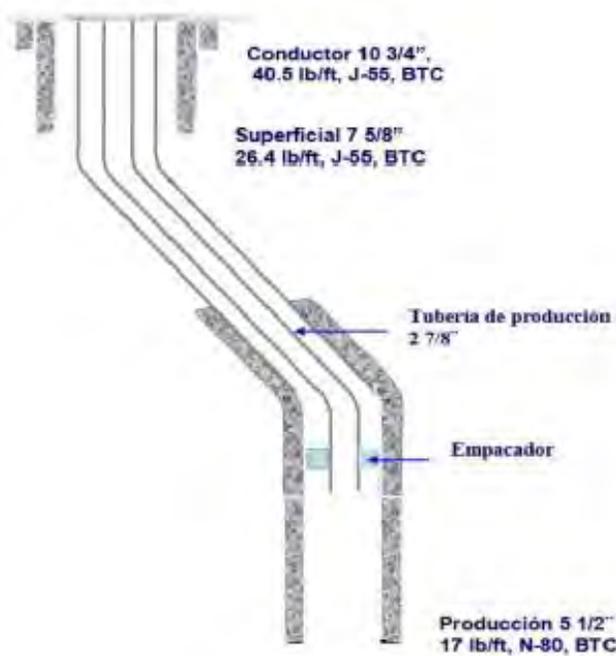


Figura 5.8 Estado mecánico de un pozo productor tipo.

5.6.1 Programa de Perforación de Pozos

La ingeniería consiste en el diseño de diversos parámetros para controlar el proceso de perforación y al mismo tiempo considerar las condiciones de explotación presente y futura, particularmente en los temas de reparaciones mayores y la instalación de sistemas artificiales de producción.

La perforación se realiza en trayectorias direccionales que alcanzan su objetivo con el desplazamiento necesario. El programa de perforación de los pozos de desarrollo tiene como horizonte: Agua Fría (2013-2024), Coapechaca (2013-2024), Coyula (2017-2026) y Escobal (2014-2025).

La Tabla 5.2 muestra el número de pozos de desarrollo y la Tabla 5.3 muestra la inversión por la perforación de pozos.

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	91	42	-	-	133
2014	74	124	-	11	209
2015	137	55	-	23	215
2016	88	79	-	44	211
2017	70	86	5	57	218
2018	65	71	7	82	225
2019	61	65	22	79	227
2020	100	44	33	37	214
2021	44	73	88	23	228
2022	122	53	24	20	219
2023	12	87	101	19	219
2024	1	78	113	21	213
2025	-	-	195	1	196
2026	-	-	167	-	167
2027-2031	-	-	-	-	-
Total	865	857	755	417	2,894

Tabla 5.2 Perforación de pozos desarrollo por campo (número).

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	1,131	382	-	-	1,514
2014	779	999	-	92	1,869
2015	1,138	385	-	189	1,712
2016	802	554	-	376	1,732
2017	581	603	55	522	1,761
2018	566	498	77	824	1,964
2019	534	455	225	810	2,025
2020	859	308	275	370	1,812
2021	379	512	775	213	1,878
2022	1,009	371	243	176	1,799
2023	116	610	842	181	1,748
2024	11	547	962	218	1,738
2025	-	-	1,714	11	1,725
2026	-	-	1,427	-	1,427
2027	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-
Total	7,907	6,223	6,595	3,980	24,705

Tabla 5.3 Perforación de Pozos de Desarrollo (mmpesos)

La Figura 5.9 muestra la inversión de pozos por campo, así como también el número de pozos que se pretende realizar, a pesar de que en Coyula se perforaran alrededor de cien pozos menos que en Coapechaca, Coyula presenta mayor inversión en este rubro.

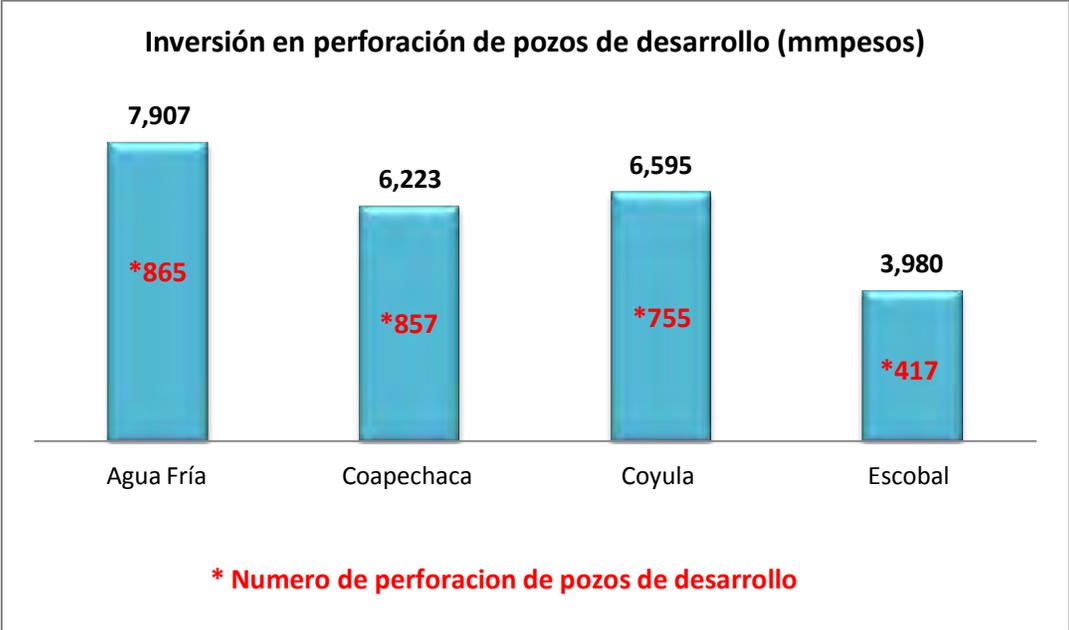


Figura 5.9 Inversión en Perforación de Pozos de Desarrollo

La Figura 5.10, muestra el costo por pozo, en ella se puede observar que los pozos con costos más elevados se encuentran en Coyula y Escobal, a pesar de que en estos dos campos se pretenden perforar menos pozos que en Agua Fría y Coapechaca.

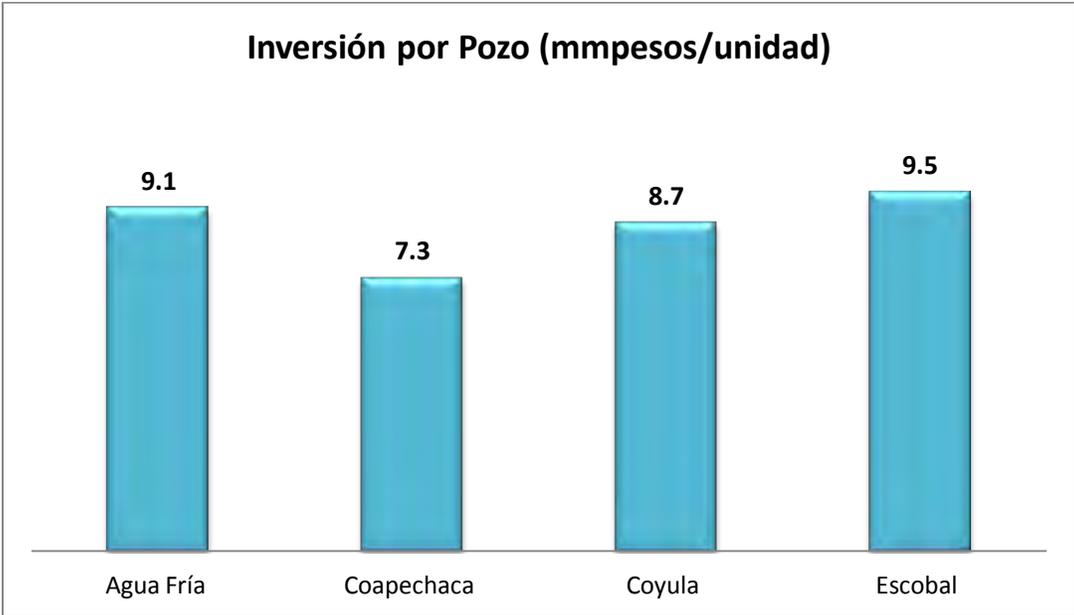


Figura 5.10 Inversión por Unidad de Perforación de Pozos de Desarrollo

5.6.2 Programa de Terminación de Pozos

El programa de terminación de pozos tiene como horizonte para cada uno de los campos la siguiente meta: Agua Fría (2013-2024), Coapechaca (2013-2024), Coyula (2017-2026) y Escobal (2014-2025). La Tabla 5.4 nos proporciona información sobre el número de terminaciones y la Tabla 5.5 la inversión a realizar en la terminación de pozos de desarrollo.

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	92	42	-	-	134
2014	76	117	-	11	204
2015	132	60	-	23	215
2016	86	82	-	44	212
2017	69	86	5	57	217
2018	63	71	7	82	223
2019	57	65	22	79	223
2020	107	44	32	37	220
2021	44	73	89	23	229
2022	127	53	15	20	215
2023	12	87	101	19	219
2024	3	78	108	21	210
2025	-	-	198	1	199
2026	-	-	178	-	178
2027-2031	-	-	-	-	-
Total	868	858	755	417	2,898

Tabla 5.4 Terminación de Pozos Desarrollo por Campo (número).

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	437	273	-	-	710
2014	354	720	-	66	1,140
2015	741	369	-	129	1,239
2016	447	505	-	241	1,193
2017	379	529	22	297	1,227
2018	340	437	31	394	1,203
2019	311	400	104	372	1,187
2020	578	271	177	179	1,205
2021	248	449	476	119	1,293
2022	705	326	68	107	1,206
2023	63	535	552	96	1,246
2024	13	480	596	98	1,187
2025	-	-	1,065	4	1,070
2026	-	-	967	-	967
2027-2031	-	-	-	-	-
Total	4,616	5,295	4,058	2,102	16,071

Tabla 5.5 Terminación Pozos de Desarrollo (mmpesos).

Al campo que se destinará mayor inversión para la terminación de pozos es Coapechaca, ya que se requiere mayor numero de terminaciones, Escobal es el campo que requerirá de una menor inversión (Figura 5.11).

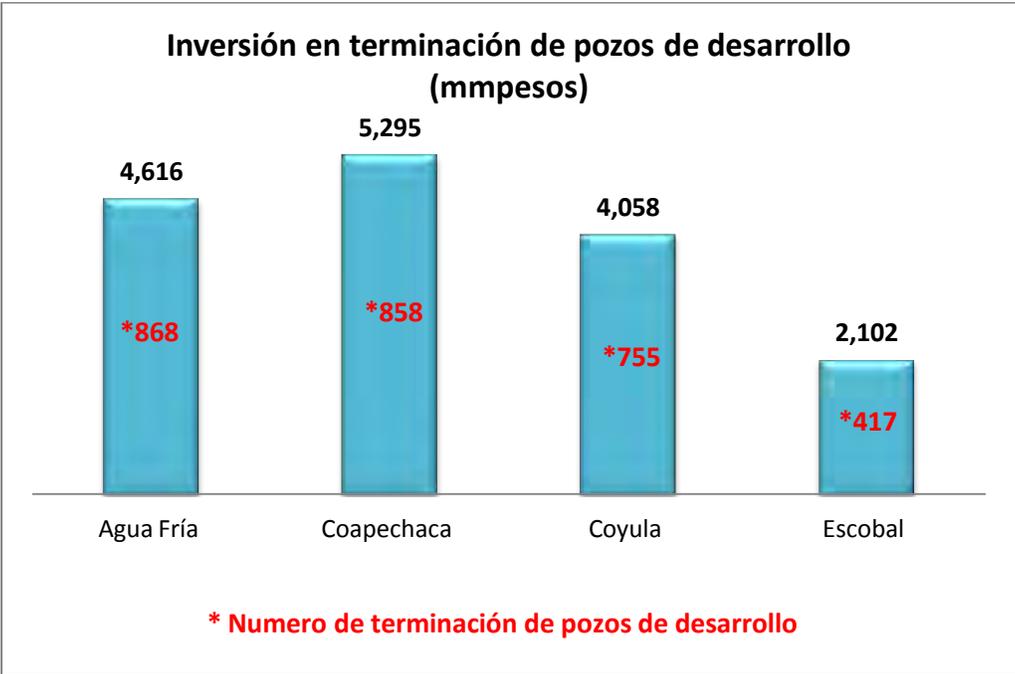


Figura 5.11 Inversión en terminación de pozos de desarrollo

Cuando se compara la inversión por unidad en la terminación de pozos, la inversión en Escobal aumenta considerablemente (Figura 5.12).

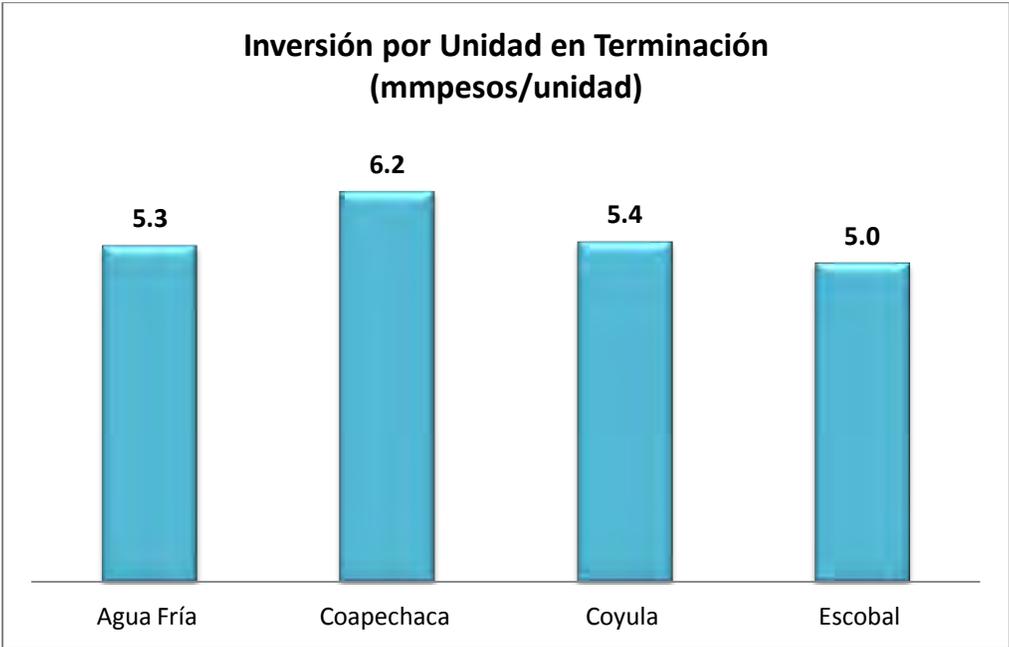


Figura 5.12 Inversión por unidad de terminación de pozo

5.6.3 Programa de Reparación de Pozos

El programa de reparaciones mayores comprende: Agua Fría (2013-2027), Coapechaca (2013-2030), Coyula (2013-2031) y Escobal (2013-2031). La Tabla 5.6 nos muestra el número de reparaciones mayores y la Tabla 5.7 representa la inversión que se necesita para realizar dichas reparaciones.

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	49	13	4	1	67
2014	28	25	14	7	74
2015	18	55	8	6	87
2016	51	114	45	30	240
2017	146	128	30	24	328
2018	91	96	15	29	231
2019	121	166	10	35	332
2020	89	142	13	45	289
2021	72	111	11	52	246
2022	74	110	3	61	248
2023	75	76	8	60	219
2024	103	103	22	102	330
2025	61	85	32	76	254
2026	79	67	97	45	288
2029	-	105	108	19	232
2030	-	9	202	14	225
2031	-	-	150	8	158
Total	1,117	1,570	904	674	4,265

Tabla 5.6 Reparaciones Mayores de Pozos Desarrollo por Campo (número).

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	172	46	14	4	234
2014	98	88	48	25	258
2015	63	193	28	21	304
2016	179	399	155	105	838
2017	511	448	104	84	1,147
2018	319	336	52	102	808
2019	424	581	35	123	1,162
2020	312	497	45	158	1,011
2021	252	389	38	182	860
2022	259	385	10	214	868
2023	263	266	28	210	766
2024	361	361	76	357	1,154
2025	214	298	110	266	887
2026	277	235	335	158	1,003
2027	210	329	114	140	793
2028	-	249	342	70	660
2029	-	368	373	67	807
2030	-	32	697	49	777
2031	-	-	518	28	546
Total	3,910	5,495	3,119	2,359	14,882

Tabla 5.7 Reparaciones Mayores (mmpesos).

En Coapechaca se requiere una mayor inversión para reparaciones mayores debido a que en este campo se llevarán a cabo un mayor número de estas. (Figura 5.13); sin embargo, cuando se efectúa un promedio de inversión por unidad de reparación en los cuatro campos se equipara esta inversión, ya que una reparación para cualquiera de los cuatro campos ronda los 3.5 mmpesos.

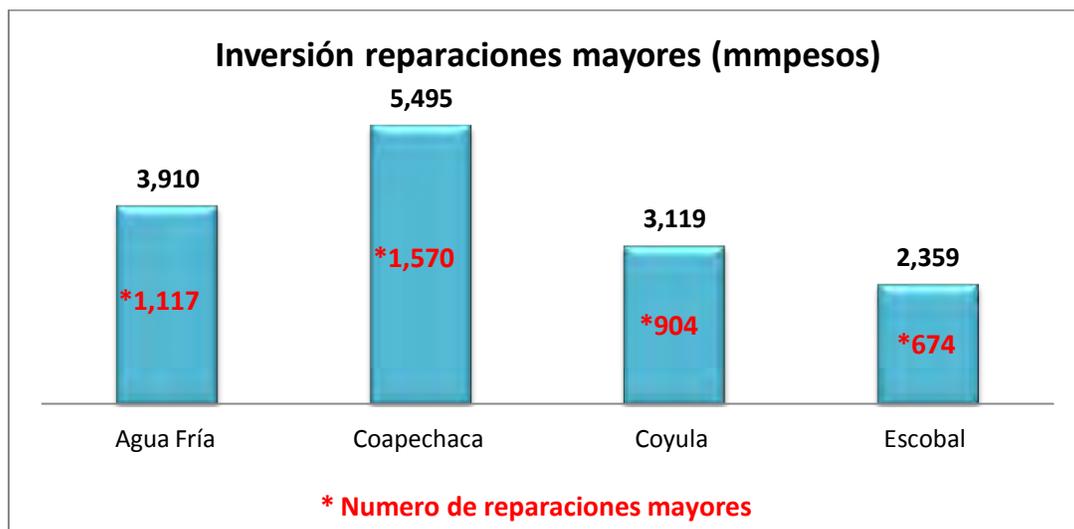


Figura 5.13 Inversión en reparaciones mayores

5.6.4 Programa de Taponamiento y Abandono de Pozos

El programa de taponamiento de pozos comprende Agua Fría (2020-2031), Coapechaca (2020-2031), Coyula (2026-2031) y Escobal (2023-2031). (Tabla 5.8)

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-
2020	42	20	-	-	62
2021	84	36	-	-	120
2022	53	74	-	-	127
2023	111	43	-	10	164
2024	85	56	-	16	157
2025	78	59	-	27	164
2026	67	37	5	26	135
2027	68	67	7	20	162
2028	99	71	22	38	230
2029	71	83	23	31	208
2030	62	47	61	51	221
2031	58	39	46	61	204
Total	878	632	164	280	1,954

Tabla 5.8 Taponamiento de pozos por campo (número).

En cuanto al programa de abandono comprende el periodo, por campo: Agua Fría (2020-2031), Coapechaca (2020-2031), Coyula (2026-2031) y Escobal (2023-2031) (Tabla 5.9).

Año	Agua Fría	Coapechaca	Coyula	Escobal	Total
2013	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-
2020	84	40	-	-	124
2021	168	72	-	-	240
2022	106	148	-	-	254
2023	222	86	-	20	328
2024	170	112	-	32	314
2025	156	118	-	54	328
2026	134	74	10	52	270
2027	136	134	14	40	324
2028	198	142	44	76	460
2029	142	166	46	62	416
2030	124	94	122	102	442
2031	116	78	92	122	408
Total	1,756	1,264	328	560	3,908

Tabla 5.9 Abandono de campos (mmpesos).

Aunque en la Figura 5.14 se aprecia una gran diferencia en cuanto a la inversión y número de abandono, al realizar este análisis los cuatro campos presentan la misma inversión dando como resultado 2 (mmpesos/unidad).

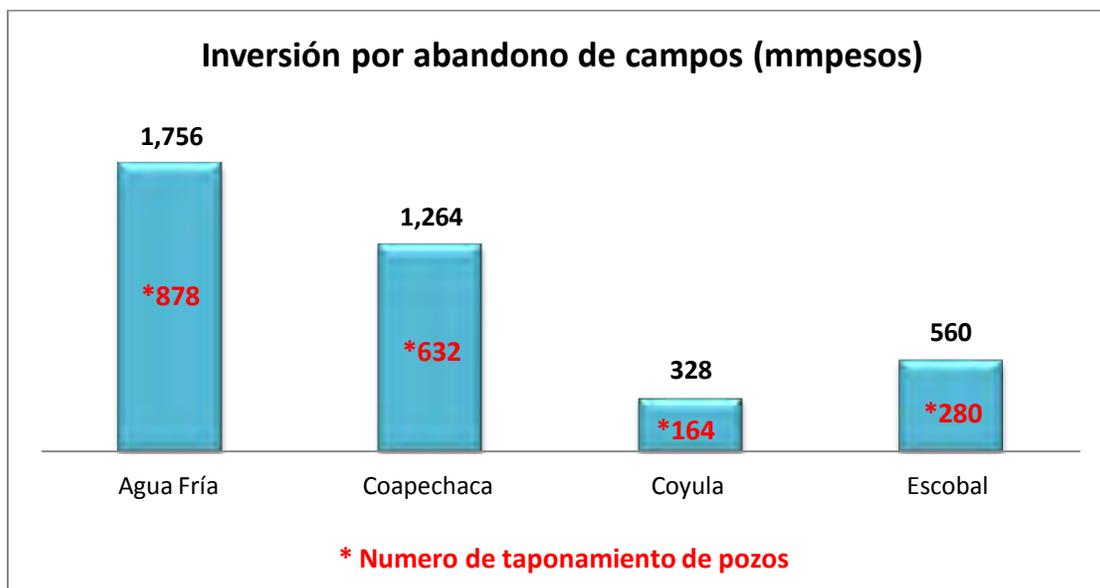


Figura 5.14 Inversión por abandono en campo

5.6.5 Programa de Infraestructura

El programa general de sísmica e infraestructura comprende la construcción de macropipas, ductos e instalaciones para el manejo de la producción de aceite y gas. El número de metas físicas en cuanto a su infraestructura se muestra en la Tabla 5.10 y su inversión se presenta en la Tabla 5.11.

Año	Macropipas	Ductos	Instalaciones para el manejo de producción
2013	56	48	4
2014	67	68	2
2015	57	61	4
2016	49	50	2
2017	55	58	1
2018	57	52	6
2019	64	61	1
2020	44	45	2
2021	50	52	4
2022	50	50	-
2023	41	44	1
2024	48	46	3
2025	47	45	3
2026	33	45	2
2027	-	-	-
2028	-	-	-
2029	-	-	-
2030	-	-	-
2031	-	-	-
Total	718	725	35

Tabla 5.10 Programa metas físicas para infraestructura (número).

Año	Macroperas	Ductos	Instalaciones para el manejo de producción
2013	396	337	443
2014	462	459	315
2015	431	408	572
2016	347	347	47
2017	384	384	502
2018	406	360	607
2019	430	418	12
2020	334	303	560
2021	359	350	280
2022	358	337	-
2023	293	299	338
2024	341	316	362
2025	336	303	408
2026	217	296	152
2027	-	-	-
2028	-	-	-
2029	-	-	-
2030	-	-	-
2031	-	-	-
Total	5,094	4,916	4,597

Tabla 5.11 Perfiles de inversión para infraestructura (mmpesos).

En la Figura 5.15 se muestra la inversión y el número de instalaciones por tipo de infraestructura.



Figura 5.15 Inversión en instalaciones superficiales por tipo de infraestructura

La Figura 5.16 muestra un análisis de inversión por unidad de infraestructura, dando como resultado una mayor inversión en las instalaciones para el manejo de producción.

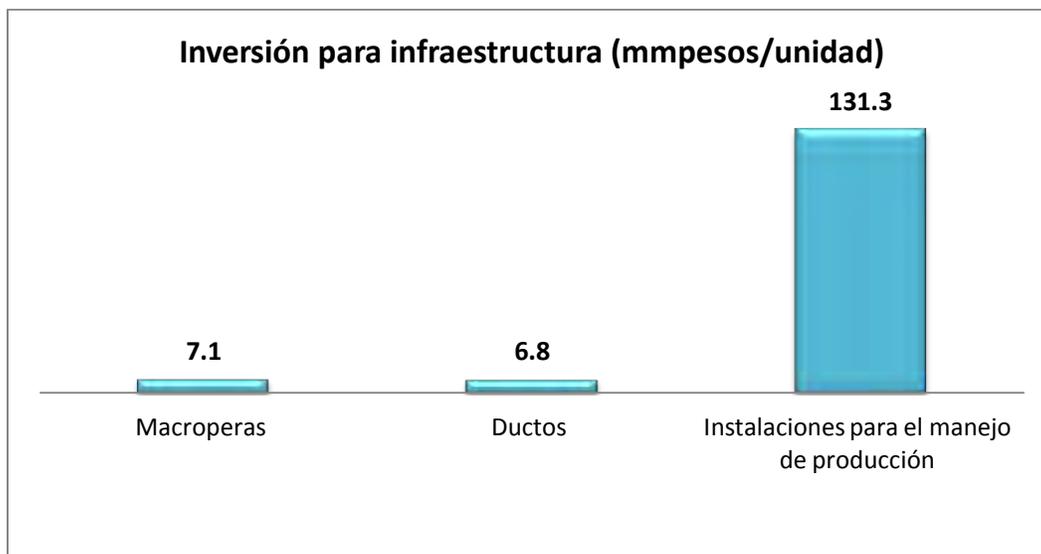


Figura 5.16 Inversión por unidad de infraestructura

CONCLUSIONES/RECOMENDACIONES.

- El Proyecto Integral Aceite Terciario del Golfo representa una gran área de oportunidad para la exploración y explotación de hidrocarburos en México; sin embargo, al conformarse por yacimientos no convencionales, la falta de tecnología y el poco conocimiento del subsuelo han detenido el desarrollo de éste.
- Es por esto que se han propuesto alternativas de explotación encaminadas a aumentar y mantener la producción del Proyecto.
- El Sector 6 Agua Fría-Coapechaca se ha caracterizado por estar entre los sectores que han aportado un alto volumen de hidrocarburos, por lo que para mantener la producción se han establecido los siguientes objetivos:
 - Desarrollar en su totalidad un modelo geológico integral para los cuatro campos del Sector.
 - Realizar una mejor selección en cuanto a la ubicación y el tipo de terminación de los pozos de acuerdo a la información y tecnologías disponibles.
 - Desarrollar un programa de mantenimiento de presión para todo el Sector al tiempo que se incrementa de forma gradual la producción de los pozos.
 - Por último maximizar los indicadores económicos como el VPN y VPN/VPI.
- Es de suma importancia que los campos del Sector 6 que ya han sido o estén siendo explotados cuenten con la mayor información disponible en cuanto a su historia de producción, propiedades petrofísicas, estudios sísmicos y geológicos, para así poder hacer una mejor predicción de los pronósticos de producción y lograr una adecuada caracterización de los yacimientos.
- Los campos que han aportado mayor volumen de aceite y gas son Agua Fría y Coapechaca con 64 MMB de aceite y 123 MMMPC de gas; los campos Coyula y Escobal han aportado 7 MMB de aceite y 11 MMMPC de gas, es decir, Agua Fría y Coapechaca han aportado alrededor de diez veces más.
- La relevancia que han tenido los campos Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal en su historia de producción no se compara con cualquiera de los tres escenarios propuestos, ya que en toda su etapa de explotación a lo largo de 41 años cuenta con 71 MMB producidos, valor que no se aproxima a los pronósticos esperados del Escenario Medio, ya que en 18 años se pretende producir 332 MMB, cinco veces más el volumen de hidrocarburos producido a lo largo de toda la historia del Sector.
- Para elegir el mejor escenario de explotación se tenía en consideración diversos factores con los que tenía que cumplir el escenario analizado:

El Escenario Alto ofrecía mayor volumen de hidrocarburos, tanto de aceite como de gas, así como también tenía un alto Valor Presente Neto después de impuestos; sin embargo, su riesgo era demasiado alto.

El riesgo en el Escenario Bajo es poco, pero el volumen de hidrocarburos producidos y el Valor Presente Neto después de impuestos son mínimos.

En cambio el Escenario Medio se apega más a estos criterios teniendo altos volúmenes de hidrocarburos, alto VPN después de impuestos y menor riesgo tecnológico.

- La inversión en pozos, es decir, perforación, terminación, reparaciones y taponamiento es mayor en los campos Agua Fría y Coapechaca debido a que el número de intervenciones por cada rubro es mayor, comparado con Coyula y Escobal que son campos que requieren menor número de intervenciones. Sin embargo, cuando se hace un análisis de inversión por unidad se observa que la inversión es más alta en cada pozo de estos dos últimos campos.
- En cuanto a la infraestructura en superficie (macroperas y ductos) se requiere una menor inversión por unidad, por cada macropera se requieren 7 mmpesos y por cada ducto 6.8 mmpesos, a diferencia de las instalaciones para manejo de la producción cuya inversión es mayor, ya que por cada unidad de instalaciones para manejo de la producción se requieren 131 mmpesos.
- Actualmente en el PIATG se está llevando a cabo el Proyecto Hectárea Fracturada que consiste en el fracturamiento de pozos horizontales mediante la técnica Zipper Frac, actividad realizada con el propósito de incrementar el área de contacto con el yacimiento mediante una mayor densidad de fracturas, y así obtener un aumento significativo de la producción y del factor de recuperación. Los pozos seleccionados se encontraron en los campos Escobal y Coyula.

ANEXO

Se debe tener en cuenta que para el desarrollo del proyecto se analizaron y evaluaron tres alternativas:

- Escenario Medio: Desarrollo del proyecto con una mezcla de pozos convencionales y no convencionales.
- Escenario Bajo: Únicamente pozos convencionales.
- Escenario Alto: Únicamente pozos no convencionales.

Los puntos importantes para la selección del escenario óptimo fueron: la productividad de los pozos y los costos durante la vida del proyecto.

A continuación se detallan cada uno de los escenarios mencionados anteriormente.

Escenario Medio.

- Desarrollo de campos mediante la perforación y terminación de 2894 pozos, 4265 reparaciones mayores y 1954 taponamientos
- Los pozos se encontrarán operando con un Sistema Artificial de Producción.
- Operando bajo un método recuperación secundaria, mediante la inyección de agua como mantenimiento de presión. Se considera la perforación de 341 pozos inyectores.
- Incremento continuo de la producción mediante la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- Se contempla la reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de operación y producción.

Escenario Bajo.

- Desarrollo de campos mediante la perforación de 1,788 pozos convencionales, en arreglos de 9 pozos por macropera, uno de ellos es vertical y 8 direccionales. (Figura A1)

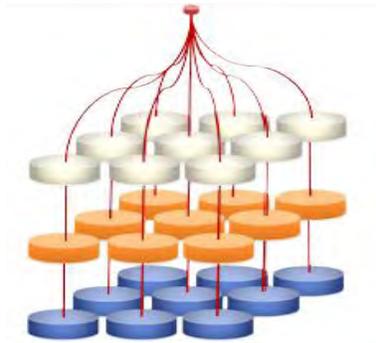


Figura A1. Arreglo de pozos en macropera

- 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 o 3 reparaciones mayores por pozo, resultando un total de 5,564 reparaciones mayores.
- Pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva.
- Operando bajo recuperación secundaria, mediante la inyección de agua como mantenimiento de presión. Se considera la perforación de 341 pozos inyectores.
- Incremento continuo de la producción mediante la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- Se contempla la reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de operación y producción.

Escenario Alto.

- Desarrollo de campos mediante la perforación de 2,384 pozos horizontales, en arreglos de 4 pozos por macropera. (Figura A2)

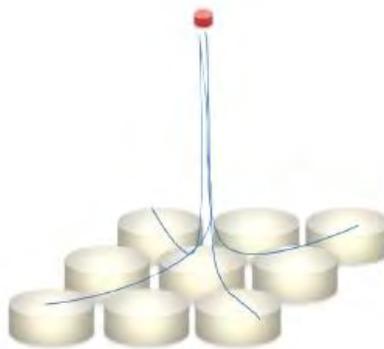


Figura A2. Esquema de Pozos Horizontales

- No se contemplan reparaciones mayores, ya que la explotación de los distintos intervalos se debería hacer mediante la perforación de nuevos pozos horizontales.
- Pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva.
- Operando bajo recuperación secundaria, mediante la inyección de agua como mantenimiento de presión. Se considera la perforación de 341 pozos inyectoros.
- Incremento continuo de la producción mediante la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- Se contempla la reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de operación y producción.

BIBLIOGRAFÍA.

Bader Al Matar, et al. El tratamiento correcto para el yacimiento correcto, Schlumberger 2008.

Brown, Kermit E. The technology of artificial lift methods. Volume 2, Tulsa 1980

Clark, J.B. A hydraulic process for increasing the productivity of oil wells, Trans. 1949.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. Dictamen Agua Fria-Coapechaca, Diciembre 2010

Comisión Nacional de Hidrocarburos. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, México, 2010.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. Guía de Auditorias de Medición

Comisión Nacional de Hidrocarburos. Norma Oficial Mexicana, NOM-143-SEMARNAT. Aguas Congénitas

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

Craig, David. Analytical modeling of a fracture-injection/falloff Sequence and the development of a refracture candidate Diagnostic test, Texas A&M University, 2006

Domínguez Vargas, Guillermo C. La medición de Hidrocarburos en México. Foro de Medición de Hidrocarburos, 2012

Flores Ávila, Fernando. Descripción del Mapa Tecnológico del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 2010.

Garaicochea P. Francisco; Bashbush B. José Luis Apuntes de Comportamiento de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM

Gómez Cabrera, José Ángel. Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie. Facultad de Ingeniería, UNAM

González Misael, Factores que impactan en la productividad de los pozos fluyentes del activo integral aceite terciario del golfo, México 2011

Larry W. Lake, Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Texas 1989.

Maghsood Abbaszadeh, Reservoir Characterization and Co₂-EOR injection studies in chicontepec turbidite reservoirs, México. International Petroleum Technology Conference.

Matthews, C.S. y Russell, D.G.: *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*, Monograph, SPE, Richardson, 1967.

Muir, J., "Geology of the Tampico Region. Mexico". American Association of Petroleum Geologist, Bulletin Vol. 20, 1936.

Pazmiño, Jorge. Fundamentos de la teoría de fracturamiento hidráulico, México 2005.

PEMEX Exploración y Producción, Análisis Costo Beneficio Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Julio 2008.

PEMEX Exploración y Producción, Informe Anual 2007. Recuperación Secundaria en México, México 2007.

PEMEX Exploración y Producción. Anuario Estadístico 2013

Rodríguez Nieto, Rafael. Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Rojas, Ana. Analisis de Pruebas de Presión en yacimientos Hidraulicamente fracturados, Universidad Industrial de Santander, 2000.

Secretaria de Energía. Sistemas de Medición Existentes y Nuevas Tecnologías. Repsol, 2005

Vázquez, A., "Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec", 2008.