



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES – INGENIERÍA  
DE PRODUCCIÓN

CASOS DE APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES  
PARA UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
DIANA MENDOZA BARBOSA

TUTORES PRINCIPALES:  
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO, FACULTAD DE INGENIERÍA – IMP  
M.I GERARDO LOBATO BARRADAS, PEMEX

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Julio 2016



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.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: M.C. Escobedo Zenil David  
Secretario: M.C. Santillán Piña Noé  
Vocal: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar  
1<sup>er.</sup> Suplente: M.I. Sánchez Martínez Jesús  
2<sup>d o.</sup> Suplente: M.I. Lobato Barradas Gerardo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Universidad Nacional Autónoma de México-  
Instituto Mexicano del Petróleo

**TUTORES DE TESIS:**

Dr. Edgar Ramírez Jaramillo



---

**FIRMA**

M.I. Gerardo Lobato Barradas



---

**FIRMA**

***Tesis dedicada a mis padres:***

*Sr. Carlos Mendoza Velázquez.*

*Sra. Sandra Luz Barbosa Vela.*

## AGRADECIMIENTOS

- *Gracias Jehová por darme la vida e iluminar cada uno de mis días; aunque las cosas sean complicadas tu guías mi camino. Gracias por permitirme concluir este proyecto tan importante para mí, gracias te doy por todas tus bendiciones en mi vida, sin ti nada podría hacer...*
- **A mis padres:** *Carlos y Sandra por ser mi guía y ejemplo, por impulsarme a seguir mis sueños y enseñarme que con esfuerzo y dedicación todo es posible. Mis palabras jamás serán suficientes para agradecerles todo lo que hacen por mí.*
- **A mis hermanas y cuñado:** *Lucy, Sandy y Edwin por apoyarme en todo momento, aun cuando estoy lejos, gracias por el apoyo incondicional que recibo de ustedes.*
- **A mis sobrinos** *Xime, Fer y Edwin, por alegrarme la vida en momentos difíciles, espero que este trabajo sirva de aliciente para que en algún momento ustedes construyan su propio sueño y vivan esta satisfacción.*
- **A Miguel Ángel Vidal,** *gracias por todo tu apoyo, por emprender este proyecto juntos y compartir nuestros sueños.*
- **Agradecimientos especiales al Dr. Fernando Sebastián Flores Ávila y al M.I. Juan M. Riaño Caraza,** *por creer en mí y darme la oportunidad de realizar estos estudios de maestría, sin su apoyo este sueño no hubiera sido posible; lo tendré siempre presente.*
- **A PEMEX** *por las facilidades que me otorgó para realizar este trabajo, en especial a la Coordinación de Gestión Tecnológica Región Norte, Coordinación de Diseño de Explotación, Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos, Coordinación de Ingeniería de Producción y Laboratorio de Yacimientos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.*
- **A la UNAM,** *posgrado de ingeniería por permitirme formar parte de esta casa de estudios.*
- **Al Dr. Edgar Ramírez Jaramillo y al M.I Jorge H. Jiménez** *por su esfuerzo y tiempo dedicado en temas específicos que me sirvieron para la elaboración de esta tesis.*
- **A mis sinodales** *M.C. David Escobedo Zenil, M.C. Noé Santillán Piña, Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, M.I. Jesús Sánchez Martínez y M.I. Gerardo Lobato Barradas por formar parte de este proyecto, sus observaciones fueron importantes para concluirlo adecuadamente.*
- **A los profesores** *que formaron parte de mi desarrollo académico, gracias por compartir sus conocimientos.*

## CONTENIDO

<i>DEDICATORIA</i> .....	<i>i</i>
<i>AGRADECIMIENTOS</i> .....	<i>ii</i>
<i>RESUMEN</i> .....	<i>v</i>
<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i> .....	<i>vii</i>
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i> .....	<i>ix</i>
<i>ÍNDICE DE GRÁFICAS</i> .....	<i>xii</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	<i>Xiii</i>
<b><i>CAPÍTULO I GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN</i></b> .....	<b><i>1</i></b>
1.1. Clasificación de los sistemas artificiales de producción convencionales .....	1
1.2. Sistemas Híbridos.....	13
<b><i>CAPÍTULO II APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN TRADICIONALES EN UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL</i></b> .....	<b><i>17</i></b>
2.1 Problemática general.....	17
2.2 Ejemplo de yacimientos no convencionales a nivel mundial .....	18
2.3 Tecnologías de sistemas artificiales para yacimientos no convencionales aplicadas a nivel mundial .....	28
<b><i>CAPÍTULO III CARACTERÍSTICAS Y DESARROLLO DEL YACIMIENTO NO CONVENCIONAL CHICONTEPEC</i></b> .....	<b><i>35</i></b>
3.1 Historia.....	35
3.2 Características generales .....	35
3.3 Antecedentes geológicos.....	36
3.4 Sectorización por propiedades de la roca, fluidos e instalaciones superficiales.....	38
3.5 Estrategias de desarrollo de Chicontepepec .....	45
3.6 Problemas de los sistemas artificiales en Chicontepepec .....	53
3.7 Casos de aplicación de sistemas artificiales de producción en Chicontepepec .....	55
<b><i>CAPÍTULO IV PRUEBAS TECNOLÓGICAS Y CASOS DE APLICACIÓN MODIFICANDO LOS SAP CONVENCIONALES</i></b> .....	<b><i>59</i></b>
4.1 Bombeo mecánico con tubería flexible (BMTF) .....	59
4.2 Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas (SHBCP) .....	69

---

4.3	Bombeo neumático con tubería flexible (BNTF) .....	76
<b><i>CAPÍTULO V PRUEBAS TECNOLÓGICAS Y CASOS DE APLICACIÓN CON NUEVAS PROPUESTAS PARA SAP..... 85</i></b>		
5.1	Bombeo mecánico no convencional (BMNC).....	85
5.2	Estrangulador de fondo con efecto Venturi (EDFEV) .....	92
5.3	Bomba sub-superficial para manejo de Arena (BSSMA) .....	99
<b><i>CAPÍTULO VI PROPUESTA DE MODELO DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS EN CHICONTEPEC .. 111</i></b>		
6.1	Metodología de selección.....	113
6.2	Modelo de regresión lineal .....	115
6.3	Resultados obtenidos .....	122
<b><i>CONCLUSIONES..... 123</i></b>		
<b><i>NOMENCLATURA .....</i></b> 130		
<b><i>APÉNDICE .....</i></b> 133		
<b><i>REFERENCIAS .....</i></b> 146		

## RESUMEN

Actualmente existe una relación directa entre el incremento de la demanda energética y la declinación de los yacimientos de hidrocarburos en producción, motivo por el cual aumenta la necesidad de explotar las grandes reservas de los yacimientos no convencionales, entendiéndose como yacimiento no convencional aquellos que no producen volúmenes económicos de aceite y gas si no se le suministra algún tipo de energía adicional como puede ser la aplicación de algún sistema artificial, procesos de recuperación secundaria, así como asistencia de tratamientos de estimulación masiva, etc. Es decir, son yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad donde los fluidos se extraen utilizando técnicas diferentes a las utilizadas en los yacimientos convencionales, como por ejemplo, combinación o adecuación de sistemas artificiales de producción (SAP), técnicas de operación específicas para cada campo, constante intervención a pozos, actividades de supervisión a pozos diariamente, etc.

A diferencia de los yacimientos convencionales de hidrocarburos, los yacimientos no convencionales tienen bajas porosidades y permeabilidades de roca, amplio rango de densidad de aceite, periodos cortos de explotación con la energía natural del yacimiento, distribución heterogénea de las propiedades físicas del yacimiento, mecanismos de producción naturales limitados, además de que abarcan grandes extensiones geográficas.

Una clasificación de yacimientos no convencionales es la propuesta por Stephen A. Holdich en 2001 y 2007 que los ubica de la siguiente forma:

- Aceite en areniscas compactas.
- Gas en areniscas compactas.
- Gas en lutitas.
- Aceite pesado.
- Metano en capas de carbón.
- Hidratos de gas.

- Aceite en lutitas
- Lutitas bituminosas.

Por lo anterior, para hacer rentable su explotación, se requiere del uso intensivo de tecnologías para mantener los pozos operando y así reducir el impacto económico de las limitaciones que presentan como son principalmente bajos gastos de producción y periodos de explotación cortos con energía propia del yacimiento. En este contexto, una de las tecnologías utilizadas es la aplicación de sistemas de extracción de hidrocarburos en pozos, denominados “Sistemas Artificiales de Producción”. Este tipo de sistemas agrega la energía adicional que no puede proveer el yacimiento, para extraer el hidrocarburo del interior de los pozos hacia la superficie.

En Chicontepec (yacimiento no convencional), se tiene la experiencia de haber aplicado una gran diversidad de SAP que no se ha tenido en otros campos productores de México, esto con el fin de garantizar niveles de producción competitivos. Sin embargo, no se cuenta con un análisis técnico integral que conjunte la aplicación de dichas tecnologías, ocasionando que se repitan errores por desconocimiento de lo realizado previamente, se desconocen los éxitos obtenidos, se han sentenciado tecnologías porque la selección del pozo no fue la adecuada, ardua participación de grupos multidisciplinarios, etc. Sin embargo, debido a la rotación de personal, la capacitación técnica con base a experiencias es baja, teniendo por lo tanto un área de oportunidad a explotar.

Por lo antes mencionado, surge la necesidad de documentar técnicamente la aplicación, funcionamiento y resultados obtenidos de cada una de las tecnologías implementadas acotadas al área de sistemas artificiales y con ello, transmitir el conocimiento y las buenas prácticas, con el objetivo de fijar estrategias de Ingeniería de producción para una óptima explotación del yacimiento.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Clasificación de los sistemas artificiales de producción <sup>[5]</sup> .....	2
Figura 1.2 Instalación típica de una red de BN <sup>[32]</sup> .....	3
Figura 1.3 Configuración típica del émbolo viajero <sup>[32]</sup> .....	5
Figura 1.4 Configuración típica del BM <sup>[32]</sup> .....	6
Figura 1.5 Configuración típica del BCP <sup>[33]</sup> .....	8
Figura 1.6 Configuración típica del BEC <sup>[15]</sup> .....	10
Figura 1.7 Arreglo superficial para BH <sup>[33]</sup> .....	11
Figura 1.8 Bomba para BH tipo jet <sup>[33]</sup> .....	13
Figura 1.9 Combinación de BH tipo jet y BEC <sup>[42]</sup> .....	15
Figura 1.10 Combinación de BEC y BCP <sup>[42]</sup> .....	15
Figura 1.11 Configuración básica de los sistemas artificiales de producción <sup>[33]</sup> .....	16
Figura 2.1 Ejemplo de yacimientos no convencionales a nivel mundial .....	18
Figura 2.2 Comparación de algunos yacimientos no convencionales con Cantarell <sup>[30]</sup> .....	19
Figura 2.3 Ubicación Geográfica de Spraberry <sup>[6]</sup> .....	20
Figura 2.4 Modelo del depósito de Spraberry <sup>[6]</sup> .....	20
Figura 2.5 Localización de Priobskoye <sup>[37]</sup> .....	22
Figura 2.6 Localización del campo Daqing <sup>[21]</sup> .....	23
Figura 2.7 Afloramiento de Chicontepec en el estado de Hidalgo <sup>[27]</sup> .....	24
Figura 2.8 Equipo de separación de una macropera autosustentable <sup>[30]</sup> .....	26
Figura 2.9 Esquema de un pozo multifracturado <sup>[30]</sup> .....	26
Figura 2.10 Representación del proyecto de hectárea fracturada <sup>[30]</sup> .....	27
Figura 2.11 Distribución de los laboratorios integrales de campo <sup>[30]</sup> .....	27
Figura 2.12 Prueba tecnológica del EDFEV en Chicontepec <sup>[40]</sup> .....	28
Figura 2.13 Instalación típica del BN no convencional autoabastecido <sup>[43]</sup> .....	32
Figura 3.1 Ubicación Geográfica de Chicontepec <sup>[27]</sup> .....	35
Figura 3.2 Columna Geológica de Chicontepec <sup>[27]</sup> .....	37
Figura 3.3 Características de los fluidos a lo largo de Chicontepec <sup>[2]</sup> .....	38
Figura 3.4 Sectorización actual de Chicontepec <sup>[1]</sup> .....	39
Figura 3.5 a) Línea del tiempo de Chicontepec <sup>[1]</sup> .....	48
Figura 3.5 b) Línea del tiempo de Chicontepec <sup>[1]</sup> .....	49
Figura 3.5 c) Línea del tiempo de Chicontepec <sup>[1]</sup> .....	50
Figura 3.6 Ubicación de cada aplicación tecnológica <sup>[1]</sup> .....	56
Figura 4.1 Diagrama del Ensamble de Fondo <sup>[3]</sup> .....	60
Figura 4.2 Estado mecánico. Pozo Coapechaca 75 <sup>[1]</sup> .....	63
Figura 4.3 Equipo sub-superficial <sup>[41]</sup> .....	69

---

<i>Figura 4.4 Estado mecánico del pozo Corralillo 384</i> <sup>[29]</sup> .....	71
<i>Figura 4.5 Esquemas de BN no convencional</i> <sup>[11]</sup> .....	77
<i>Figura 4.6 Estado mecánico Pozo Tajín 68</i> <sup>[8]</sup> .....	80
<i>Figura 5.1 Esquema del bombeo mecánico no convencional</i> <sup>[39]</sup> .....	85
<i>Figura 5.2 Estado mecánico pozo Yate 1</i> <sup>[8]</sup> .....	87
<i>Figura 5.3 y 5.4 Elementos que constituyen el EDFEV</i> <sup>[22]</sup> .....	92
<i>Figura 5.5 Estado mecánico. Pozo Tajín 196</i> <sup>[8]</sup> .....	94
<i>Figura 5.6 Esquema de la bomba para manejo de arena</i> <sup>[17]</sup> .....	100
<i>Figura 5.7. Comparación de la bomba convencional y la BSSMA</i> <sup>[17]</sup> .....	102
<i>Figura 5.8 Estado mecánico del Pozo Coapechaca 550</i> <sup>[8]</sup> .....	103
<i>Figura 5.9 Evidencia fotográfica del Pozo Coapechaca 550</i> <sup>[8]</sup> .....	103
<i>Figuras 5.10 y 5.11 Inspección de la bomba convencional</i> <sup>[17]</sup> .....	107
<i>Figura 5.12 Desmontaje de la BSSMA</i> <sup>[17]</sup> .....	108
<i>Figura 5.13 Inspección de la Tp</i> <sup>[17]</sup> .....	108
<i>Figura 6.1 Diagrama de flujo de la metodología de selección</i> .....	114

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1 Condiciones de operación recomendadas del BN</i> <sup>[32]</sup> .....	4
<i>Tabla 1.2 Condiciones de operación recomendadas del émbolo viajero</i> <sup>[26]</sup> .....	6
<i>Tabla 1.3 Condiciones de operación recomendadas del BM</i> <sup>[33]</sup> .....	7
<i>Tabla 1.4 Condiciones de operación recomendadas del BCP</i> <sup>[5]</sup> .....	9
<i>Tabla 1.5 Condiciones de operación recomendadas del BEC</i> <sup>[43]</sup> .....	11
<i>Tabla 1.6 Condiciones de operación recomendadas del BH</i> <sup>[5]</sup> .....	12
<i>Tabla 2.1 Principales problemas de Chicontepec</i> <sup>[30]</sup> .....	25
<i>Tabla 2.2 Comparación del BCP convencional con el BCP metal-metal</i> <sup>[4]</sup> .....	32
<i>Tabla 3.1 Características generales de Chicontepec</i> <sup>[27]</sup> .....	36
<i>Tabla 3.2 Detalles de cada sector</i> <sup>[1]</sup> .....	40
<i>Tabla 3.3 Detalles del sector Norte</i> <sup>[7]</sup> .....	41
<i>Tabla 3.4 Detalles del sector Oriente</i> <sup>[7]</sup> .....	42
<i>Tabla 3.5 Detalles del sector Centro</i> <sup>[7]</sup> .....	43
<i>Tabla 3.6 Detalles del sector Sur</i> <sup>[7]</sup> .....	44
<i>Tabla 3.7 Línea del tiempo, desarrollo de Chicontepec</i> <sup>[15]</sup> .....	47
<i>Tabla 3.8 Producción y número de pozos por SAP</i> <sup>[31]</sup> .....	52
<i>Tabla 4.1 Características físicas del equipo superficial del BMTF</i> <sup>[3]</sup> .....	60
<i>Tabla 4.2 Propiedades Petrofísicas. Pozo Coapechaca 75</i> <sup>[7]</sup> .....	65
<i>Tabla 4.3 a) Bitácora de la prueba tecnológica. Pozo Coapechaca 75</i> <sup>[3]</sup> .....	67
<i>Tabla 4.3 b) Bitácora de la prueba tecnológica. Pozo Coapechaca 75</i> <sup>[3]</sup> .....	68
<i>Tabla 4.4 Variables principales del análisis económico. Pozo Coapechaca 75.</i> .....	69
<i>Tabla 4.5 Información Petrofísica del pozo Corralillo 384</i> <sup>[7]</sup> .....	73
<i>Tabla 4.6 Medición previa a la RME</i> <sup>[29]</sup> .....	73
<i>Tabla 4.7 Condiciones estimadas</i> <sup>[29]</sup> .....	74
<i>Tabla 4.8 Detalles del motor instalado</i> <sup>[29]</sup> .....	74
<i>Tabla 4.9 Detalles de la Bomba instalada</i> <sup>[29]</sup> .....	74
<i>Tabla 4.10 Detalles de la operación del SHBCP</i> <sup>[29]</sup> .....	75
<i>Tabla 4.11 Variables principales del análisis económico. Pozo Corralillo 384.</i> .....	76
<i>Tabla 4.12 Propiedades Petrofísicas. Pozo Tajín 68</i> <sup>[7]</sup> .....	81
<i>Tabla 4.13 Datos de producción. Pozo Tajín 68</i> <sup>[12]</sup> .....	82
<i>Tabla 4.14 Condiciones de operación recomendadas en el diseño. Pozo Tajín 68</i> <sup>[12]</sup> .....	82
<i>Tabla 4.15 Variables principales del análisis económico. Pozo Tajín 68.</i> .....	84

<i>Tabla 5.1 Antecedentes del pozo Yate 1</i> <sup>[8]</sup> .....	87
<i>Tabla 5.2 Información Petrofísica pozo Yate 1</i> <sup>[7]</sup> .....	88
<i>Tabla 5.3 Resultados de la 1er etapa de evaluación</i> <sup>[19]</sup> .....	90
<i>Tabla 5.4 Resultados de la 2da etapa de evaluación</i> <sup>[19]</sup> .....	90
<i>Tabla 5.5 Variables principales del análisis económico. Pozo Yate 1</i> .....	91
<i>Tabla 5.6 Especificaciones del EDFEV</i> <sup>[22]</sup> .....	92
<i>Tabla 5.7 Rango de aplicación recomendados del EDFEV</i> <sup>[22]</sup> .....	93
<i>Tabla 5.8 Información petrofísica. Pozo Tajín 196</i> <sup>[7]</sup> .....	96
<i>Tabla 5.9 RPF. Pozo Tajín 196</i> <sup>[8]</sup> .....	97
<i>Tabla 5.10 Histórico de mediciones. Pozo Tajín 196</i> <sup>[16]</sup> .....	98
<i>Tabla 5.11 Seguimiento al pozo operando con EDFEV. Tajín 196</i> <sup>[22]</sup> .....	99
<i>Tabla 5.12 Variables principales del análisis económico. Pozo Tajín 196</i> .....	99
<i>Tabla 5.13 Condiciones de operación recomendadas</i> <sup>[17]</sup> .....	101
<i>Tabla 5.14 Dimensiones de la bomba</i> <sup>[17]</sup> .....	101
<i>Tabla 5.15 Cronograma de intervenciones. Pozo Coapechaca 550</i> .....	104
<i>Tabla 5.16 Propiedades Petrofísicas. Pozo Coapechaca 550</i> <sup>[7]</sup> .....	105
<i>Tabla 5.17 Selección del pozo candidato</i> <sup>[17]</sup> .....	106
<i>Tabla 5.18 Tamaño de sólidos de los pozos candidatos</i> <sup>[17]</sup> .....	106
<i>Tabla 5.19 Arreglo de varillas del BM</i> <sup>[17]</sup> .....	107
<i>Tabla 5.20 Medición con BSSMA instalada. Pozo Coapechaca 550</i> <sup>[17]</sup> .....	108
<i>Tabla 5.21 Variables principales del análisis económico. Pozo Coapechaca 550</i> .....	110
<i>Tabla 6.1 Datos reales de 12 pozos de Chicontepec. Tecnología BSSMA</i> <sup>[8]</sup> .....	116
<i>Tabla 6.2 Coeficientes <math>f(c)</math> intermedios. Tecnología BSSMA</i> .....	118
<i>Tablas 6.3 a-c. Cálculo de matrices. Tecnología BSSMA</i> .....	120
<i>Tablas 6.4. Cálculo de los coeficientes reales <math>f(c)</math>. Tecnología BSSMA</i> .....	121
<i>Tabla 6.5 Pendiente universal y coeficientes reales</i> .....	122
<i>Tabla A1. Portada del programa de cómputo</i> .....	133
<i>Tabla A2. Premisas diciembre de 2010. BMTF</i> .....	134
<i>Tabla A3. Premisas mayo de 2016. BMTF</i> .....	134
<i>Tabla A4. Detalles del análisis económico diciembre de 2010. BMTF</i> .....	134
<i>Tabla A5. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BMTF</i> .....	135
<i>Tablas A6 a-b Resumen del análisis económico 2010 y 2016. BMTF</i> .....	135
<i>Tabla A7. Premisas enero de 2013 SHBCP</i> .....	136
<i>Tabla A8. Premisas mayo de 2016 SHBCP</i> .....	136

---

<i>Tabla A9. Detalles del análisis económico enero de 2013. SHBCP.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla A10. Detalles del análisis económico mayo de 2016. SHBCP.....</i>	<i>137</i>
<i>Tablas A11 a-b. Resumen del análisis económico 2013 y 2016. SHBCP.....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla A12. Premisas marzo de 2015 BNTF.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla A13. Premisas mayo de 2016. BNTF.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla A14. Detalles del análisis económico marzo de 2015. BNTF.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla A15. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BNTF.....</i>	<i>139</i>
<i>Tablas A16 a- b. Resumen del análisis económico 2014 y 2016. BNTF.....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla A17. Premisas noviembre de 2012 BMNC.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla A18. Premisas mayo de 2016 BMNC.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla A19. Detalles del análisis económico noviembre de 2012. BMNC.....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla A20. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BMNC.....</i>	<i>141</i>
<i>Tablas A21 a-b. Resumen del análisis económico 2012 y 2016. BMNC.....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla A22. Premisas agosto de 2013. EDFEV.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla A23. Premisas mayo de 2016 EDFEV.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla A24. Detalles del análisis económico agosto de 2013. EDFEV.....</i>	<i>142</i>
<i>Tabla A25. Detalles del análisis económico mayo de 2016. EDFEV.....</i>	<i>143</i>
<i>Tablas A26 a-b. Resumen del análisis económico 2013 y 2016. EDFEV.....</i>	<i>143</i>
<i>Tabla A27. Premisas octubre de 2014 BSSMA.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla A28. Premisas mayo de 2016 BSSMA.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla A29. Detalles del análisis económico octubre de 2014. BSSMA.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla A30. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BSSMA.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla A31 a-b. Resumen del análisis económico 2014 y 2016. BSSMA.....</i>	<i>145</i>

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráficas 3.1 y 3.2 Corte de agua producida y RGL por sector <sup>[1]</sup> .....	44
Gráfica 3.3 Historia de producción de Chicontepec a partir de 2011 <sup>[31]</sup> .....	51
Gráfica 3.4 Historia de producción de Chicontepec por SAP <sup>[31]</sup> .....	51
Gráfica 3.5 Estado de pozos de Chicontepec con SAP <sup>[31]</sup> .....	52
Gráfica 3.6 % de Producción por SAP <sup>[31]</sup> .....	52
Gráfica 4.1 Dogleg severity. Pozo Coapechaca 75 <sup>[1]</sup> .....	63
Gráfica 4.2 Histórico de producción. Pozo Coapechaca 75 <sup>[31]</sup> .....	64
Gráficas 4.3 Trayectoria del pozo Corralillo 384 <sup>[29]</sup> .....	71
Gráfica 4.4 Histórico de producción. Pozo Corralillo 384 <sup>[31]</sup> .....	72
Gráfica 4.5 Histórico de mediciones. Pozo Corralillo 384 <sup>[29]</sup> .....	75
Gráfica 4.6 Survey Pozo Tajín 68 <sup>[8]</sup> .....	80
Gráfica 4.7 Histórico de producción. Pozo Tajín 68 <sup>[31]</sup> .....	81
Gráfica 5.1 Histórico de producción del pozo Yate 1 a partir de enero de 2010 <sup>[31]</sup> .....	88
Gráfica 5.2 Histórico de mediciones trifásicas. Pozo Yate 1. Periodo 2011-2014 <sup>[16]</sup> .....	91
Gráfica 5.3 Survey Pozo Tajín 196 <sup>[8]</sup> .....	94
Gráfica 5.4 Histórico de producción. Pozo Tajín 196 <sup>[31]</sup> .....	95
Gráfica 5.5 Histórico del comportamiento de presión. Pozo Tajín 196 <sup>[22]</sup> .....	96
Gráfica 5.6 RPF. Pozo Tajín 196 <sup>[8]</sup> .....	97
Gráfica 5.7 Simulación de condiciones con EDFEV instalado. Pozo Tajín 196 <sup>[22]</sup> .....	97
Gráfica 5.8 Comparación de RPF. Pozo Tajín 196 <sup>[22]</sup> .....	98
Gráfica 5.9 Comparación de gradientes. Pozo Tajín 196 <sup>[22]</sup> .....	98
Gráfica 5.10 Histórico de producción. Pozo Coapechaca 550 <sup>[31]</sup> .....	104
Gráfica 5.11 Comportamiento con BSSMA instalada. Pozo Coapechaca 550 <sup>[17]</sup> .....	110
Gráfica 6.1 Gradientes de presión de 12 pozos de Chicontepec Tecnología BSSMA <sup>[8]</sup> .....	116
Gráfica 6.2 Relaciones Ln (z) vs Ln (P). Tecnología BSSMA.....	117
Gráfica 6.3. Linealización de los 12 pozos como una función de la presión.....	119
Gráfica 6.4. Correlación para los 12 pozos como una función de la presión.....	122

## INTRODUCCIÓN

En Chicontepec, al ser un yacimiento no convencional, se realizan constantemente actividades de intervención a pozos para el mantenimiento de la producción, esto se lleva a cabo con apoyo de tecnologías que permiten dar seguimiento a los compromisos de producción; gran parte de este trabajo se realiza en el área de productividad de pozos; por tal motivo se vio la necesidad de implementar aplicaciones tecnológicas en la modalidad de pruebas o casos de aplicación de equipos, accesorios, modificación de los sistemas artificiales convencionales, etc. en áreas con problemas específicos; estas aplicaciones requieren por lo tanto un seguimiento y masificación para facilitar los flujos de trabajo que permitan mantener la producción base, incrementar la incorporación de pozos cerrados y disminución de la producción diferida.

Sin embargo, esta identificación y masificación de tecnologías es compleja ya que su aplicación varía para cada pozo, tipo de fluido, presiones, temperaturas, profundidad, etc. Debido a esto, se deben identificar áreas de oportunidad y esencialmente promover su difusión principalmente en el área de productividad y operación de pozos.

Por lo anterior, para este trabajo se plantearon dos objetivos principales:

- Documentar seis tecnologías aplicadas en el yacimiento no convencional Chicontepec acotadas al área de sistemas artificiales de producción, con el fin de considerar su aplicación en pozos donde se tengan problemas y características similares así como promover su masificación de manera adecuada.
- Identificar si es posible establecer una metodología alterna a las que actualmente existen para la selección de algún SAP, tomando en cuenta los métodos de teoría de decisiones, así como métodos estadísticos para lograr una predicción aceptable sobre el comportamiento del pozo tras la implementación de alguna tecnología de SAP.

Con el fin de lograr los objetivos antes mencionados primero se realizó una investigación para obtener un panorama mundial de la aplicación de tecnologías en diferentes yacimientos con características similares a Chicontepec, por lo que se realizó un trabajo de recopilación de información, análisis y documentación.

Para poder llevar a cabo la documentación de cada tecnología y su procedimiento de aplicación, fue necesario revisar detalladamente cada una de ellas y dar seguimiento a su implementación y/o funcionamiento, por lo que en este trabajo destacan los puntos que a continuación se indican:

- Recopilación de datos y análisis de la información.

La recopilación de información se llevó a cabo a través de las bases de datos existentes con el fin de estudiar, analizar, dar seguimiento y diagnosticar cada aplicación tecnológica.

- Presentación de Resultados.

Se emitieron todas las conclusiones existentes derivadas de la aplicación, así como los eventos que se presentaron durante su implementación.

- Propuesta de modelo de correlación para selección de tecnologías.

En el sexto capítulo se propone una metodología para predecir el comportamiento del pozo tras la instalación de algún SAP y así considerarla como una herramienta para selección de SAP en Chicontepec.

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Durante la explotación de pozos petroleros en un periodo de tiempo determinado estos comienzan a declinar su producción por motivo de la pérdida de presión en el yacimiento. Esta declinación es gradual si no se aplica algún método para mantenimiento de presión, alcanzando consecuentemente la operación intermitente y en algunos casos el cierre del pozo por baja presión.

Para evitar esta caída de producción existen algunas alternativas como son:

- Mantenimiento de la presión del yacimiento.
- Suministro de energía adicional al pozo.

El primer caso se refiere a un método de recuperación secundaria, es decir, la inyección de un fluido como puede ser agua, gas, etc. a través de un pozo o un arreglo de pozos inyectores.

En el segundo caso se refiere a la instalación de un sistema artificial de producción (SAP), los cuales son instalados para suministrar energía adicional al pozo y permitir así la producción de los fluidos desde el fondo del pozo o determinada profundidad hasta la superficie.

### **1.1. Clasificación de los sistemas artificiales de producción convencionales**

Los sistemas artificiales de producción se clasifican en dos grupos:

- **Sin bomba subsuperficial.** Dentro de su configuración, no requiere de una bomba subsuperficial para lograr el levantamiento de los fluidos.
- **Con bomba subsuperficial:** Dentro de su configuración, requieren de una bomba como parte del equipo subsuperficial, misma que proporciona la energía

para lograr el flujo de los fluidos; dicha energía se aplica a través de una sarta de varillas o a través de un fluido.

Dentro de esta clasificación, se encuentran los siguientes sistemas convencionales a partir de los cuales existe una combinación entre estos, formando nuevos sistemas artificiales de producción. El siguiente diagrama muestra la clasificación de los sistemas artificiales de producción convencionales.



**Figura 1.1** Clasificación de los sistemas artificiales de producción <sup>[5]</sup>.

A continuación se tratarán las generalidades de cada uno de estos sistemas en el orden que muestra el diagrama anterior:

## A. Sin bomba subsuperficial

### 1.1.1. Bombeo Neumático

Este sistema consiste en la inyección a alta presión de un gas al espacio anular, mismo que pasa a la tubería de producción (Tp) por medio de una o varias válvulas colocadas a diferentes profundidades con el objetivo de aligerar la columna hidrostática de la mezcla de hidrocarburos y agua al reducir su densidad y con ello permitir el flujo de fluidos desde determinado punto hasta la superficie. Existen dos variantes de la operación del bombeo neumático: Bombeo neumático continuo (BNC) y bombeo neumático intermitente (BNI).

## I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial

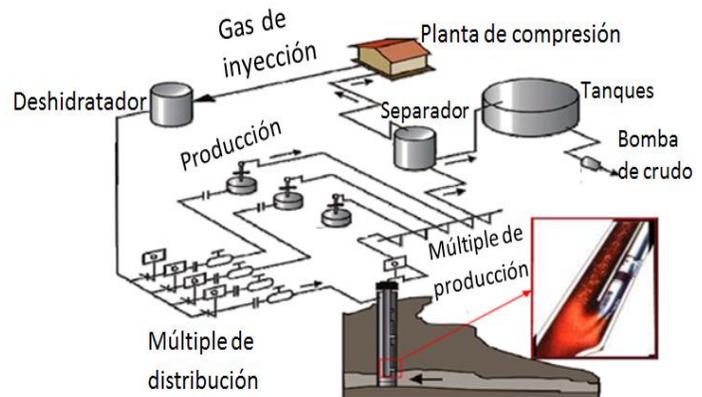
La figura 1.2 esquematiza el equipo superficial típico de una red de BN.

### ➤ Equipo superficial

Manejo de fluidos producidos  
Fuente de gas a alta presión  
Control de gas en cabeza del pozo

### ➤ Equipo subsuperficial

Válvulas  
Mandriles



**Figura 1.2** Instalación típica de una red de BN <sup>[32]</sup>.

## II. Ventajas

- Presenta pocos problemas al manejar grandes volúmenes de sólidos ya que los fluidos provenientes del yacimiento no pasan por alguna parte móvil de las válvulas.
- Es recomendable en pozos que presentan alto IP.
- Fácil de operar y modificarse de continuo a intermitente.

## III. Desventajas

- Debe haber disponibilidad de gas de inyección
- Presenta dificultad para manejar emulsiones.
- La Tr debe soportar altas presiones.
- Puede generar problemas de formación de hidratos y congelamiento de las líneas de inyección.

## IV. Condiciones de operación

La tabla 1.1 muestra las condiciones de aplicación recomendables y las condiciones máximas en las que puede operar el BN, en ella se puede observar que el sistema

soporta altas temperaturas, sin embargo no es recomendable ya que se reduce fuertemente la eficiencia del sistema.

**Tabla 1.1** Condiciones de operación recomendadas del BN <sup>[32]</sup>.

Rango de aplicación del BN		
Factor	Recomendable	Máximo
Profundidad (m)	1,000-3,000	5,000
Gasto (bpd)	100-10,000	30,000
Temperatura (°C)	38-121	204
Desviación (°)	0-50	70

### a) Bombeo Neumático continuo (BNC)

La inyección de gas es de manera continua a través de las válvulas, la operación es constante siempre y cuando el aporte de fluidos del yacimiento al pozo se mantenga.

### b) Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

En este sistema el gas a alta presión es inyectado a la tubería de manera cíclica, es decir, se produce periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que es inyectado de forma intermitente.

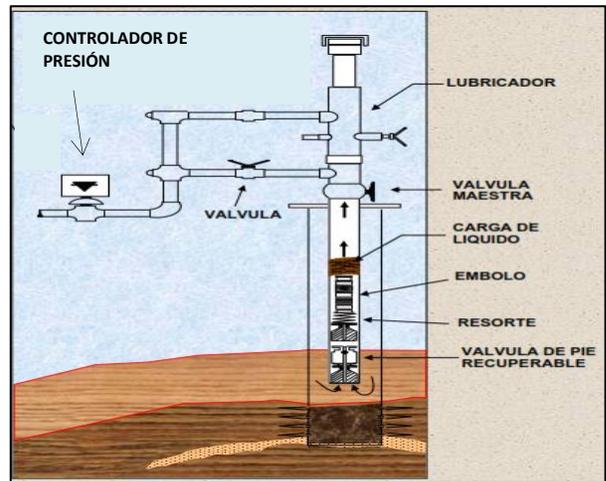
## 1.1.2. Émbolo Viajero

El émbolo se caracteriza por utilizar sólo la energía del yacimiento para levantar los líquidos a superficie, aunque también es común la aplicación con inyección de gas para aquellos pozos con baja RGL; consiste en un émbolo metálico colocado dentro de la Tp y depende de la presión del pozo para ascender y de la gravedad para regresar al fondo del mismo. Crea una interface sólida entre el gas y el líquido.

### I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial

En la figura 1.3 se esquematiza el equipo superficial y subsuperficial que configuran el sistema; se observa que está instalada una válvula de pie la cual es opcional pero se recomienda para evitar que los fluidos regresen al fondo del pozo.

- **Equipo superficial**
  - Lubricador/Catcher
  - Controlador
  - Celda solar y baterías
  - Válvula motora
- **Equipo subsuperficial**
  - Émbolo viajero
  - Tubing Stop
  - Válvula de pie (opcional)



**Figura 1.3** Configuración típica del émbolo viajero <sup>[32]</sup>.

## II. Ventajas

- La inversión inicial es baja en comparación con otros sistemas artificiales.
- El costo de mantenimiento es bajo.
- Puede operar en pozos con alta RGL, incluso se ve beneficiado cuanto mayor sea esta.
- Puede operar con energía propia del yacimiento o con inyección de gas de BN.

## III. Desventajas

- Difícil de operar en pozos con desviaciones mayores de 60°.
- En algunas ocasiones cuando existe algún problema por el cual el émbolo no regresa a la superficie requiere intervenciones con ULA, lo que conlleva a costos adicionales.
- Imposible operar en pozos que presentan restricciones mecánicas como pueden ser válvulas de seguridad, condiciones de la  $T_p$ , cabezal del pozo, estranguladores de fondo, etc.

## IV. Condiciones de operación

La tabla 1.2 muestra las condiciones de aplicación recomendables, se puede observar que puede operar en pozos hasta con 60° de desviación; sin embargo presenta mayor eficiencia en pozos verticales.

**Tabla 1.2** Condiciones de operación recomendadas del émbolo viajero <sup>[26]</sup>.

Condiciones de operación recomendadas	
Profundidad (m)	<3000
Gasto (bpd)	<200
Temperatura (°C)	50-120
Manejo de la corrosión	Excelente
Desviación (°)	< 60

## B. Con bomba subsuperficial

### 1.1.3. Bombeo Mecánico

Consiste en una sarta de varillas de succión que conecta la bomba de subsuelo con la unidad superficial de bombeo. La unidad superficial transmite el movimiento ascendente y descendente a la sarta de varillas, misma que generará el movimiento del émbolo de la bomba subsuperficial. La función del BM es la extracción de fluidos del pozo por medio de dicho movimiento.

#### I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial

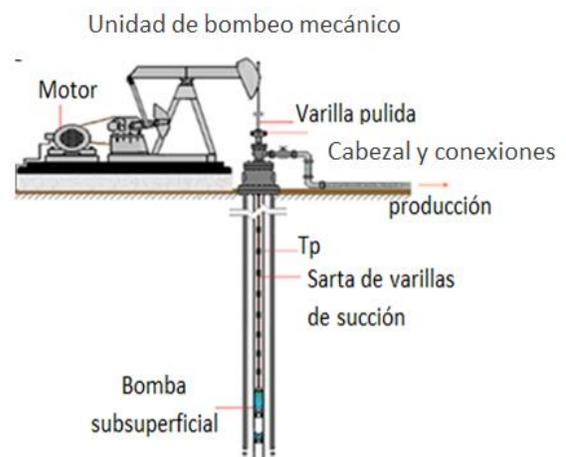
En la figura 1.4 se esquematiza el equipo superficial y subsuperficial del BM; se muestra un motor eléctrico, sin embargo es común el uso de motores de combustión interna

#### ➤ Equipo superficial

- Unidad de bombeo mecánico
- Cabezal y conexiones superficiales
- Motor
- Reductor de engranes
- Varilla pulida

#### ➤ Equipo subsuperficial

- Sarta de varillas de succión
- Bomba reciprocante subsuperficial



**Figura 1.4** Configuración típica del BM <sup>[32]</sup>.

## II. Ventajas

- Permite la modificación de las condiciones de operación del sistema, como son cambios de la carrera y emboladas por minuto (epm) para mantener el ritmo de producción deseado.
- Aplicable en pozos con bajo índice de productividad.

## III. Desventajas

- Altamente susceptible a problemas de producción de arena.
- Requiere aseguramiento de nivel de líquido para mantener buena sumergencia de la bomba.
- En pozos desviados se tienen problemas de desgaste de varillas y/o Tp.

## IV. Condiciones de operación

La tabla 1.3 muestra las condiciones de operación recomendables y máximas para BM, se puede observar que puede operar en pozos horizontales, sin embargo no es recomendable porque a pesar del uso de centradores el aparejo es susceptible al desgaste prematuro.

**Tabla 1.3** Condiciones de operación recomendadas del BM <sup>[33]</sup>.

Concepto	Rango típico	Máximo
Profundidad (m)	3400 (TVD)	4870 (TVD)
Volumen (bpd)	5-1500	5000
Temperatura (°C)	38-177	288
Desviación	0-20°	0-90° (<15°/30m)
Manejo de gas	Aceptable a bueno	
Manejo de sólidos	Aceptable a bueno	
Fluido (API)	> 8 °	
Eficiencia del sistema (%)	45-60	

### 1.1.4. Bombeo de Cavidades Progresivas

Utiliza una sarta de varillas que está conectada a una bomba de subsuelo que consta de un rotor dentro de un estator cubierto con un elastómero.

Consta de una serie de cavidades selladas desde la entrada de la bomba hasta la salida, y cada vez que una cavidad disminuye se crea otra del mismo volumen generando con ello un flujo de desplazamiento positivo.

## I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial

En la figura 1.5 se esquematiza el equipo superficial y subsuperficial que compone al BCP una vez instalados en el pozo.

### ➤ Equipo superficial

Motor  
Cabezal de rotación  
Varilla pulida  
Conexiones superficiales  
(Grampa, estopero, T de flujo, etc.)

### ➤ Equipo subsuperficial

Sarta de varillas  
Bomba (estator, elastómero, rotor)  
Niple de paro  
Ancla anti torque

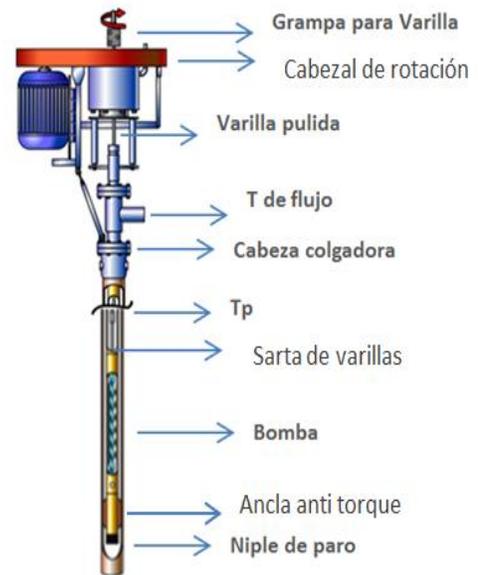


Figura 1.5 Configuración típica del BCP <sup>[33]</sup>.

## II. Ventajas

- Recomendable para pozos con producción de aceite viscoso.
- Aplicable en pozos con problemas de producción de sólidos y gas libre.
- No genera problemas de emulsiones por agitación.
- Aplicable en pozos de bajo a mediano gasto de producción.

## III. Desventajas

- Profundidad máxima de operación, 2000 m.
- Se recomienda operar a  $< 121^{\circ}\text{C}$ , aunque hay aplicaciones a casi  $150^{\circ}\text{C}$ .
- Problemas recurrentes por la sensibilidad del elastómero.
- Limitantes al operar en pozos desviados: A pesar del uso de centradores presenta problemas debido al roce de la varilla directamente con la Tp.

#### IV. Condiciones de operación

La tabla 1.4 indica las condiciones de operación del BCP, en ella se puede observar que este es uno de los sistemas más recomendables en pozos con producción de aceite viscoso y con alto contenido de arena.

**Tabla 1.4** Condiciones de operación recomendadas del BCP <sup>[5]</sup>.

	<b>Aceite pesado</b>	<b>Aceite mediano</b>	<b>Aceite ligero</b>
Gravedad °API	<18	18-30	>30
Viscosidad (cp)	500-15000	<500	<20
Profundidad (m)	300-800	600-1400	>1000
Gasto (bpd)	>400	>3000	>3000
Contenido de arena (%)	>70	<2	Rastros de arena
Corte de agua (%)	Hasta 100		

##### 1.1.5 Bombeo Electro centrífugo

Se considera uno de los mejores para la producción de altos volúmenes de fluido, así como para pozos profundos, utiliza una bomba centrífuga accionada por un motor eléctrico sumergible. En una instalación estándar, el motor está ubicado por debajo de la succión de la bomba permitiendo así que el fluido producido esté en contacto con la superficie externa del motor removiendo el calor generado por el mismo. En este sistema es utilizado un cable eléctrico para transmitir la energía al motor, este cable se conecta en superficie y durante la instalación se va bajando junto con la Tp generalmente flejado hasta el motor; el motor activa la bomba, misma que a su vez por medio de su rotación centrífuga levanta los fluidos hasta la superficie.

#### ***I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial***

En la figura 1.6 se esquematiza el equipo superficial y subsuperficial que configura el sistema de BEC.

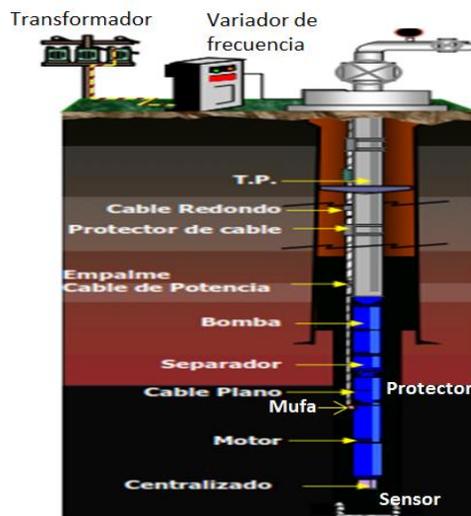
##### ➤ **Equipo superficial**

- Cable eléctrico
- Caja de venteo

Variador de frecuencia  
Transformador

➤ **Equipo subsuperficial**

Bomba centrífuga  
Separador de gas y/o intake  
Protector  
Mufa  
Motor eléctrico  
Sensor



**Figura 1.6** Configuración típica del BEC <sup>[15]</sup>.

## II. Ventajas

- Recomendable para pozos profundos, hasta 4500 m así como pozos desviados.
- Puede operar en pozos con problema de fluido viscoso.
- Temperatura máxima de operación de 288 °C.

## III. Desventajas

- El cable eléctrico es altamente sensible durante el transporte, instalación y operación generando constantemente un alto número de fallas.
- Limitado por el diámetro del pozo debido a que las bombas están diseñadas para pozos con Tr de 4 ½" hasta 13 3/8".
- No recomendado en pozos de baja productividad; sin embargo hay bombas para diversos gastos de producción; desde 100 hasta 100,000 bpd.

## IV. Condiciones de operación

Las especificaciones de este sistema muestran un amplio rango de aplicación, sin embargo en la tabla 1.5 se muestran algunas de las condiciones de operación recomendadas, en ella se puede observar que es de los sistemas con mayor aplicación en pozos de alta productividad, así como pozos con producción de aceite extra pesado.

**Tabla 1.5** Condiciones de operación recomendadas del BEC <sup>[43]</sup>.

Condiciones de operación recomendadas	
Profundidad (m)	<4500
Gasto (bpd)	200-30000
Temperatura (°C)	38-200
°API	<10

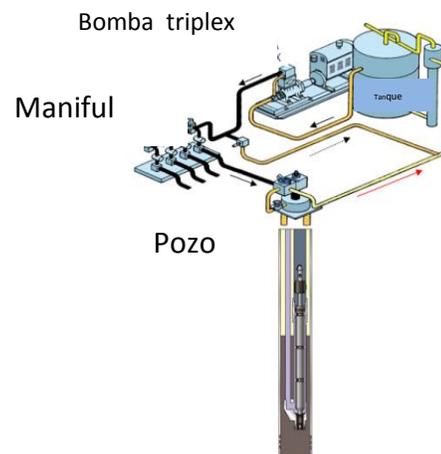
### 1.1.6 Bombeo Hidráulico

Está basado en la inyección de un fluido presurizado denominado “fluido motriz o de potencia” a través de la tubería y así accionar una bomba de subsuelo que transporta dicho fluido e HC’s provenientes del yacimiento a la superficie. El fluido motriz generalmente es agua o incluso aceite ligero. Con base al tipo de bomba de subsuelo el BH se clasifica en dos: BH tipo Pistón y BH tipo Jet.

#### I. Características generales del equipo superficial y subsuperficial

La figura 1.7 muestra un arreglo superficial típico del sistema de BH.

- **Equipo superficial**
  - Bomba de alta presión
  - Manifol de inyección
  - Separador superficial
  - Tanques de almacenamiento
- **Equipo subsuperficial**
  - Bomba de subsuelo

**Figura 1.7** Arreglo superficial para BH <sup>[33]</sup>.

#### II. Ventajas

- Aplicable en pozos desviados.

- Su configuración permite el uso de productos químicos si es requerido.

### III. Desventajas

- Se requieren altas cantidades de fluido motriz.
- En caso de aplicaciones en circuito abierto se requiere un sistema eficiente de separación en superficie, lo que conlleva a gastos adicionales.
- Es un sistema que requiere altos costos de inversión, por lo cual es recomendable en pozos con altos gastos de producción.

### IV. Condiciones de operación

La tabla 1.6 muestra las condiciones de operación recomendadas, en ella se puede observar que este sistema es altamente susceptible a los daños por producción de sólidos, ya que estos pueden fácilmente obstruir la bomba de subsuelo.

**Tabla 1.6** Condiciones de operación recomendadas del BH <sup>[5]</sup>.

Condiciones de operación recomendadas	
Profundidad (m)	<4000
Gasto (bpd)	300-5000
Temperatura (°C)	38-200
Manejo de sólidos (mm)	<0.015
°API	>8

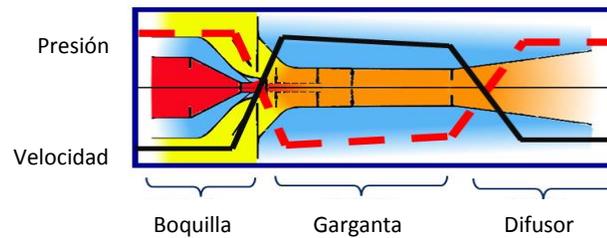
#### a) Bombeo hidráulico tipo pistón

La bomba tipo pistón consta de dos pistones internos unidos por una varilla, de los cuales, el primero que se encuentra en el motor se activa por la presión del fluido motriz; dicho pistón activa (por medio de la varilla) el pistón que está en la bomba, logrando con ello transmitir la energía del fluido motriz al fluido producido por medio de la bomba, elevando hacia la superficie el fluido producido.

#### b) Bombeo hidráulico tipo jet

En este tipo de bomba el fluido motriz entra a la bomba a través de la boquilla en forma de chorro de alta velocidad, el fluido producido entra a la bomba mezclándose con el

fluido motriz en la garganta, posteriormente, la mezcla de fluidos entra al difusor reduciendo la velocidad e incrementando la presión, fluyendo por la tubería hacia la superficie. Este tipo de bomba puede ser instalada y recuperada de manera hidráulica o por medio de línea de acero. Esta bomba no contiene partes móviles, la figura 1.8 muestra su configuración:



**Figura 1.8** Bomba para BH tipo jet <sup>[33]</sup>.

## 1.2. Sistemas Híbridos

Debido a que todos los sistemas artificiales tiene algunas ventajas y desventajas en comparación con otros, es necesario en algunas ocasiones realizar combinaciones de estos con el objetivo de cubrir las deficiencias que se tendrían al utilizar solamente un sistema artificial; esta práctica está siendo cada vez más realizada, sin embargo su implementación requiere el análisis de cada sistema por separado así como del desempeño de los dos sistemas de manera conjunta.

Algunas de las aplicaciones de sistemas híbridos más utilizados son:

- Bombeo electro centrífugo con bombeo neumático.
- Bombeo neumático con bombeo hidráulico.
- Bombeo electro centrífugo con bombeo hidráulico tipo jet.
- Bombeo de cavidades progresivas con bombeo electro centrífugo.
- Bombeo mecánico con bombeo neumático.
- Bombeo hidráulico con bombeo mecánico.
- Bombeo neumático con émbolo viajero.
- Bombeo neumático con estrangulador de fondo.

## ***I. Principio de operación***

En una aplicación híbrida la selección de los sistemas artificiales a manejar depende de varios factores los cuales varían para cada pozo, sin embargo dentro de las instalaciones híbridas más utilizadas consiste en seleccionar un sistema artificial que suministre energía al pozo y uno con el cual se aproveche la energía propia del yacimiento; por ejemplo la combinación del bombeo neumático con émbolo viajero, etc.

## ***II. Ventajas***

- Las deficiencias que presenta un sistema artificial pueden ser cubiertas por el sistema artificial secundario.
- El sistema que aprovecha la energía del pozo reduce el peso de la columna hidrostática, disminuyendo el requerimiento de energía del sistema alterno.
- Al operarse en conjunto se amplían las condiciones de aplicación de cada sistema.
- Ofrece una mayor optimización de la producción del pozo.

## ***III. Desventajas***

Requiere una mayor inversión inicial.

- Requiere análisis y supervisión de manera particular para cada sistema así como de su operación en conjunto.
- La optimización del pozo depende de la eficiencia de cada sistema.

A continuación se mencionan algunos sistemas híbridos utilizados a nivel mundial:

### **1.2.1 Bombeo electrocentrífugo con bombeo hidráulico tipo jet**

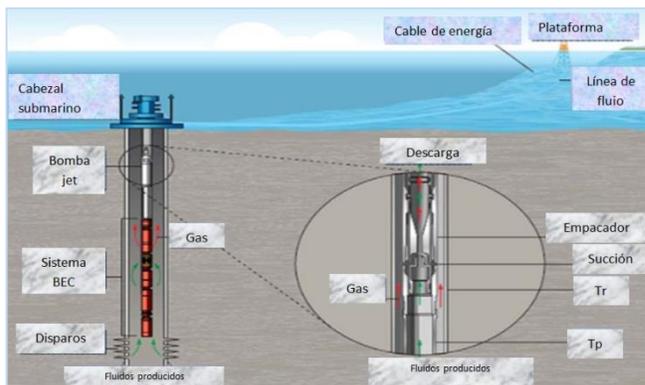
En este arreglo se utiliza una bomba de BEC, una bomba tipo jet y un separador de gas de fondo, consiste en instalar la bomba jet por encima de la bomba electrocentrífuga, es decir a la descarga de esta, el separador de gas colocada debajo de la bomba electrocentrífuga impide que el gas ingrese a ella y lo ventea hacia el espacio anular permitiendo una mejor eficiencia de ésta, posteriormente, en la descarga de la bomba electrocentrífuga los fluidos se mezclan nuevamente con el gas del

espacio anular y son estos fluidos los que operan la bomba jet de BH, misma que posteriormente permite la producción de fluidos hasta la superficie.

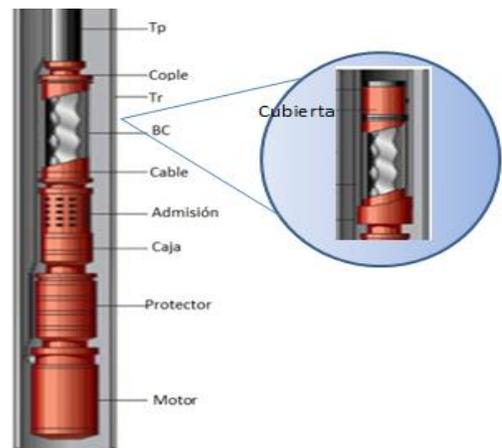
### 1.2.2 Bombeo de cavidades progresivas con bombeo electro centrífugo

Consiste en el uso de una bomba de cavidades progresivas similar al bombeo de cavidades progresivas convencional pero reemplaza el uso de varillas por el uso de un cable de potencia utilizado en el BEC, su aplicación es recomendada en pozos en los que el sistema de BCP es altamente eficiente pero se tiene problemas constantes de desgaste de las varillas debido a la trayectoria del pozo.

Las figuras 1.9 y 1.10 muestran algunos arreglos de sistemas híbridos mencionados.



**Figura 1.9** Combinación de BH tipo jet y BEC <sup>[42]</sup>.



**Figura 1.10** Combinación de BEC y BCP <sup>[42]</sup>.

En la figura 1.11 se puede apreciar la configuración típica de los sistemas artificiales convencionales descritos previamente.

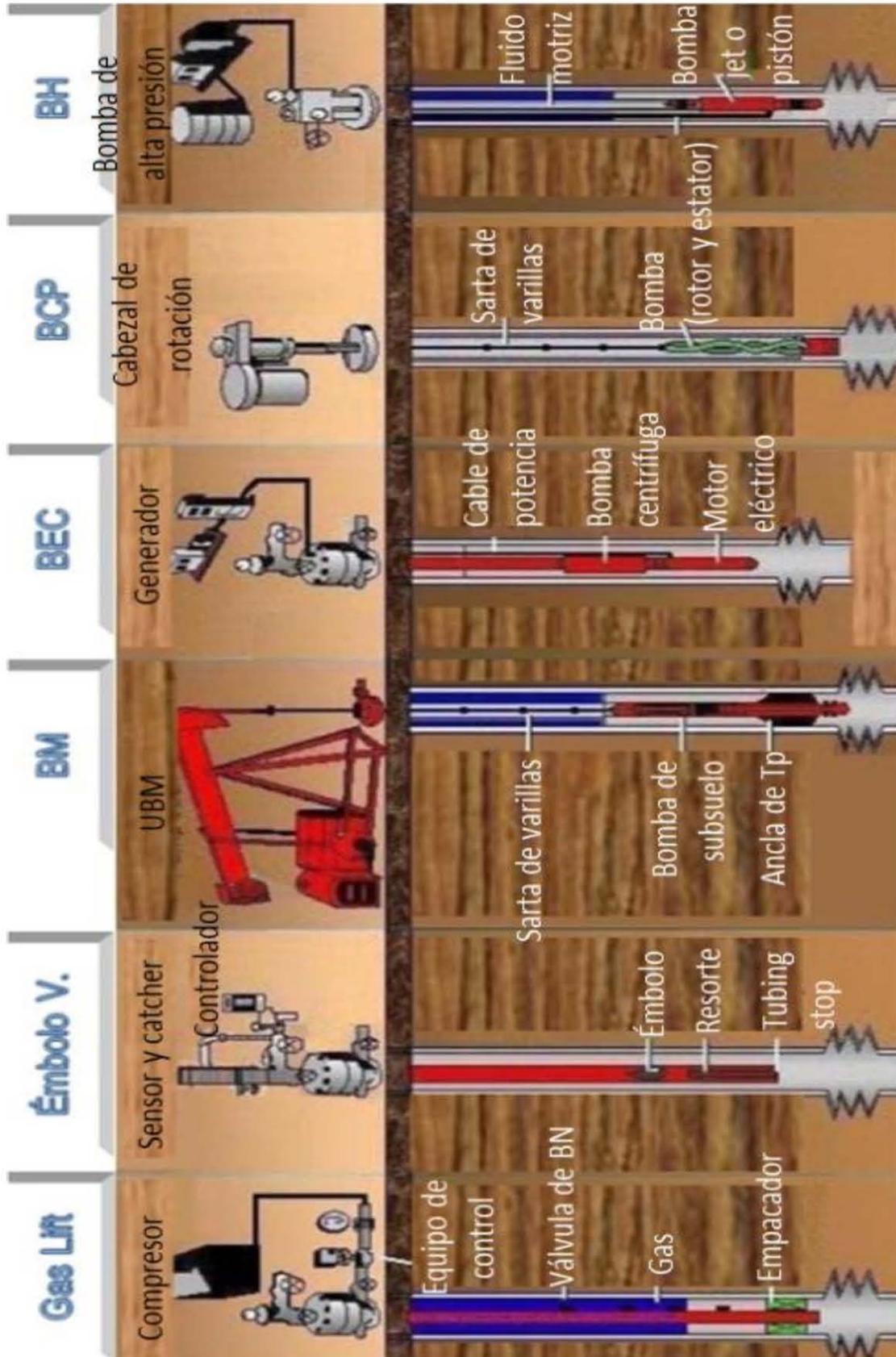


Figura 1.11 Configuración básica de los sistemas artificiales de producción [33].

## **CAPÍTULO II**

### **APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN TRADICIONALES EN UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL**

#### **2.1 Problemática general**

En los yacimientos considerados no convencionales, su explotación se basa en acciones que permitan la explotación adecuada considerando la complejidad del yacimiento como son un análisis continuo, el seguimiento y aplicación de nuevas tecnologías que traigan consigo diferentes estrategias de ingeniería para con ello lograr pozos con producciones rentables. Sin embargo en esta tarea se presentan diversos problemas como los mencionados a continuación:

Una de las principales problemáticas de un yacimiento no convencional es la alta declinación de la producción que se tiene al inicio de la explotación de los pozos, lo que implica inversiones económicas considerables durante las diferentes etapas de producción, ya que en una etapa temprana se tienen grandes volúmenes y en un periodo de tiempo relativamente corto se presentan bajos volúmenes de producción, es por ello que en un yacimiento no convencional las utilidades por barril producido son bajas en comparación con otros yacimientos.

Debido a que estos yacimientos son poco atractivos económicamente, los recursos destinados para su explotación son intermitentes y generalmente cuestionables, lo que conlleva a un deficiente trabajo de planeación ya que esta depende de los recursos asignados; por lo tanto en un yacimiento no convencional en los que la actividad de perforación y reparaciones no es continua y no se tenga un estudio de planeación adecuado es probable que se requiera realizar modificaciones a las instalaciones superficiales existentes para satisfacer los requerimientos actuales del pozo.

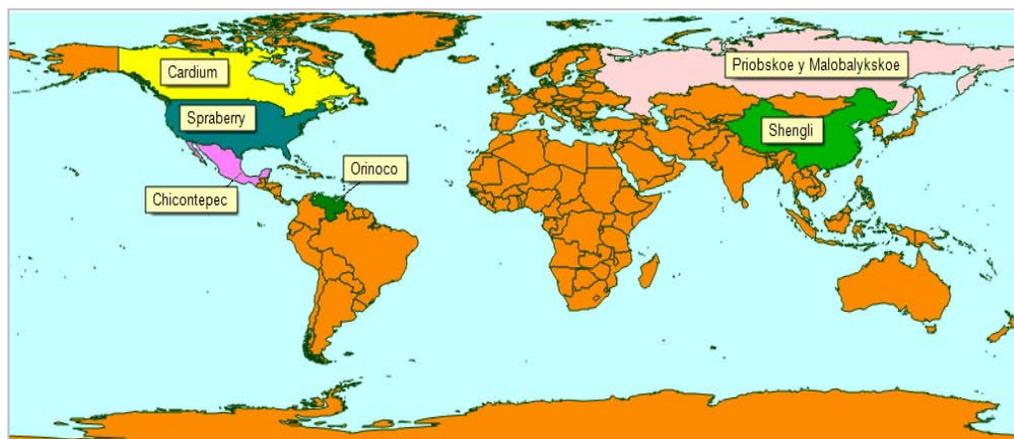
Aunado a esto, debido a la baja productividad que generalmente se tiene, la mayoría de los yacimientos no convencionales recurren a la perforación de pozos horizontales con el objetivo de penetrar a lo largo de la zona productora y así obtener un mayor contacto

entre el pozo y la zona de interés; sin embargo la aplicación de los sistemas artificiales en este tipo de pozos presenta un problema principalmente para los sistemas que requieren el uso de varillas debido a las fricciones que se presentan entre éstas y la  $T_p$ ; tal es el caso del bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas; para los sistemas que no requieren varillas como es el caso del bombeo neumático y bombeo hidráulico, pueden aplicarse pero presentan menor eficiencia que en su aplicación en pozos verticales o desviados. Por otro lado, el BEC presenta una eficiencia aceptable en este tipo de pozos, sin embargo, se incrementan los costos de instalación y mantenimiento.

Otro factor a considerar es que los yacimientos no convencionales generalmente tienen presencia de sólidos lo que puede ocasionar problemas en los sistemas artificiales. La producción de sólidos es principalmente arena de fractura ya que el 100 % de los pozos requieren ser fracturados hidráulicamente lo que ocasiona que al tiempo de explotación se tenga en algunos pozos producción de arena de fractura ocasionando que los sistemas reduzcan considerablemente su eficiencia.

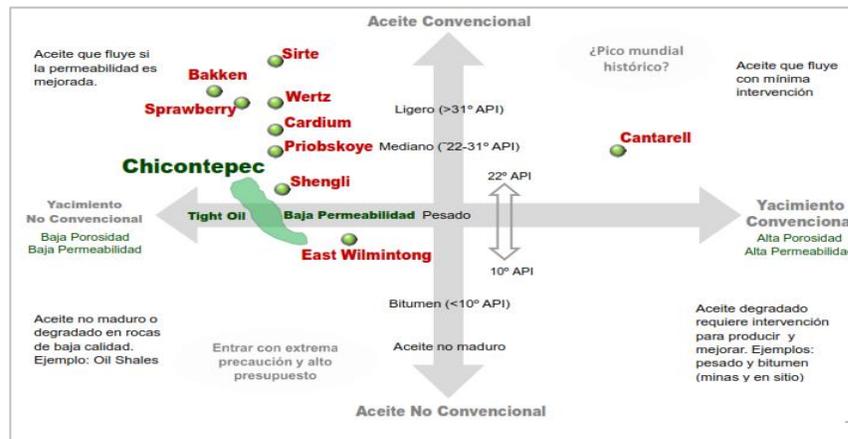
## **2.2 Ejemplo de yacimientos no convencionales a nivel mundial**

Es importante identificar los yacimientos no convencionales existentes en diferentes partes del mundo con el objetivo de conocer las estrategias de explotación aplicadas en ellos y así analizar su posible implementación en campos parecidos en México. La figura 2.1 muestra la ubicación de algunos yacimientos no convencionales a nivel mundial.



**Figura 2.1** Ejemplo de yacimientos no convencionales a nivel mundial.

A continuación, en la figura 2.2 se muestra un diagrama dividido en cuatro cuadrantes en el que se ubican algunos yacimientos de diferentes partes del mundo considerados como “no convencionales” en función de sus propiedades petrofísicas, así como de los fluidos producidos, y se hace una comparación con Cantarell (yacimiento convencional de alta porosidad y alta permeabilidad) con el objetivo de dimensionar la problemática de estos yacimientos.



**Figura 2.2** Comparación de algunos yacimientos no convencionales con Cantarell [30].

Como se puede observar, la flecha horizontal representa la calidad de la roca desde el punto de vista petrofísico, es decir con base a su porosidad y permeabilidad, indicando en la parte izquierda baja porosidad y baja permeabilidad, y hacia el lado derecho altos valores de éstas; la flecha vertical indica la calidad del aceite desde el punto de vista de su gravedad específica, estando en la parte inferior aceites de menos de 10°API (aceite no convencional) y hacia la parte superior aceites de mejor calidad. Dichas flechas forman cuatro cuadrantes ubicando en el 1er cuadrante yacimientos con altas porosidades y permeabilidades así como aceite de más de 22 °API, en estos yacimientos se tienen menos problemas para su explotación; en el segundo cuadrante se observa la mayoría de los yacimientos no convencionales ya que en ellos se tienen bajas porosidades y permeabilidades pero el aceite que contienen está en rangos de menos de 10°API hasta más de 31 °API como es el caso de Chicontepec, estos yacimientos presentan problemas para su extracción y requieren técnicas para el mejoramiento de la permeabilidad como por ejemplo operaciones de fracturamiento; en el tercer cuadrante se ubican yacimientos de bajas porosidades y permeabilidades con fluidos de menos de 10°API como es el caso del oil shale; en estos yacimientos se requieren técnicas especiales de explotación que conllevan a altos costos de

producción; y finalmente en el cuarto cuadrante se ubican aquellos con buenas propiedades petrofísicas pero aceites de menos de 10 °API, como por ejemplo aquellos yacimientos que producen aceite extra pesado y bitumen.

## 2.2.1 Yacimiento no convencional Spraberry

### I. Localización geográfica y antecedentes

Está localizado en la cuenca Midland en el Oeste de Texas, fue descubierto en el año de 1948. Se estima que el campo tiene más de 10 billones de barriles de aceite en una serie de apilamientos de yacimientos de la edad Pérmica, con una extensión de 6,475 km<sup>2</sup>. Su producción acumulada (Np) es de 850 MMbbls de aceite aproximadamente, siendo el 8% del volumen original. En la figura 2.3 se muestra su ubicación geográfica:

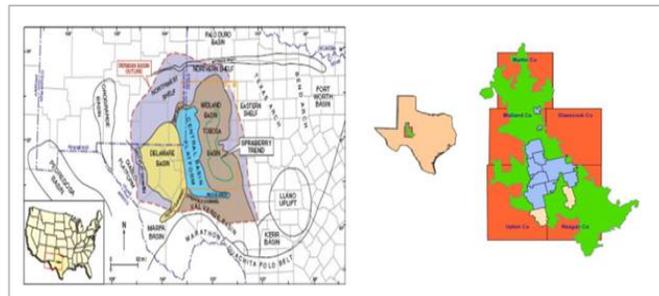


Figura 2.3 Ubicación Geográfica de Spraberry [6].

### II. Descripción geológica

Este campo se genera de un sistema de abanicos submarinos, depositado en la cuenca de Midland durante la edad Pérmica, hace aproximadamente 250 millones de años. El yacimiento presenta intercalaciones de lutitas, areniscas, limolitas y calizas; las zonas productivas son limolitas cuya porosidad está en el intervalo del 12 al 14% con permeabilidades de 0.1 a 0.5 mD. La figura 2.4 muestra su modelo de depósito.

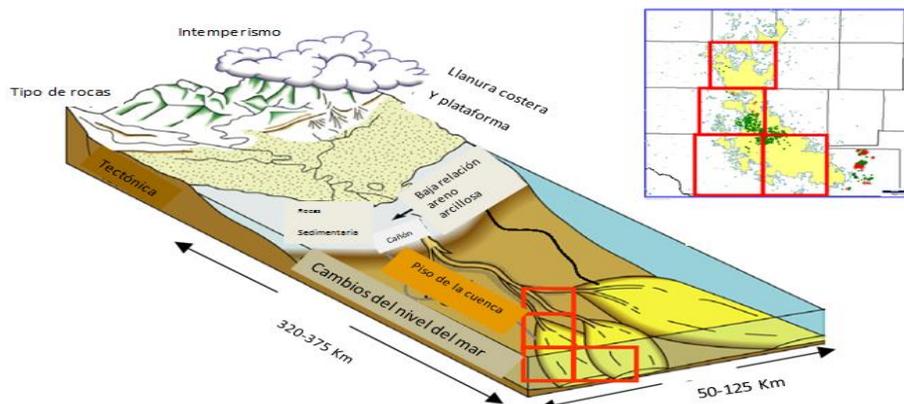


Figura 2.4 Modelo del depósito de Spraberry [6].

### **III. Generalidades de su explotación**

El pozo Seaboard Oil Lee 2-D fue perforado en 1948 en el condado Dawson, en Texas y fue el pozo descubridor de este campo, posteriormente se perforaron 2 pozos a 104.85 Km y 152.85 Km al Sur del pozo Lee 2-D, encontrándose aceite en la misma zona a pesar de que estaban en diferentes campos, pero fue hasta 1952 cuando se descubrió que los 3 pozos producían de un yacimiento de mayor extensión geográfica a la considerada hasta ese momento. La producción de este yacimiento proviene principalmente de tres zonas: Spraberry Superior, Spraberry Inferior y Dean, a profundidades que van desde 2,121 a 2,727 m. Debido a que los pozos declinaban rápidamente y se tenían bajos gastos de producción a este se le conoció como “El campo antieconómico más grande del mundo”.

### **IV. Tecnología aplicada**

A través del tiempo se han tenido diversos programas de aplicación de tecnología para la explotación de este campo, sin embargo los trabajos más representativos son:

- Inyección de agua y fracturamiento hidráulico.
- Desarrollo de pozos horizontales.
- Gel para cierre de entrada de agua.

## **2.2.2 Yacimiento no convencional Priobskoye**

### **I. Localización geográfica y antecedentes**

Está localizado en la parte central del oeste de Siberia, fue descubierto en 1982, es considerado un yacimiento no convencional debido a la compleja Geología, la falta de información y la pobre aplicación de tecnologías por los costos que esta genera, es por ello que se tuvo una brecha de 20 años entre su descubrimiento y desarrollo ya que en este periodo de tiempo se perforaron 71 pozos exploratorios y debido a que la mayoría de estos mostraban un índice de productividad pobre y 13 de los 71 pozos resultaron secos; la explotación de este campo se pospuso. Está dividido en 2 áreas: Norte y Sur siendo el área sur la de mejor atractivo económico con una saturación de aceite del 50 al 56%; y una porosidad promedio del 18%.

Su ubicación geográfica se indica en la figura 2.5:



**Figura 2.5** Localización de Priobskoye <sup>[37]</sup>.

## **II. Descripción geológica**

Los yacimientos de Priobskoye son altamente heterogéneos cuyas propiedades varían en todo el campo; en el área sur siendo principalmente areniscas laminadas de 0.1 a 20 mD a una profundidad aproximada de 2500 m. La presión inicial del yacimiento es aproximadamente de 264 Kg/cm<sup>2</sup> y la presión de burbuja es de 93 kg/cm<sup>2</sup>.

## **III. Generalidades de su explotación**

El área sur produce un aceite de 30 °API promedio, con baja RGL y la relación de movilidades agua-aceite es favorecida por la inyección de agua. Las reservas de este campo se consideran marginales con un factor de recuperación del 3% si no se aplican métodos de inyección de agua.

## **IV. Tecnología Aplicada**

Si no se tiene un soporte de presión como es el caso de la inyección de agua la producción de los pozos declina rápidamente, aunado a esto su desarrollo se basa en un proyecto masivo de fracturamiento hidráulico así como en la implementación de sistemas artificiales de producción. Debido a estos proyectos de inyección de agua y fracturamiento masivo así como a la constante mejora de prácticas operativas se obtuvo un incremento en la producción al pasar de unos cientos de barriles por día, a más de 7500 bpd en un periodo de 3.5 años.

## 2.2.3 Yacimiento no convencional Xinzhao

### I. Localización geográfica y antecedentes

Xinzhao siendo un yacimiento naturalmente fracturado y de baja permeabilidad, es uno de los yacimientos más grandes del campo Daqing, está localizado en el sur de Daqing, en China y su desarrollo comenzó en noviembre del año 2000. La producción de los pozos es sustentada por la inyección de agua. La figura 2.6 muestra la localización del campo Daqing así como la localización de Xinzhao.



**Figura 2.6** Localización del campo Daqing <sup>[21]</sup>.

### II. Descripción geológica

Este campo se localiza en la estructura Xinzhao como un anticlinal abierto. Su producción se obtiene de la Formación Putaohua en areniscas, con una profundidad promedio de 1338 m. Es un yacimiento naturalmente fracturado con espesores de 40 a 60 m, la permeabilidad promedio del yacimiento es de 8.18 mD con una porosidad de 19.5 %.

### III. Generalidades de su explotación

La presión promedio del yacimiento es de 179 Kg/cm<sup>2</sup>, y su presión de burbuja es de 103 Kg/cm<sup>2</sup>. Aunque la inyección de agua se había considerado un éxito económico, en cuanto a resultados de producción no fue lo esperado, ya que la producción de aceite se redujo de un promedio por pozo de 21 bpd a 8 bpd y hubo un incremento respecto a la producción de agua pasando de un 26.5% a un 72.6 % durante los periodos de inyección, la presión del yacimiento incrementó de 140 Kg/cm<sup>2</sup> a 179 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### **IV. Tecnología aplicada**

En este campo el desarrollo ha sido basado en proyectos de inyección de agua, sin embargo, no se han obtenido los resultados esperados, debido a que muchos pozos incrementaron significativamente su corte de agua e incluso varios de ellos quedaron fuera de operación por invasión de ésta.

##### **2.2.4 Yacimiento no convencional Chicontepec**

###### **I. Localización geográfica y antecedentes**

La cuenca de Chicontepec está ubicada en la porción centro-oeste de México, entre las entidades federativas de Veracruz, Hidalgo y Puebla, siendo la parte del noroeste de Veracruz en la que se ubica la mayor porción de Chicontepec; tiene una extensión de 123 km de longitud y 25 km de ancho, abarcando un total de 12 municipios. Se descubrió en 1926, pero su producción inició hasta el año de 1952 siendo en 1970 cuando inició su explotación comercial. En la figura 2.7 se aprecia una región sobre el estado de Hidalgo en donde aflora Chicontepec, en ella se puede apreciar las intercalaciones de lutitas y areniscas así como sus bajos espesores, lo que representa lo complejo que es la explotación de este campo.



**Figura 2.7** Afloramiento de Chicontepec en el estado de Hidalgo <sup>[27]</sup>.

###### **II. Descripción geológica**

Chicontepec está localizado entre la porción sur de la cuenca de Tampico- Misantla y al occidente de la plataforma de Tuxpan, su origen es del Paleoceno, su sedimentación se compone de turbiditas que forman complejos de abanicos y canales constituidos por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Los yacimientos de la cuenca de

Chicontepec se caracterizan por su compleja geología, sus propiedades petrofísicas (baja permeabilidad, baja porosidad), así como su gran extensión.

### III. Generalidades de su explotación

Chicontepec es un yacimiento petrolero con importantes retos tecnológicos en cuanto a su explotación, como son su gran complejidad geológica, baja energía del yacimiento, distribución heterogénea de sus propiedades físicas de roca, pobre capacidad de flujo de la roca debido a la baja permeabilidad, amplio rango de densidad de aceite mostrando presencia de aceite extra pesado generalmente en la parte sur, periodos cortos de explotación con energía propia y abarca una gran extensión geográfica, lo que lo clasifica como un yacimiento no convencional.

En la mayoría de los pozos de Chicontepec se presenta una fuerte declinación principalmente en la primer etapa de su explotación, recurriendo a la instalación de sistemas artificiales para mantener la producción. La siguiente tabla se muestra un resumen de los principales problemas de Chicontepec.

**Tabla 2.1 Principales problemas de Chicontepec** <sup>[30]</sup>.

Problema	Descripción	Implicaciones	Acciones
Limitada Interconexión vertical y horizontal	1.- Los HC's se encuentran en acumulaciones lenticulares aisladas.	1.- Baja recuperación por pozo.	1.- Se requiere un programa de intervenciones masivo y automatizado.
Baja permeabilidad	1.- Permeabilidad entre 0.1 y 10 mD.	1.- Limitado flujo de aceite del yacimiento al pozo el cual requiere un alto consumo de energía.	1.- Requiere fracturamiento hidráulico.
Baja presión del Yacimiento	1.- Presión del yacimiento entre 80 y 360 Kg/cm <sup>2</sup> muy cercana a la Pb (50-330 kg/cm <sup>2</sup> ).	1.- Presión insuficiente para asegurar el flujo del yacimiento al pozo y de este a la superficie. 2.- Presión insuficiente para vencer las contrapresiones en el sistema de producción. 3.- Pérdida del gas en solución al alcanzarse la Pb.	1.- Requiere la intensa aplicación de SAP.

#### IV. Tecnología aplicada

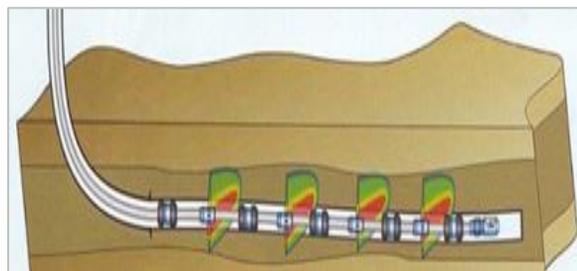
A lo largo del desarrollo de Chicontepec, se han aplicado diversas tecnologías, algunas de ellas directamente como pruebas tecnológicas y otras como aplicaciones específicas en un área. A continuación se mencionan algunas de las tecnologías implementadas:

- **Macroperas autosustentables:** Esta tecnología consiste en acondicionar macroperas creando un circuito de BN y a través de los módulos de separación portátil (MSP), se realiza la separación del gas para que estas macroperas operen con el propio gas de producción, aprovechando al máximo la energía. La figura 2.8 muestra un equipo de separación de una macropera autosustentable, el cual es primordial para el funcionamiento de ésta.



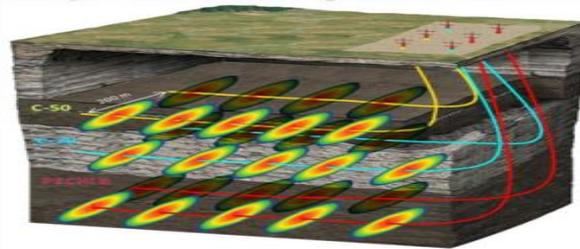
**Figura 2.8** Equipo de separación de una macropera autosustentable <sup>[30]</sup>.

- **Pozos multifracturados:** Es parte de la terminación de pozos con alto ángulo, así como pozos de alcance extendido. Se busca lograr el mayor contacto con la formación productora realizando un fracturamiento secuencial de más de un intervalo realizados principalmente en la zona horizontal y/o de mayor ángulo. Se dispara en una sola intervención todos los intervalos considerados y posteriormente se realiza el fracturamiento de cada intervalo. La figura 2.9 esquematiza un pozo multifracturado.



**Figura 2.9** Esquema de un pozo multifracturado <sup>[30]</sup>.

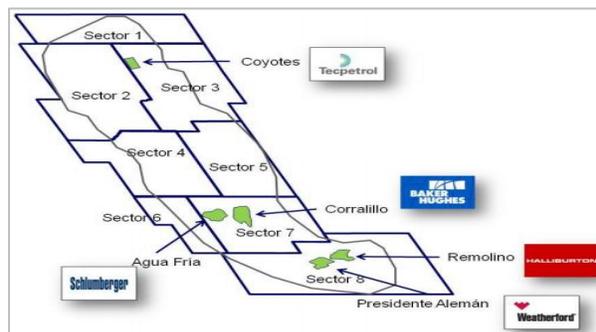
- Hectárea fracturada:** Este proyecto consistió en la perforación de 24 pozos distribuidos en un arreglo de cuatro secciones con seis pozos cada una. En cada pozo se aplicó la técnica de multifracturamiento, realizándose hasta 20 fracturas por pozo; el objetivo de este proyecto fue lograr una mayor área fracturada incrementando así la producción. La figura 2.10 esquematiza el proyecto de hectárea fracturada.



**Figura 2.10** Representación del proyecto de hectárea fracturada <sup>[30]</sup>.

- Laboratorios Integrales de campo:** Este esquema consistió en la asignación de diversas áreas geográficas a lo largo de Chicontepec a diferentes contratistas, en la cual con un número determinado de pozos correspondientes a cada área permitía la aplicación de diferentes tecnologías, prácticas operativas, e implementación de técnicas de explotación. En total se tuvieron cinco laboratorios integrales de campo distribuidos a lo largo de los ocho sectores.

La figura 2.11 muestra la distribución geográfica de los laboratorios integrales de campo, en la cual se observa que debido a la ubicación de los pozos a explotar para cada laboratorio se tenían distintas propiedades de roca y fluidos, lo que traía como consecuencia mayores retos así como la diversificación de las aplicaciones tecnológicas.



**Figura 2.11** Distribución de los laboratorios integrales de campo <sup>[30]</sup>.

- **Desarrollo de diversas pruebas tecnológicas:** Consisten en la evaluación técnica y económica así como la flexibilidad operativa con la que cuenta cierta tecnología para tratar algún problema en específico, dicha tecnología posee características específicas, rangos de aplicación determinados y nunca antes debió haber sido probada en el área; el objetivo principal de esta prueba es considerarla o no como una alternativa para la explotación de los yacimientos de Chicontepec. La figura 2.12 muestra la instalación del EDFEV durante una prueba tecnológica realizada en Chicontepec.



*Figura 2.12 Prueba tecnológica del EDFEV en Chicontepec <sup>[40]</sup>.*

### **2.3 Tecnologías de sistemas artificiales para yacimientos no convencionales aplicadas a nivel mundial**

A continuación se describen algunas de las principales aplicaciones de sistemas artificiales y/o tecnologías para yacimientos no convencionales a nivel mundial.

#### **2.3.1 Tubería flexible dentro de la Tp**

La tubería flexible (TF) dentro de la Tp es un arreglo para pozos en los que se produce de manera independiente por Tp y por Tr. Consiste en un arreglo de una TF con un trompo difusor en el extremo, mismo que funciona como una válvula de inyección, la TF es instalada dentro de la Tp con el objetivo de inyectar gas a alta presión y producir por el espacio anular entre ambas tuberías, mientras que por la Tr se explotan otros intervalos; de igual forma se aprovecha el gas proveniente del yacimiento. Sus principales usos es en pozos que presentan abatimiento de presión severo así como la producción de arenas de yacimientos diferentes. Previo a la instalación de este sistema se requiere realizar lo siguiente:

- Análisis nodal para determinar el potencial del pozo.
- Conocer el comportamiento del pozo mediante toma de información así como monitoreo de los niveles estático y dinámico del pozo.
- Propiedades de los fluidos producidos, como son densidad, viscosidad, problemas de producción de sólidos, parafinas, asfaltenos, etc.
- Con base al conocimiento de los niveles estático y dinámico del pozo y análisis nodal se determina el diámetro y profundidad para la colocación de la TF así como el diámetro del puerto de la válvula.
- Determinar la presión y volumen requeridos del gas de inyección.

### ***I. Ventajas***

- Mediante la inyección del gas por la TF se mantiene la presión en cabeza del pozo ( $P_{wh}$ ), obtenido con ello una mayor estabilidad de las condiciones de operación.
- Para su instalación no se requiere el uso de ETRP, únicamente se requiere unidad de TF, lo que genera menores costos de instalación.

### ***II. Desventajas***

- Este arreglo tiene la desventaja de que cuando los pozos requieren un sistema artificial de producción adicional es necesario intervenir el pozo con ETRP para acondicionarlo, debido a que es imposible su implementación con el arreglo superficial de TF y Tp.

## **2.3.2 Estranguladores de fondo**

Este accesorio tiene la finalidad de generar una caída de presión en el fondo del pozo que permite incrementar la Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), conservando la energía del yacimiento y así prolongar la vida fluyente del pozo. Es recomendable para pozos que presentan una fuerte declinación en corto tiempo como consecuencia de depresionamiento prematuro, pozos que muestran problema de altos cortes de agua. Existen también aplicaciones de estranguladores de fondo que permiten controlar la producción de arena en el pozo.

### ***I. Ventajas***

- Permite una mejor administración de la energía del yacimiento.
- Controla la producción de arena.
- Controla la producción de agua.
- Mantiene la Pwf.

### ***II. Desventajas***

- No recomendable en pozos con problemas de producción de sólidos orgánicos como parafinas, asfaltenos e hidratos ya que éstos pueden obstruirlo causando problemas de restricción al flujo.
- Requiere programas constantes de calibración y si es necesario limpieza de la Tp ya que corre el riesgo de quedar empacado por la producción de sólidos.
- Si no se realiza un buen análisis de optimización del pozo para determinar el diámetro adecuado del estrangulador, puede causar pérdidas de presión por fricción trayendo como consecuencia disminución de la producción.

### **2.3.3 Bomba de cavidades progresivas metal-metal para aceite pesado con recuperación térmica de alta temperatura**

Su configuración consta de un rotor y un estator de metal parecidos al de BCP convencional, sin embargo en estas bombas el elastómero que es la pieza más sensible de la BCP convencional ya no forma parte de la bomba.

Este sistema es utilizado en pozos donde se aplican procesos de recuperación térmica en donde los sistemas artificiales convencionales tienen limitantes por las altas temperaturas presentadas, generalmente arriba de 150 °C.

Respecto a la operación en altas temperaturas existen varios sistemas que cuentan con diseño especial para estos ambientes, como es el caso del BM que tiene una aplicación de alta temperatura, pero tiene la limitante en cuanto al volumen de producción que puede manejar, en caso contrario, el BEC es un sistema que puede manejar grandes caudales, sin embargo presenta la limitante en cuanto a la temperatura de operación; en el caso del BCP es un sistema que tiene una eficiencia aceptable en la producción

de aceites pesados pero si su configuración es de un estator elastomérico no puede operar a temperaturas mayores a 150 °C.

Debido a la problemática anterior, este sistema ofrece una alternativa de producción de aceite viscoso en pozos con inyección de vapor así como otros procesos de recuperación térmica. Además permite una alta eficiencia incluso cuando se tienen bajas presiones del yacimiento. A continuación se mencionan algunas de sus características:

- Temperatura de operación mayor a 200 ° C.
- Gastos hasta de 1200 bpd de líquidos a 340 rpm.
- Eficiencia volumétrica del sistema de 53%.

### ***I. Ventajas***

- Recomendable en pozos con producción de aceite viscoso y con alto contenido de arena.
- Puede operar en pozos con alto contenido de gas libre.
- Recomendable en pozos con producciones hasta de 4000 bpd.
- Permite la operación de un sistema artificial en pozos que utilizan métodos de recuperación térmica como es la inyección de vapor.

### ***II. Desventajas***

- Debido a que la bomba BCP metal-metal no tiene elastómero puede presentar daños por desgaste en el rotor y grietas en el estator como consecuencia de la vibración ya que en las bombas BCP convencionales el elastómero sirve además como amortiguador.
- Se recomienda utilizar recubrimientos con aditivos así como equipo auxiliar para evitar vibraciones, lo que conlleva a costos adicionales por mantenimiento.
- Si no se utiliza equipo auxiliar se recomienda su operación a máximo 60 rpm, para evitar daños por vibración.

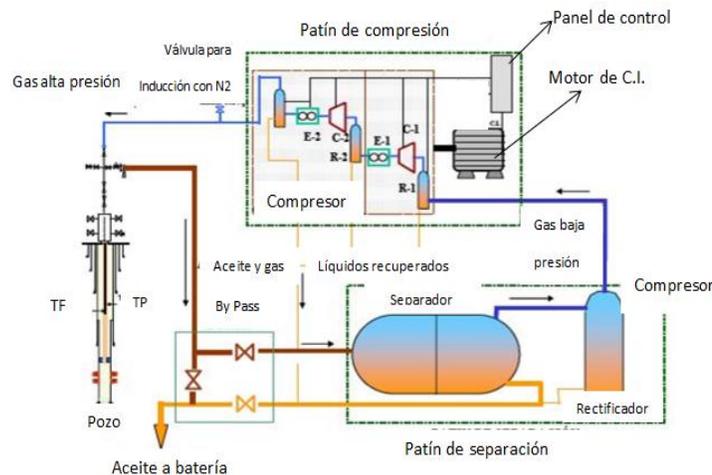
La tabla 2.2 muestra un cuadro comparativo de las BCP convencionales y las BCP metal-metal:

**Tabla 2.2 Comparación del BCP convencional con el BCP metal-metal <sup>[4]</sup>.**

BCP convencional	BCP metal-metal
QI recomendable <5000 bpd	Amplio rango de gastos de producción
Temperatura de operación <121 °C	Temperatura de operación >200 °C
Daños al elastómero por ciertos fluidos	No posee elastómero
Levantamiento neto hasta 281 kg/cm <sup>2</sup>	Amplio rango de presiones
Baja eficiencia si existe alto contenido de gas libre	Tiene la capacidad de impulsar gas a través de la bomba

### 2.3.4 Bombeo neumático no convencional autoabastecido

Este sistema consiste en un circuito cerrado, en el cual el gas inyectado al pozo se recupera en la superficie para ser inyectado nuevamente y a su vez ese gas es aprovechado como combustible para el compresor; este sistema artificial requiere de modificaciones en las instalaciones superficiales. La figura 2.13 esquematiza una instalación típica de este sistema.



**Figura 2.13 Instalación típica del BN no convencional autoabastecido <sup>[43]</sup>.**

Su aplicación se recomienda en campos productores de aceite y gas en los que no existan redes de BN, ya que requiere bajos costos de operación y es fácil de implementar evitando así la construcción de redes de BN para pocos pozos o de baja producción.

#### I. Ventajas

- Aprovechamiento del gas natural como insumo de la red de BN así como combustible de los equipos superficiales.
- Evita la quema de gas reduciendo el daño al medio ambiente.

- Reduce la construcción de redes de BN.
- Mayor rentabilidad.

## ***II. Desventajas***

- Se debe tener producción de gas suficiente para abastecer la red de BN.
- Requiere suficiente espacio en superficie para la colocación de los equipos de separación, compresión e inyección.
- Puede requerir mayor inversión inicial que en una instalación de BN convencional.

### **2.3.5 Bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo**

Es un sistema artificial híbrido que mezcla el BEC con el BCP. Su configuración incluye un sensor en el fondo del pozo para monitorear presiones y temperaturas de fondo, amplitudes de vibración del sistema, potencia del cable y fugas de corriente. Como parte del equipo subsuperficial contiene un motor de cuatro polos; protector del motor y bomba de cavidades progresivas con la cual se facilita la producción de aceites viscosos.

#### ***I. Ventajas***

- Al no requerir el uso de varillas se elimina el daño de la Tp por fricción de esta con la sarta de varillas.
- Puede manejar gastos de producción de hasta 1000 bpd.
- Puede manejar aceites incluso de 6 ° API.
- Puede manejar viscosidades de 2,000 a 5,000 cp. a una temperatura de 55 °C.
- Se ve menos afectada por la trayectoria del pozo en comparación con el BCP convencional.

#### ***II. Desventajas***

- Costos de instalación y mantenimiento mayores a los del BCP convencional.
- Requiere suministro de energía eléctrica de manera permanente o en su defecto diésel, lo que puede generar mayores costos de operación.

- Es afectada por la alta producción de gas libre, debido a ello se recomienda la instalación de un separador de gas en fondo.
- A pesar de mitigar el daño a la Tp por el roce de las varillas que se tiene en la aplicación del BCP convencional, esta aplicación es altamente susceptible a las fallas por daño en el cable eléctrico.

## CAPÍTULO III

### CARACTERÍSTICAS Y DESARROLLO DEL YACIMIENTO NO CONVENCIONAL CHICONTEPEC

#### 3.1 Historia

El yacimiento Chicontepec fue descubierto en 1926, pero debido a su baja producción de aceite originada por su baja permeabilidad no se consideró rentable para su explotación, sin embargo, con la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico con apuntalante en 1971 en el pozo Presidente Alemán 26, se logró incrementar su productividad 6.3 veces, es decir, de 13 a 82 bpd, detonando el interés por la explotación de los hidrocarburos contenidos en las areniscas de esta formación, adoptándose así el fracturamiento hidráulico como parte de la terminación y/o reparación de pozos en este yacimiento. Es considerado como un yacimiento de alta complejidad “No convencional” debido a la topografía de la región y por sus características petrofísicas y estratigráficas. En la figura 3.1 se muestra su ubicación geográfica.



**Figura 3.1** Ubicación Geográfica de Chicontepec <sup>[27]</sup>.

#### 3.2 Características generales

En la tabla 3.1 se muestran las características generales de los yacimientos que conforman el Paleocanal de Chicontepec. Se puede observar la baja porosidad y permeabilidad de roca, la diversa distribución de gravedad API del aceite, así como lo cerca que está la presión de yacimiento a la presión de saturación.

**Tabla 3.1 Características generales de Chicontepec** <sup>[27]</sup>.

CHICONTEPEC		
Descubierto	1926	DATOS GENERALES
Inicio de Explotación	1952	
Municipios	9 Veracruz 3 Puebla 2 Hidalgo	
Superficie (Km <sup>2</sup> )	4243	ROCA
Cuenca	Tampico-Mizantla	
Formación	Chicontepec	
Edad	Paleoceno-Eoceno Inferior	
Tipo de roca	Arenas y lutitas interestratificadas	
Modelo Geológico	Abanicos Submarinos	
Tipo de trampa	Estratigráfica	
Espesor bruto (m)	≈ 1900	
Espesor neto (m)	≈ 500	
Profundidad (m.b.n.m)	100-2500	
Porosidad (%)	8.0-12.0	FLUIDO
Permeabilidad (mD)	0.1-10	
Tipo de fluido	Aceite negro	
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	80-360	
Presión de burbuja (Kg/cm <sup>2</sup> )	50-330	
Empuje	Gas en solución	
°API	8 a 45	
Fr (%)	≈6	

### 3.3 Antecedentes geológicos

El modelo geológico establecido para la Formación Chicontepec, comprende una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno. Se pueden destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: Canal central, lóbulos, abanico medio y abanico exterior en la mayoría de las unidades genéticas. Debido al carácter turbidítico del depósito, en un campo se encuentran varios horizontes productores que se comportan como yacimientos independientes, cuyo espesor varía de 1 m hasta 300 m en el mejor de los casos. El Paleocanal Chicontepec se va profundizando al sureste, considerándose una profundidad media de los cuerpos arenosos productores de 1800 m para esta zona. Sus permeabilidades van desde 0.1 hasta 5 mD, por lo tanto para poder ser explotado es necesario aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante. De los cuerpos de areniscas prospectivos de la Formación Chicontepec, han sido disparados aquellos ubicados entre las profundidades de 500 a 2800 MD, de acuerdo a los registros geofísicos los cuerpos de areniscas tienen espesores promedio entre 1-300 m, teniendo marcados cambios de

facies; se caracteriza por tener grandes espesores de unidades siliciclásticas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino) relleno de la paleo-depresión que se formó.

### 3.3.1 Columna estratigráfica

Esta se compone de una trampa de tipo estratigráfico donde domina el carácter heterogéneo de los cuerpos sedimentarios, debido a los cambios laterales y verticales de facies a pocos metros de distancia y a la arquitectura progradacional de sus depósitos, los cuales pueden tener un componente estructural o incluso en algunos casos puede existir una combinación de ambas. Aunado a esto, cabe destacar que la calidad de la roca es también un factor de riesgo debido a que en muchos de los casos existe una fuerte cementación de tipo carbonatada generada durante los procesos diagenéticos.

La siguiente figura esquematiza la columna geológica de Chicontepec en la cual se puede observar que está integrada por las formaciones Palma Real Inferior (Oligoceno Inferior, lutitas/areniscas), Aragón (Eoceno Superior, areniscas/ lutitas), Guayabal (Eoceno Medio, lutitas), Chicontepec Superior (Eoceno Inferior, formada por areniscas y lutitas), Chicontepec Medio (Paleoceno Superior, compuesta de areniscas y lutitas) y Chicontepec Inferior (Paleoceno Inferior, compuesta de lutitas y areniscas).

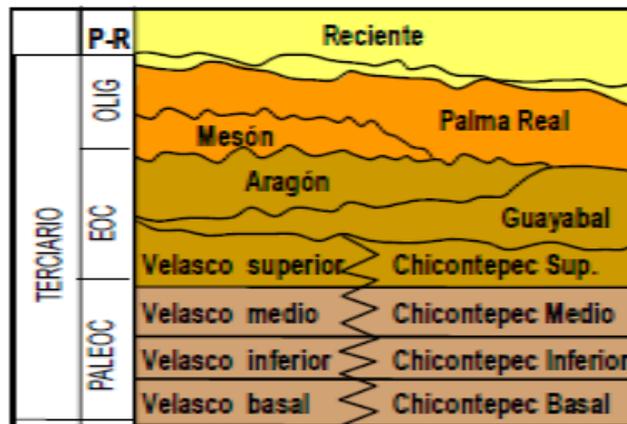


Figura 3.2 Columna Geológica de Chicontepec<sup>[27]</sup>.

En la figura 3.2 se puede observar la posición estructural y el tiempo geológico en que los diversos cuerpos sedimentarios se depositaron, dichos cuerpos pueden tener

equivalentes laterales pertenecientes a diferentes sistemas dentro del modelo geológico asociado a la Formación Chicontepec, que pudieran estar conectados hidráulicamente.

Las características antes mencionadas conllevan a una baja productividad de los pozos y por lo tanto al ser altamente heterogéneo y presentar interconexión vertical y lateral limitada, baja permeabilidad de la roca y baja presión del yacimiento, se requieren soluciones tecnológicas para cada campo.

### 3.4 Sectorización por propiedades de la roca, fluidos e instalaciones superficiales

Debido a la heterogeneidad del yacimiento es necesario sectorizarlo con el objetivo de tener un mejor control de la productividad y operación de los pozos, lo que conlleva a explotarlo con mayor eficiencia. Esta sectorización tiene como principal objetivo ubicar las distintas necesidades de cada área y así enfocar las funciones para que de esta forma se administren los recursos, logrando con esto una adecuada explotación del yacimiento con producciones económicamente rentables.

La sectorización se realizó con base a las propiedades de la roca, los fluidos y a las instalaciones superficiales para permitir un mejor manejo de la producción, reduciendo así costos adicionales por transporte y distribución de HC's y agua. Es necesario mencionar que a pesar de la compleja naturaleza del yacimiento, se tienen identificadas las zonas con mayor problema de producción de aceite pesado y extra pesado, alta RGL, así como altos cortes de agua. La figura 3.3 muestra la distribución generalizada de los rangos de RGL, % de agua y gravedad API a lo largo de Chicontepec.

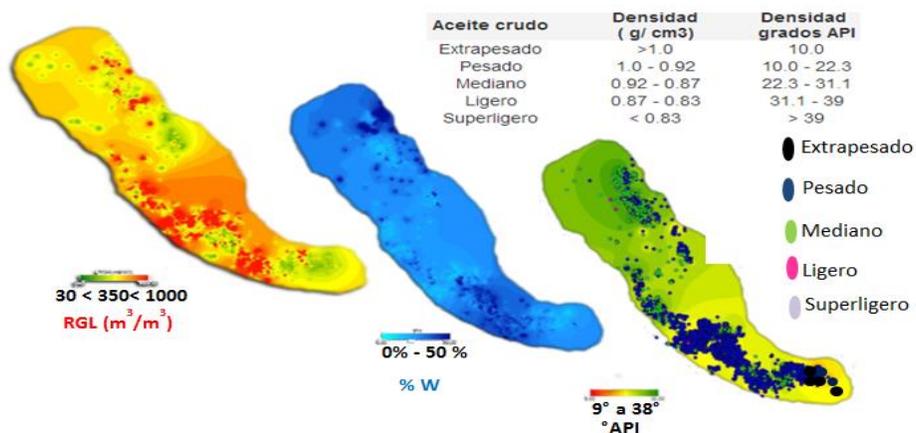
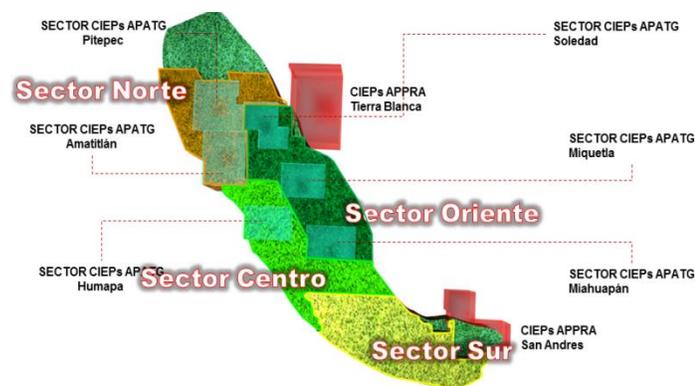


Figura 3.3 Características de los fluidos a lo largo de Chicontepec [2].

Como se puede observar, la parte norte se caracteriza por producir aceite mediano a super ligero, con una baja RGL ( $<350 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ), sin embargo se tiene el problema de producción de cortes de agua mayores al 50 %; la parte sur en su mayoría presenta altos cortes de agua ( $>50 \%$ ) y RGL menores a  $350 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , esta área se caracteriza principalmente por presentar problemas de flujo como consecuencia de la producción de aceite pesado y extra pesado con una gravedad específica menor a  $15 \text{ }^\circ\text{API}$ , llegando a tenerse pozos incluso con  $9 \text{ }^\circ\text{API}$ . La parte centro produce en su mayoría aceites con gravedades específicas superiores a  $15 \text{ }^\circ\text{API}$  y presenta bajos cortes de agua ( $<50\%$ ), sin embargo es la zona con mayor problema de alta RGL ( $>350 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ).

Por lo anterior, con base en las diferentes necesidades para cada área así como a la infraestructura disponible actualmente la estrategia de explotación involucra la sectorización de Chicontepec en 4 grupos, Norte, Sur, Centro y Oriente así como el área destinada a los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPS); a su vez cada sector está integrado por subsectores con problemáticas y necesidades específicas. La figura 3.4 indica la actual sectorización de Chicontepec:



**Figura 3.4** Sectorización actual de Chicontepec <sup>[1]</sup>.

En la tabla 3.2 se muestra el estatus de los pozos así como la producción que maneja cada sector, Como se observa, los sectores norte y oriente están formados por los subsectores 1 y 2, que comprenden cuatro y cinco principales campos respectivamente, el tipo de aceite producido en estos sectores es un aceite ligero con una gravedad API promedio de  $36.7^\circ$  y  $30.3^\circ$  respectivamente; sus objetivos son los más someros con profundidades a partir de 500 m.

**Tabla 3.2 Detalles de cada sector**  
(Valores puntuales a noviembre de 2015) <sup>[1]</sup>.

SECTOR	SUBSECTOR	CAMPOS	Qo	Agua	Qg	RGA	Pozos	Pozos
			(Bpd)	(%)	(MMpcd)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Abiertos	Cerrados
Norte	1	Aragón	1,064.00	17.80	1.8	298.17	74.00	171.00
		Coyotes						
Gallo								
Soledad Norte								
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>			<b>1,064.00</b>	<b>17.80</b>	<b>1.8</b>	<b>298.17</b>	<b>74.00</b>	<b>171.00</b>
Oriente	2	Agua Nacida	646.00	12.80	1.1	289.69	34.00	60.00
		Coyol						
Miquetla								
Soledad								
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>			<b>646.00</b>	<b>12.80</b>	<b>1.1</b>	<b>289.69</b>	<b>34.00</b>	<b>60.00</b>
Centro	3	Humapa	2,349.00	22.70	7.5	565.27	223.00	273.00
	4	Coyula	3,531.00	21.30	12.9	651.14	162.00	156.00
	5	Agua Fría	9,105.00	22.30	50.2	983.25	381.00	258.00
		Corraillo						
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>			<b>14,985.00</b>	<b>22.13</b>	<b>70.6</b>	<b>839.47</b>	<b>766.00</b>	<b>687.00</b>
Sur	6	Coapechaca	10,980.00	32.60	36.6	593.45	356.00	415.00
		Tajín						
	7	Furbero	3,226.00	31.90	10.3	569.61	173.00	227.00
	8	Presidente Alemán	5,152.00	10.10	10.6	364.97	258.00	320.00
		Remolino						
<b>TOTAL DEL SECTOR</b>			<b>19,358.00</b>	<b>27.66</b>	<b>57.4</b>	<b>528.67</b>	<b>787.00</b>	<b>962.00</b>
CIEPS	9		5,426.00	13.30	14.4	472.67	368.00	269.00
<b>TOTAL DEL CIEPS</b>			<b>5,426.00</b>	<b>13.30</b>	<b>14.4</b>	<b>472.67</b>	<b>368.00</b>	<b>269.00</b>
<b>TOTAL CHICONTEPEC</b>			<b>41,479.00</b>	<b>23.61</b>	<b>145.2</b>	<b>623.99</b>	<b>2,029.00</b>	<b>2,149.00</b>

En las tablas 3.3 a 3.6 se indican las propiedades promedio del yacimiento y de los fluidos de cada sector.

### I. Sector Norte

Está conformado por el subsector 1, posee varios campos, de los cuales los principales son Aragón, Coyotes, Gallo y Soledad Norte; la producción de este sector es en general aceite ligero.

**Tabla 3.3** Detalles del sector Norte (valores promedio a noviembre de 2015) <sup>[7]</sup>.

<b>SECTOR NORTE</b>				
<b>PROPIEDADES ROCA-FLUIDOS</b>	<b>SUBSECTOR 1</b>			
	<b>CAMPOS</b>			
	<i>Aragón</i>	<i>Coyotes</i>	<i>Gallo</i>	<i>Soledad Norte</i>
P actual estimada (Kg/cm <sup>2</sup> )	77.00	85.00	90.00	71.90
Pb (Kg/cm <sup>2</sup> )	64.70	64.60	83.60	76.80
Temp yac (°C)	62.00	69.33	85.00	66.75
B <sub>o</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.18	1.21	1.48	1.22
R <sub>s</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	51.60	54.80	147.90	63.67
μ <sub>o</sub> @ Pb(cp)	1.91	1.29	0.57	1.62
°API	38.55	35.51	37.20	35.69
K (mD)	0.01-2.5	0.5-1.01	0.06-1.5	0.09-1.7
Porosidad (%)	9.0-11.0	8.0-10.0	6.0-10.0	7.0-9.0
Y <sub>g</sub> (aire=1)	0.70	0.63	0.68	0.78
ρ <sub>o</sub> @ce (gr/cm <sup>3</sup> )	0.83	0.81	0.81	0.85
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	260.00	1312.00	449.00	646.00
%W	10.20	20.00	25.00	7.00

## **II. Sector Oriente**

Este sector explota los yacimientos con porosidades promedio mayores al área correspondiente al sector 1; el aceite que produce es predominantemente aceite ligero.

**Tabla 3.4** Detalles del sector Oriente (valores promedio a noviembre de 2015) <sup>[7]</sup>.

SECTOR ORIENTE				
PROPIEDADES ROCA-FLUIDOS	SUBSECTOR 2			
	CAMPOS			
	<i>Agua Nacida</i>	<i>Coyol</i>	<i>Miquetla</i>	<i>Soledad</i>
P actual estimada (Kg/cm <sup>2</sup> )	87.00	77.30	67.40	90.00
Pb (Kg/cm <sup>2</sup> )	55.60	85.10	139.70	77.60
Temp yac (°C)	61.00	66.00	65.00	63.00
B <sub>o</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.10	1.19	1.22	1.18
R <sub>s</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	24.80	53.20	72.86	53.45
μ <sub>o</sub> @ p(cp)	8.25	2.15	3.30	2.16
°API	26.17	33.90	28.00	33.30
K (mD)	0.01–3.0	0.02-10.0	0.01 a 10.0	0.03-1.0
Porosidad (%)	6.0-15.0	2.0-18.0	4.0-16.0	6.0-10.0
Yg (aire=1)	0.77	0.68	0.77	0.74
e <sub>o</sub> @ce (gr/cm <sup>3</sup> )	0.87	0.83	0.85	0.83
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	287.00	954.30	915.90	891.00
%W	25.00	24.10	12.00	17.00

### III. Sector centro

El sector centro está formado por los subsectores 3, 4 y 5 mismos que producen un aceite con gravedades API promedio de 29°, 27.4° y 23.5° respectivamente. La profundidad media de estos pozos es de 2,100 m. El subsector 5 se caracteriza por explotar las áreas que poseen las mejores propiedades petrofísicas.

**Tabla 3.5** Detalles del sector Centro (valores promedio) <sup>[7]</sup>.

SECTOR CENTRO					
PROPIEDADES ROCA-FLUIDOS	SUBSECTOR 3	SUBSECTOR 4		SUBSECTOR 5	
	CAMPO	CAMPOS		CAMPOS	
	Humapa	Coyula	Escobal	Agua Fría	Corralillo
P actual estimada (Kg/cm <sup>2</sup> )	168.70	159.90	91.80	150.00	150.00
Pb (Kg/cm <sup>2</sup> )	157.00	114.30	80.10	146.20	127.30
Temp yac (°C)	76.01	74.00	45.70	70.50	66.00
B <sub>o</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.26	1.21	1.17	1.54	1.20
R <sub>s</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	75.77	49.50	55.64	63.77	64.97
μ <sub>o</sub> @ p(cp)	1.59	1.94	3.99	3.33	2.99
°API	29.00	31.00	23.89	22.00	25.00
K (mD)	0.10-0.25	0.04-1.1	0.03-1.5	0.1-2.3	0.2-8.5
Porosidad (%)	6.0-15.0	3.0-7.0	8.0-12.0	7.0-12.0	7.0-20
Yg (aire=1)	0.77	0.71	0.65	0.75	0.63
ρ <sub>o</sub> @ce (gr/cm <sup>3</sup> )	0.85	0.76	0.89	0.90	0.79
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	343.88	1191.00	1495.60	724.55	974.50
%W	19.00	19.00	13.00	24.80	20.40

#### IV. Sector Sur

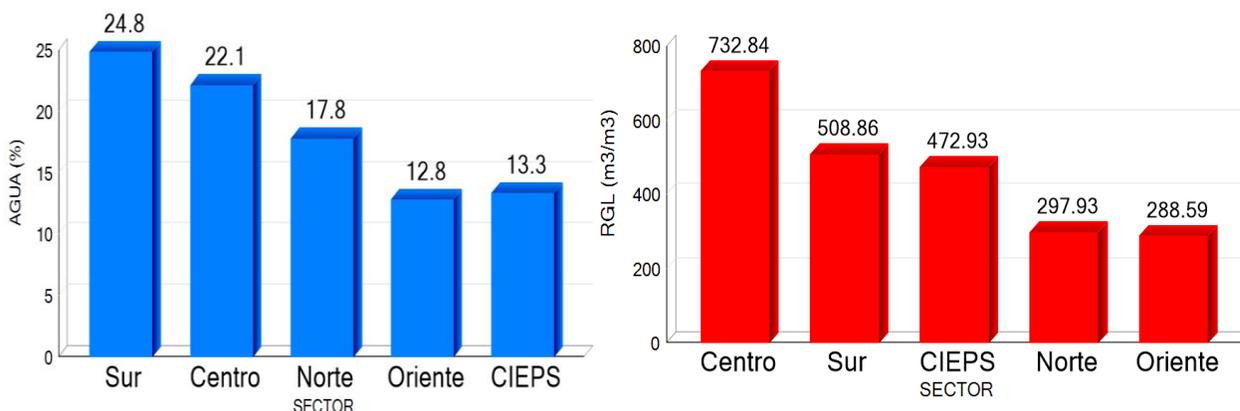
El sector Sur está formado por 3 subsectores, la gravedad específica promedio de estos es 23.5°, 22.3° y 16° API respectivamente, el subsector 8 incluye los pozos con mayor problema de producción de aceite extra pesado en los cuales se tienen pozos de hasta 8 °API, los pozos pertenecientes a este sector son pozos profundos de hasta más de 3,000 m, algunos de los cuales tienen intervalos en brecha.

**Tabla 3.6** Detalles del sector Sur (valores promedio) <sup>[7]</sup>.

SECTOR SUR					
PROPIEDADES ROCA-FLUIDOS	SUBSECTOR 6		SUBSECTOR 7	SUBSECTOR 8	
	CAMPOS		CAMPO	CAMPOS	
	Coapechaca	Tajín	Furbero	Presidente Alemán	Remolino
P actual estimada (Kg/cm <sup>2</sup> )	161.70	140.00	210.20	316.90	345.60
Pb (Kg/cm <sup>2</sup> )	141.40	138.90	203.80	235.50	228.80
Temp yac (°C)	78.84	82.75	84.45	107.00	103.00
B <sub>o</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.26	1.22	1.35	1.37	1.30
R <sub>s</sub> @ p <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	81.37	57.89	109.98	105.77	74.23
μ <sub>o</sub> @ p(cp)	1.96	9.68	1.16	1.15	3.04
°API	25.00	22.00	22.34	18.00	14.00
K (mD)	0.1-0.9	0.2-5.6	0.1-5.0	0.1-10.0	0.5-10.0
Porosidad (%)	6.0-10.0	6.0-12.0	5.0-12.0	5.0-12.0	5.0-11.0
Yg (aire=1)	0.68	0.65	0.68	0.66	0.67
ρ <sub>o</sub> @ p <sub>b</sub> (gr/cm <sup>3</sup> )	0.78	0.85	0.89	0.89	0.96
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	358.90	850.40	699.65	393.90	167.21
%W	27.70	47.00	31.30	12.00	7.40

Existen seis áreas asignadas para los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPS); éstas áreas incluyen la explotación de algunos pozos pertenecientes a los sectores antes mencionados.

Las gráficas 3.1 y 3.2 muestran las estadísticas de % de agua y RGL correspondientes a cada sector, los cuales son valores promedio a noviembre de 2015:


**Gráficas 3.1 y 3.2** Corte de agua producida y RGL por sector <sup>[1]</sup>.

Como se aprecia en las gráficas anteriores, los sectores en los que se tiene mayor número de pozos con alto porcentaje de producción de agua y mayor RGL son los sectores centro y sur, como se mostró anteriormente en la figura 3.3.

### **3.5 Estrategias de desarrollo de Chicontepec**

La estrategia de explotación que actualmente se tiene en Chicontepec está enfocada principalmente en perforación y terminación de pozos direccionales, horizontales y de alto ángulo ( $>95^\circ$ ); así como en trabajos de mantenimiento de la producción base, a través de una gama de actividades que permiten mantener en condiciones óptimas los pozos productores. Debido a la baja presión del yacimiento, una vez que se inicia la explotación, dicha presión alcanza rápidamente la  $P_b$ , lo que provoca la liberación de gas, observándose una declinación de la producción como consecuencia de la pérdida de presión, hasta el momento en que la energía sea insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie, requiriendo por lo tanto la aplicación de un SAP, dentro de los más empleados son el bombeo mecánico, bombeo neumático y bombeo hidráulico, recientemente se ha implementado el bombeo electro centrífugo con bombas para pozos de bajo caudal.

#### ***I. Historia de las estrategias de desarrollo***

- En 1926 al perforarse pozos con objetivo Cretácico se detectaron areniscas con manifestación de hidrocarburos, sin embargo los pozos no se consideraron económicamente rentables, posteriormente en 1935 durante el desarrollo del campo Poza Rica, se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec lo cual no cambió la perspectiva, ya que su explotación se seguía considerando no rentable.
- Entre los años 1963 y 1970 se realizaron reparaciones mayores en los campos Presidente Alemán y Soledad con objetivos en Chicontepec, siendo en este momento cuando al determinar que eran objetivos someros el costo de perforación era bajo, por lo que podrían ser considerados como pozos rentables; este hecho determinó el inicio del desarrollo del campo, comenzando con ello su explotación comercial.

- En la primer etapa de su explotación se perforaron 300 pozos en los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones, y Soledad Norte.
- En el periodo de 1983 a 1991 se incrementaron las actividades de mantenimiento a pozos y se perforaron 228 pozos en los campo Agua Fría y Tajín.
- Entre los años 2002 a 2006 se reactivó la perforación y se comenzaron nuevas estrategias de terminación y fracturamiento hidráulico.
- En el año 2007 surge el proyecto Aceite Terciario del Golfo que es el responsable de administrar su explotación.
- En el periodo que abarca los años 2008-2010 la actividad estuvo enfocada en la perforación y terminación de pozos alcanzándose una meta de 794 pozos perforados en el año 2008.
- A partir de julio de 2010 se cambió la estrategia de explotación, misma que se basó en el mantenimiento e incremento de la producción base incorporando a producción pozos cerrados, para lo cual se crearon 4 grupos de trabajo cuyo objetivo era el estudio de un determinado número de pozos (grupo de pozos abiertos, cerrados, intermitentes y sistemas artificiales);
- En el año 2012 se inició la perforación de pozos horizontales y se masificó la aplicación de nuevas tecnologías.
- En el año 2013 se forman los grupos multidisciplinarios de explotación “Chicos” formados por representantes de cada una de las áreas de especialidad, y fue en este año cuando se alcanzó una producción histórica de 77,626 bpd de aceite.
- Actualmente, se tienen 4 sectores operativos (norte, sur, centro, oriente) y CIEPS con la finalidad de optimizar el uso de los recursos; la eficiencia de cada sector se determina por medio de evaluaciones económicas, estadísticas de producción, estado de pozos, así como de las estrategias de explotación implementadas.

La tabla 3.7 muestra la línea del tiempo de las diferentes etapas de desarrollo de Chicontepec desde su descubrimiento hasta la actualidad (noviembre 2015).

**Tabla 3.7** Línea del tiempo, desarrollo de Chicontepec <sup>[15]</sup>.

AÑO	1926	1952-1963	1963-1970	1970
ACTIVIDAD	Descubrimiento	Se confirma la manifestación de HC's en formaciones del Terciario	Reparaciones mayores (RMA) en pozos del campo Presidente Alemán	Perforación de 6 pozos en el campo Presidente Alemán.
	Manifestaciones de HC's		Pozos someros/ Bajo costo perforación	Se consideran pozos rentables
INDICADOR	Pozos económicamente no rentables		Se definió su desarrollo.	Explotación comercial

AÑO	1980	1983-1991	2002-2006	2007
ACTIVIDAD	Perforación de 300 pozos en Soledad, Aragón, Coyotes	Actividades de mantenimiento a pozos y Perforación de 228 pozos en Agua Fría y Tajín	Reactivación de perforación	Surge el proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)
INDICADOR	Se manifiesta su existencia.		Nuevas tecnologías para la terminación y fracturamiento de pozos.	

AÑO	2008-2010	2010-2011	2012	2013
ACTIVIDAD	Reactivación de Perforación y Terminación	Actividades de mantenimiento de producción	Masificación de Pozos horizontales	Producción Máxima histórica
		División por sectores		
INDICADOR	Record de 794 perforaciones.	Optimización de pozos	Nuevas técnicas de operación.	77, 626 bpd

AÑO	Actualmente
ACTIVIDAD	1,947 pozos operando 2,447 pozos cerrados
INDICADOR	Producción 39,148 bpd

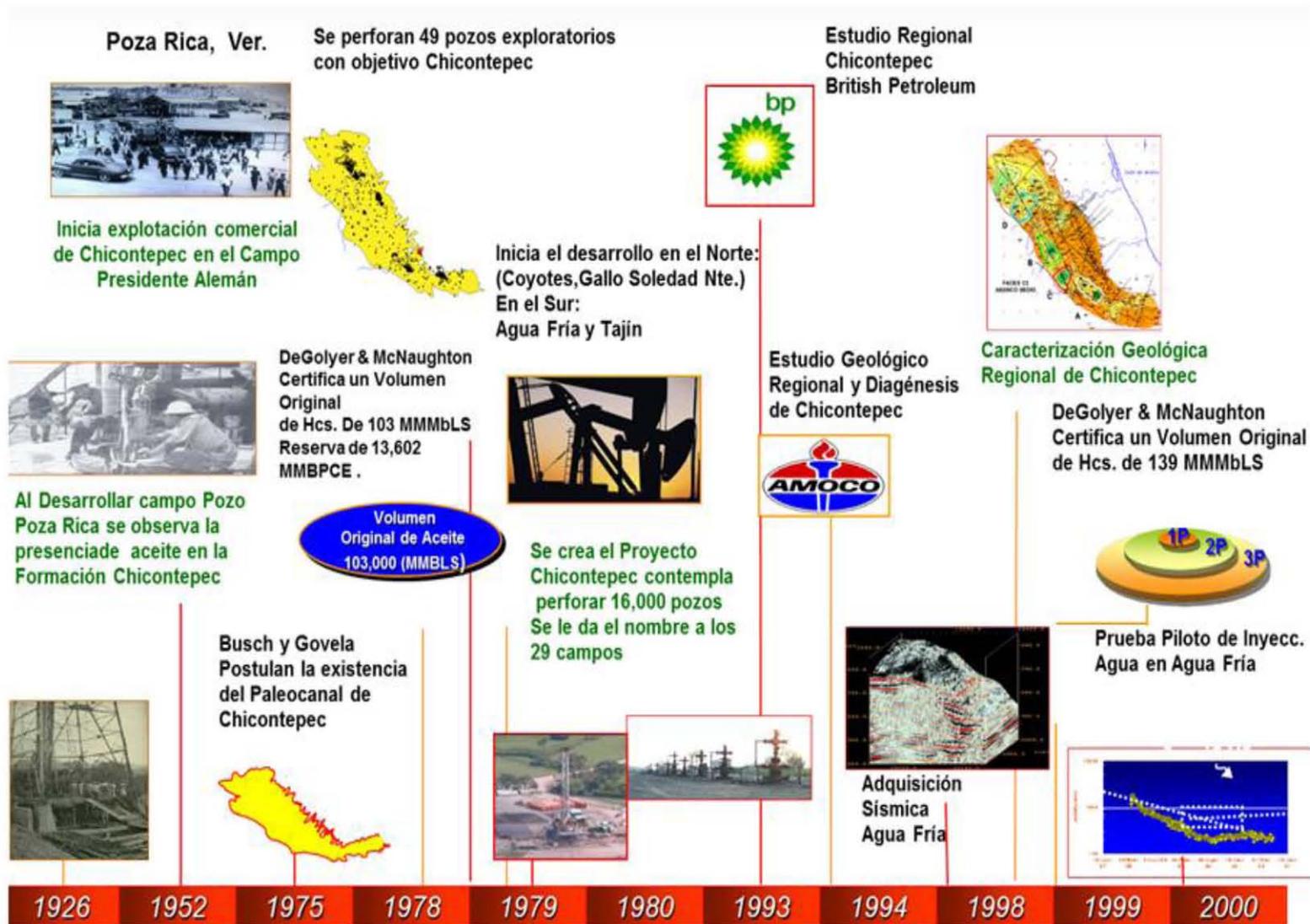


Figura 3.5 a) Línea del tiempo de Chicontepec [1].

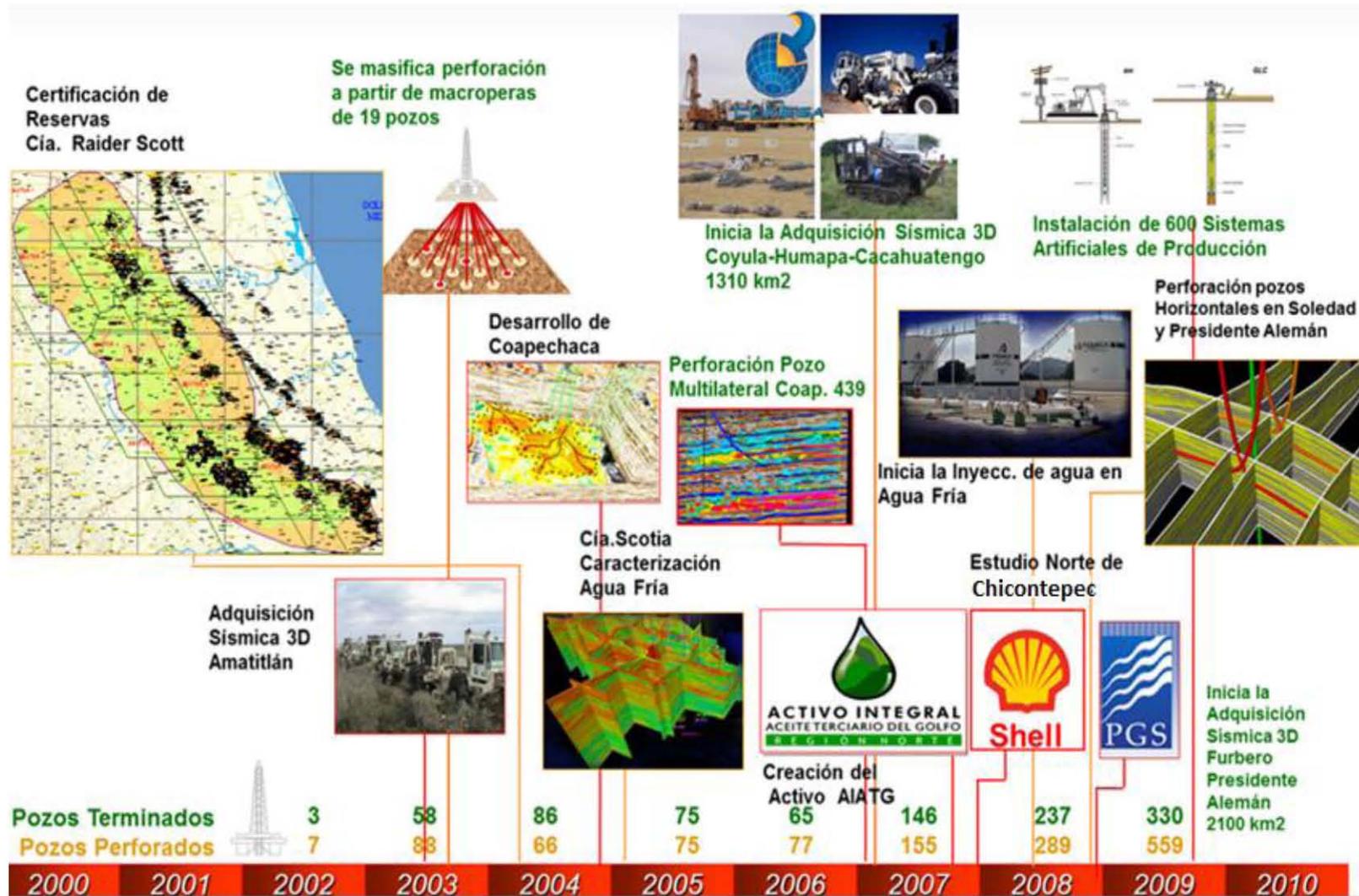
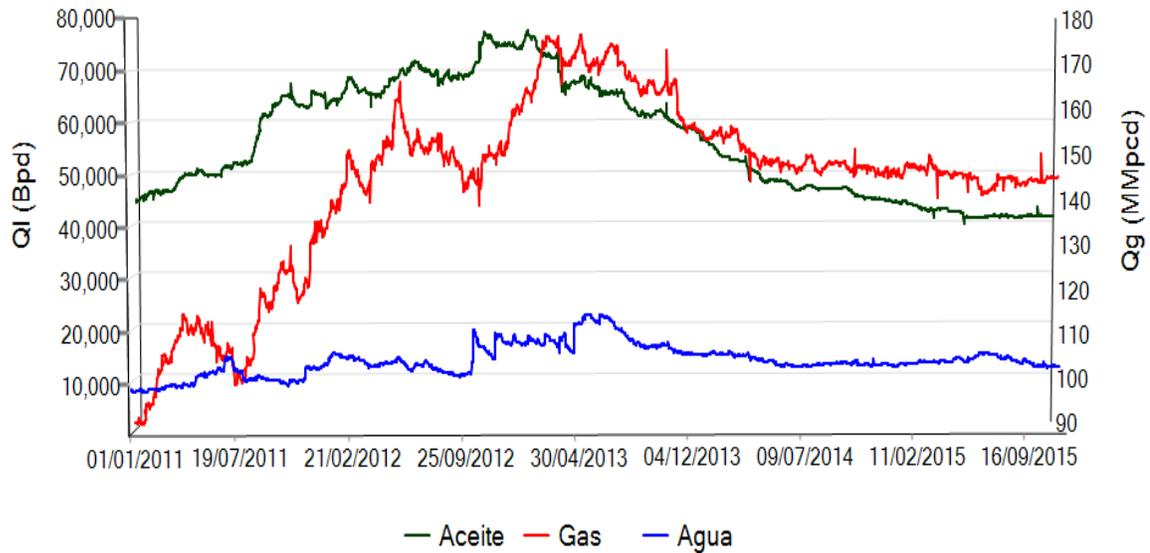


Figura 3.5 b) Línea del tiempo de Chicontepec [1].



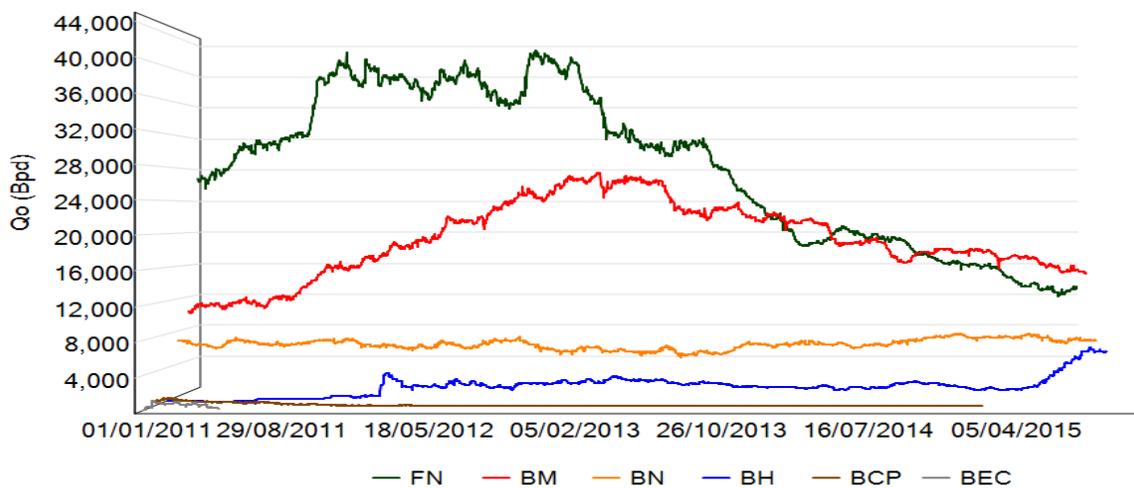
Figura 3.5 c) Línea del tiempo de Chicontepec [1].

Actualmente, en Chicontepec se tiene una producción de aceite de 41,479 bpd, con un gasto de gas (Qg) de 145.21 MMpcd con un total de 2,029 pozos operando. La gráfica 3.3 muestra el histórico de producción a partir del año 2011; en ella se puede observar que la máxima producción alcanzada hasta el momento fue a finales del año 2012 y principios del 2013 con una producción de 77,626 bpd.



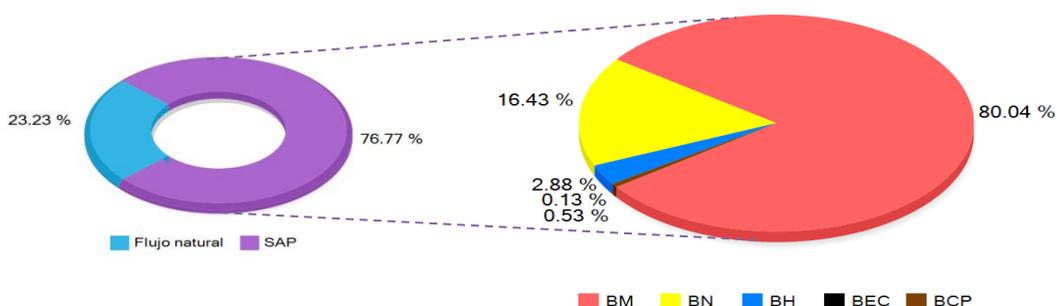
**Gráfica 3.3** Historia de producción de Chicontepec a partir de 2011 <sup>[31]</sup>.

La siguiente gráfica muestra el histórico de producción por cada tipo de sistema artificial instalado en pozos de Chicontepec a partir de 2011, en ella se puede apreciar que respecto a los sistemas artificiales la máxima producción es extraída con el BM.



**Gráfica 3.4** Historia de producción de Chicontepec por SAP <sup>[31]</sup>.

En la gráfica 3.4 Chicontepec cuenta actualmente con 4,163 pozos perforados, de los cuales sólo 2,029 se encuentran operando, siendo un reto la incorporación a producción de los 2,134 pozos restantes (sólo el 60% de estos tienen oportunidad de explotación). De los 2,029 pozos operando, 1,556 tienen instalado algún sistema artificial, lo que representa el 76.7 %; los sistemas artificiales que actualmente están en operación en Chicontepec son: BM, BN, BH, BCP y BEC. La gráfica 3.5 muestra la cantidad de pozos que cuentan con sistema artificial así como el tipo de sistema.



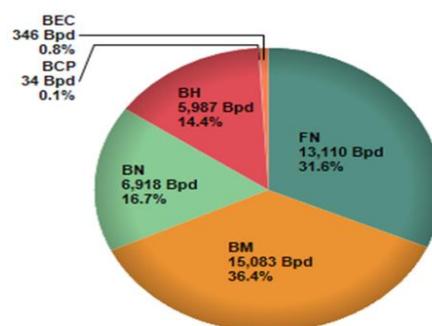
**Gráfica 3.5** Estado de pozos de Chicontepec con SAP<sup>[31]</sup>.

Como se observa, el sistema artificial más utilizado hasta el momento es el BM con el cual operan 2,558 pozos (a noviembre de 2015), lo que representa el 80 % de la producción extraída con sistema artificial en Chicontepec.

La tabla 3.8 y gráfica 3.6 muestran el detalle de los volúmenes producidos por cada sistema, así como el porcentaje que representa para el total de producción del campo, datos puntuales a noviembre de 2015.

**Tabla 3.8** Producción y número de pozos por SAP<sup>[31]</sup>.

TIPO	Qo	Agua	Qg	RGA	Pozos	Pozos
	(Bpd)	(%)	(MMpdc)	(m³/m³)	Abiertos	Cerrados
Bombeo Mecánico	15,083	22.1	45.25	534.28	985	1,573
Flujo Natural	13,110	20.6	51.15	694.85	593	374
Bombeo Neumático	6,918	30.4	42.07	1083.12	384	141
Bombeo Hidráulico	5,987	26.2	5.86	174.21	61	31
Bomba Electro Centrifugo	346	2.2	0.7	359.46	4	0
Cavidades Progresivas	34	11.4	0.19	1,005.91	2	15
<b>TOTAL</b>	<b>41,479</b>		<b>145.21</b>		<b>2,029</b>	<b>2,134</b>



**Gráfica 3.6** % de Producción por SAP<sup>[31]</sup>.

### **3.6 Problemas de los sistemas artificiales en Chicontepec**

Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, debido a que Chicontepec es un yacimiento de alta complejidad y a la topografía de la región, se tiene la necesidad de impulsar el desarrollo de proyectos tecnológicos así como el incremento en la implementación de actividades, logrando con ello volúmenes de producción total del campo nunca antes vistos; sin embargo, la estrategia de explotación siempre será corregible ya que a pesar de haber tenido éxito con la aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas, aún se tienen problemas ya identificados que impiden que el proyecto supere las metas de producción.

#### ***I. Problemáticas generales***

- Gran dispersión operativa debido a la extensión geográfica del yacimiento, por lo cual es necesario automatizar las operaciones en campo.
- Difícil seguimiento a la declinación de la producción como consecuencia de requerimientos de optimización en campo debido al gran número de pozos.

#### ***II. Problemáticas particulares***

Derivado de las propiedades de los fluidos producidos, geometría del pozo, condiciones de operación, instalaciones superficiales, logística, etc. Se han identificado problemáticas específicas para cada uno de los sistemas artificiales instalados.

A continuación se mencionan los principales problemas que se tienen en los tres SAP más utilizados en Chicontepec, los cuales son el BM, BN y BH como se observó en la figura 3.7:

##### **a) Bombeo mecánico**

- **Problemas asociados a la baja productividad del pozo:** La capacidad del pozo para producir fluidos, es decir, su comportamiento de flujo es de los principales factores para seleccionar un sistema artificial específico y es también de los principales factores que determinan su eficiencia; en caso del BM el tener baja productividad ocasiona problemas constantes de

engasamiento de bomba, golpe de fluido, daño en los hules del estopero, entre otros.

- **Impacto de la profundidad y desviación/trayectoria del pozo en la eficiencia del BM:** El BM es capaz de operar a profundidades mayores a 3400 m, sin embargo el diseño se ve limitado en cuanto a la longitud de la carrera, y volúmenes de fluido recomendados a manejar debido a que se incrementan los esfuerzos sobre las varillas provocando en ellas un mayor desgaste e incluso pueden alcanzar la ruptura. Aunado a esto, debido a la fuerte desviación del pozo se presentan daños por fricción de las varillas con la Tp, principalmente entre los coples de las varillas, lo que conlleva a desgaste prematuro de los accesorios del BM.
- **Bomba azolvada:** Este problema es generado cuando la arena ya sea de fractura o de formación pasa a través de algún mecanismo del sistema artificial, por lo que en el caso del BM los sedimentos pueden acumularse generando taponamiento u obstrucción impidiendo el paso de fluidos a través de ella e incluso en algunos casos provocan que la bomba se atore imposibilitando su recuperación.

## b) Bombeo neumático

- **Canalización de gas a la superficie:** Si durante la operación se tiene una alta velocidad de inyección se forman canales de gas desplazando el aceite hacia las paredes de la Tp, lo que ocasiona el fenómeno de resbalamiento de líquidos el cual es la diferencia entre la velocidad real del gas y la velocidad real del líquido, afectando la eficiencia en la recuperación del aceite.
- **Interferencia de válvulas:** Es la apertura de más de una válvula por ciclo de operación, esto conlleva a trabajos de optimización para operarlo de forma correcta.
- **Problemas de válvulas con poca hermeticidad debido a sedimentos:** Generalmente causados durante el arranque del sistema, motivo por el cual se debe garantizar que el fluido de control o en los casos en que se haga el cambio de éste por agua natural, deba de estar completamente libre de sedimentos para evitar que se asienten en las válvulas de inyección.

- **Insuficiente presión de inyección generando problemas operativos:** En algunas ocasiones se presenta este problema como consecuencia de la falta de equipos/instalaciones con características requeridas conforme a diseño como compresores, así como derivado de las constantes intervenciones de reparación menor (RME) y reparación mayor (RMA), la baja productividad de los pozos que requiere diariamente trabajos de optimización, así como de la producción en baches, ocasiona que las condiciones de operación de los pozos varíen significativamente, modificando con frecuencia la presión de inyección.

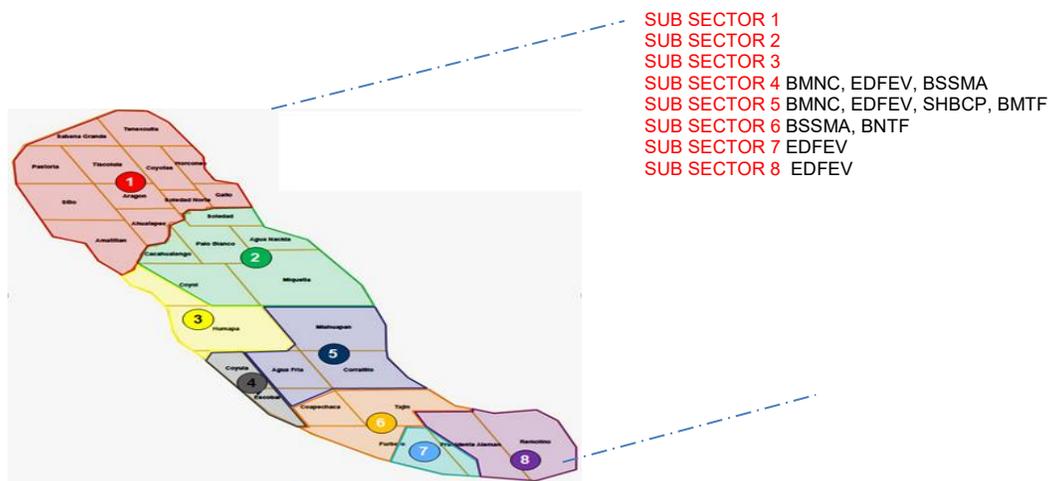
### c) Bombeo hidráulico

- **Problema de parafinas o asfaltenos obstruyendo la bomba:** Este problema se genera cuando existe depositación de parafina en algún punto del sistema de producción, incluyendo la bomba. Esto causa contrapresiones adicionales reduciendo considerablemente la eficiencia e incluso impidiendo la operación; en ocasiones el taponamiento por parafina reduce el diámetro interno en algún punto de la Tp. Por lo tanto es necesario prevenir y/o remover dichos depósitos mediante el bombeo de fluidos a alta temperatura o con tratamientos químicos.
- **Problemas por abrasión:** Consiste en el desgaste del cuerpo de la bomba o incluso de la tubería por fricción de esta con la arena; causando daño a la mayoría de los SAP y afectando grandemente en su eficiencia.
- **Pérdida de hermeticidad de la válvula de pie:** Generalmente se presenta por la abrasión de la válvula como consecuencia de la producción de sólidos, así como la acumulación de éstos en el asiento de la válvula.

## **3.7 Casos de aplicación de sistemas artificiales de producción en Chicontepec**

En busca de una posible solución a las problemáticas detectadas en la operación de los pozos con sistema artificial en Chicontepec, se han llevado a cabo diversas pruebas tecnológicas y aplicaciones en conjunto con compañías y laboratorios integrales de campo. Estas tecnologías fueron implementadas en uno o un grupo de pozos durante un tiempo determinado; los pozos en los cuales se probó cada tecnología fueron

seleccionados en función de la problemática a evaluar, de la cantidad y calidad de la información disponible sobre el pozo, como son: historia de producción, estado mecánico, muestras de laboratorio, registros de presión, propiedades de los fluidos, análisis presión-volumen-temperatura (PVT), registros sónicos de nivel, etc., así como en función de las condiciones superficiales y de acceso a la instalación. A continuación se mencionan 6 pruebas y aplicaciones tecnológicas acotadas al área de sistemas artificiales que se implementaron en Chicontepec; la figura 3.6 indica en que subsectores fue realizada cada una de ellas, mismas que fueron implementadas con base a las características de cada pozo.



**Figura 3.6** Ubicación de cada aplicación tecnológica <sup>[1]</sup>.

Como se observa, dichas pruebas fueron aplicadas en los subsectores 4, 5, 6, 7 y 8, debido a que en estos se localizan las principales problemáticas como consecuencia de las propiedades de los fluidos producidos, trayectoria, profundidad de los intervalos productores, entre otros.

A continuación se menciona brevemente cada una de las tecnologías mencionadas en la figura 3.6, dichas tecnologías se describirán a detalle en el siguiente capítulo.

### 3.7.1 Bombeo mecánico con tubería flexible (BMTF)

#### **Beneficios**

- Menor tiempo de instalación que el sistema convencional de bombeo mecánico.

- De ser necesario, permite bombear desde superficie los fluidos para limpiar, desarenar o la aplicación de un tratamiento químico, previniendo fallas en la bomba o como trabajo de corrección en su funcionamiento.
- Recomendable para recuperación de arena y sólidos a la superficie de forma eficiente.
- Facilita la RME debido a que se puede sacar la bomba, limpiar el pozo e instalar otra bomba en menos de un día.
- Para su instalación no se requiere controlar el pozo.
- Se requiere una unidad de potencia para operar dos pozos.

### **3.7.2 Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas (SHBCP)**

#### ***Beneficios***

- No se requiere el uso de varillas, por lo que es posible eliminar el daño de la Tp por fricción de esta con la sarta de varillas.
- Puede manejar gastos de producción de hasta 1000 bpd.
- Puede manejar aceites incluso de 6 a 10 ° API.

### **3.7.3 Bombeo neumático con tubería flexible (BNTF)**

#### ***Beneficios***

- En las operaciones de RME no requiere intervención con ETRP.
- Bajo costo de instalación.
- Aplicable en pozos cuya Tr es menor a 5 ½" (pozos esbeltos).
- Menor tiempo de instalación que en el BN convencional.

### **3.7.4 Bombeo mecánico no convencional (BMNC)**

#### ***Beneficios***

- Permite mantener operando los pozos de baja producción (pozos marginales).

- Se ajusta a las condiciones dinámicas del pozo.
- Instalación y desmantelamiento en poco tiempo (aproximadamente 6 hrs.).
- Fácil toma de información y de intervenciones.
- No requiere ETRP para su instalación y desmantelamiento.

### **3.7.5 Estrangulador de fondo con efecto Venturi (EDFEV)**

#### ***Beneficios***

- Genera una caída de presión en el fondo del pozo que permite incrementar la  $P_{wf}$ , conservando la energía del yacimiento y así prolongar la vida fluyente del pozo.
- Recomendable para pozos que presentan una fuerte declinación en corto tiempo como consecuencia del depresionamiento prematuro.
- Aplicable en pozos que muestran problema de altos cortes de agua.

### **3.7.6 Bomba sub-superficial para manejo de arena (BSSMA)**

#### ***Beneficios***

- Facilita la operación de pozos con BM y problema de sólidos.
- Evita que los sólidos se adhieran a la bomba.
- Reduce las posibilidades de abrasión de los componentes del sistema.
- Incrementa los tiempos de operación de pozos con problema de producción de sólidos.

## CAPÍTULO IV

### PRUEBAS TECNOLÓGICAS Y CASOS DE APLICACIÓN MODIFICANDO LOS SAP CONVENCIONALES

En Chicontepec se han realizado diversas pruebas y aplicaciones tecnológicas en lo que respecta a sistemas artificiales de producción, con el objetivo de proponer nuevas alternativas para erradicar los problemas que se tienen en su aplicación convencional. Con el fin de contar con criterios que permitan evaluar a detalle las diferentes opciones de tecnologías disponibles a ser aplicadas en la cuenca de Chicontepec, se presenta a continuación el análisis de tres tecnologías basadas en la modificación de SAP convencionales, de este análisis se podrá determinar si cada tecnología representa una opción viable para mejorar la recuperación de hidrocarburos en los pozos del campo.

#### **4.1 Bombeo mecánico con tubería flexible (BMTF)**

##### **4.1.1. Descripción**

Esta tecnología está configurada con el mismo principio que el BM convencional y sus diferencias radican en la sustitución de la varilla por una TF acoplada a la bomba y a la unidad de potencia que proporciona servicio a dos sistemas de transmisión de movimiento, por lo que puede definirse como un sistema de aseguramiento de flujo de pozos en producción, debido a que permite la inyección de productos químicos como mejoradores de flujo, inhibidores de corrosión, rompedores de emulsión, etc. dependiendo de las necesidades del pozo para facilitar el flujo de fluidos asistido con la TF como medio de transmisión de movimiento y de comunicación hidráulica para operaciones de mantenimiento preventivo o correctivo al pozo.

El sistema incluye una unidad de potencia que soporta una carga máxima de 40,000 lb, y un cabezal de tracción hidráulica, equipo de control de presión y TF, cuya función es ser medio de transmisión de movimiento reciprocante a la bomba sub-superficial que al mismo tiempo, permite aplicar un mantenimiento preventivo o correctivo al pozo como son operaciones de desarenamiento, o inyección de tratamiento químico para

asfáltenos y parafinas, obteniendo una mejora durante la operación mediante bombeo de fluidos a través de la TF.

#### 4.1.2 Configuración del sistema

##### I. Equipo superficial

La unidad superficial es capaz de operar dos pozos simultáneamente debido al sistema hidráulico de doble función y dos cabezales de bombeo. Sus características generales se mencionan en la tabla 4.1:

**Tabla 4.1** Características físicas del equipo superficial del BMTF<sup>[3]</sup>.

Características generales del sistema	
Peso del cabezal y anclaje (kg)	1959
Carrera máxima (pg)	150
Carrera mínima (pg)	36
Máximos ciclos por minuto	7
Mínimos ciclos por minuto	1
Carga máxima (lbs)	40000
Capacidad de tanque de aceite (lts)	560

##### II. Equipo sub superficial

El equipo sub superficial consta de una bomba de subsuelo con anclaje tubing in, la cual va adaptada a la TF. La figura 4.1 muestra su configuración.



**Figura 4.1** Diagrama del Ensamble de Fondo<sup>[3]</sup>.

## **A. Diseño del sistema**

Cuando se realiza el diseño de este sistema se deben de tomar algunas consideraciones para seleccionar la TF, así como la bomba subsuperficial. Las más importantes son:

### ➤ **Consideraciones para la selección de la TF**

- Estado mecánico y trayectoria del pozo.
- Profundidad de instalación de la bomba.
- Presiones esperadas del interior y exterior de la T.F.
- Diámetro de la bomba y herramientas.

### ➤ **Consideraciones para el diseño de la bomba**

- Profundidad de instalación de la bomba.
- Rangos de producción.
- Niveles de fluido.
- Propiedades del aceite.
- Manejo de gas y arena.
- Diámetro de la bomba y herramientas.
- Carrera y número de emboladas requeridas.

### **4.1.3 Ventajas <sup>[11]</sup>**

Este sistema presenta algunas ventajas respecto a otros, las ventajas más importantes son:

- No se necesita controlar el pozo para su instalación.
- Se pueden bombear fluidos desde superficie a través de la TF para operaciones de limpieza y desarenamiento de pozos, mejoradores de flujo, etc. favoreciendo los tiempos de producción antes de una RME o RMA.
- Flexibilidad para operar en pozos con una alta desviación, horizontales y a profundidades mayores a las que pueden operar equipos convencionales de BM.
- Menores tiempos de instalación, mantenimiento y desmantelamiento que los equipos convencionales de BM.

- Mayor margen de aplicación: Es recomendable en pozos con agujeros esbeltos donde el BM convencional presenta restricciones.
- Menos probabilidad de fallas del equipo subsuperficial: Al no tener una sarta de varillas reduce el problema de falla en conexiones o ruptura de estas, ya que solo se tiene una conexión del cabezal a la bomba.

#### **4.1.4 Desventajas**

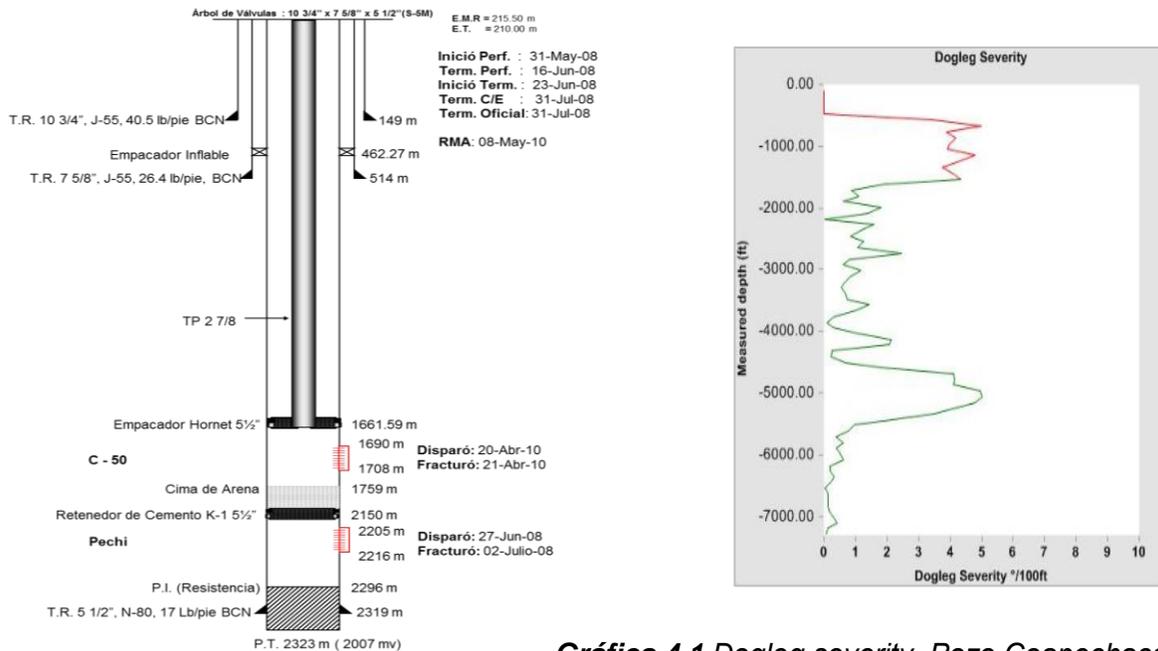
- Conexiones especiales: Se requiere una configuración especial en boca de pozo, esencialmente necesita una varilla pulida hueca así como una manguera flexible que va conectada a la línea de descarga.
- Criterios para diseño: Debido a que la TF no es un material de barra sólida como es el caso de las varillas de succión los criterios para su diseño son diferentes; en este deben considerarse los siguientes efectos: Temperatura, pistón, Ballooning y Buckling.

#### **4.1.5 Análisis de Aplicación en Chicontepec**

A continuación se describe la aplicación del sistema de BM con TF en un pozo de Chicontepec:

##### ***I. Antecedentes***

El pozo Coapechaca 75 es un pozo tipo “S” con una profundidad total de 2323 m, presenta un desplazamiento de 880 m con una inclinación máxima de 45.97° a 610 m y un dogleg máximo de 5°/30 m a 1585 m. El pozo finalizó actividades de perforación el 25 de junio de 2008 y fue terminado oficialmente el 31 de julio del mismo año, disparando y fracturando el intervalo 2205-2216 m. La figura 4.2 y gráfica 4.1 muestran el estado mecánico del pozo y su dogleg respectivamente:



Gráfica 4.1 Dogleg severity. Pozo Coapechaca 75 [1].

Figura 4.2 Estado mecánico. Pozo Coapechaca 75 [1].

En la gráfica 4.1 se puede observar que el pozo estaba en el límite máximo de dogleg recomendable para la aplicación de un sistema artificial con varillas, mismo que es  $< 5^\circ/30 \text{ m}$ .

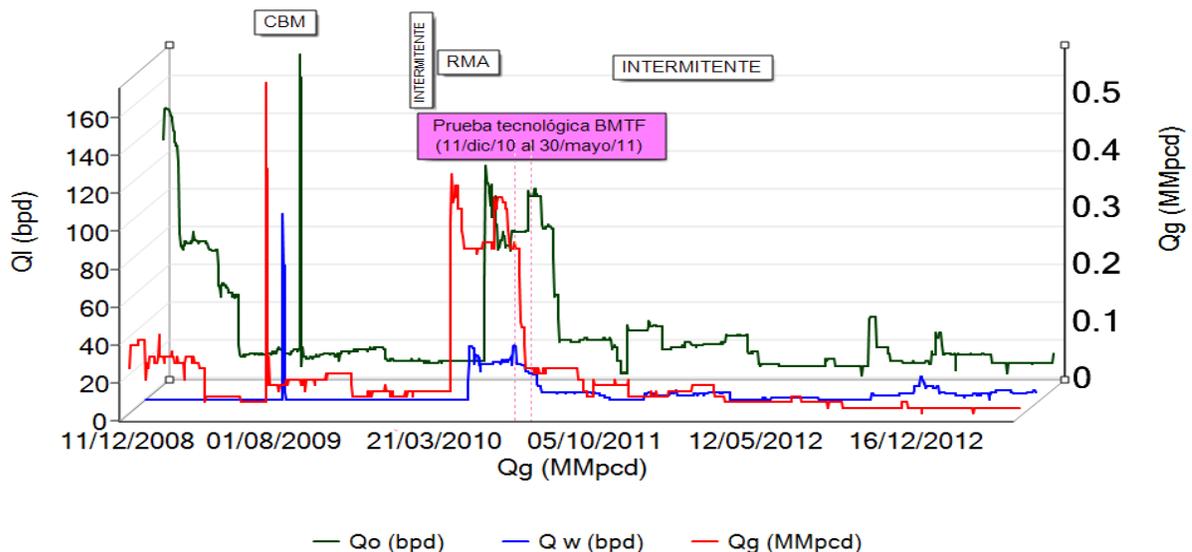
## II. Historia de Producción

En el año 2008 inició su explotación produciendo a través de un estrangulador de 3mm con un  $Q_o$  de 130 bpd, 0% de agua y RGA de  $120 \text{ m}^3/\text{m}^3$  con una  $P_{wh}$  de  $52 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ . Sin embargo su producción fue declinando de manera gradual hasta alcanzar un  $Q_o$  de 72 bpd, y un  $Q_g$  de 0.08 MMpcd razón por la cual después de diversos trabajos de optimización en julio de 2009 se realiza una CBM colocando una bomba de inserción 25-150-RHBM-22 a una profundidad de 2236.6 m; posterior a la intervención el pozo estuvo operando de manera continua con un  $Q_o$  promedio de 27 bpd, hasta mayo de 2010 iniciando nuevamente a operar de forma intermitente con una producción durante los periodos de apertura de 23 bpd de aceite y 0 % de agua, debido a su intermitencia se recupera el aparejo de BM y se realiza una RMA en la cual se aísla el intervalo 2205-2216 m con un retenedor de cemento colocado a 2150 m y se dispara y fractura

hidráulicamente el intervalo 1690-1708 m, instalando un aparejo de producción sencillo fluyente con empacador a 1661.59 m.

Al término de la RMA se asignó un QI de 273 bpd con un corte de agua de 36 % y un Qg de 0.58 MMpcd; posterior a la RMA el pozo estuvo operando de forma continua, durante este periodo se realizaron trabajos de optimización; posteriormente en noviembre de 2010 inicia nuevamente con operación intermitente hasta alcanzar un Qo de 6 bpd, Qw de 1 bpd y un Qg de 0.03 MMpcd; por tal motivo el 9 de noviembre de 2010 se realiza una calibración con BI de 2" encontrando resistencia a 1219 m, es decir 471 m arriba de la cima del intervalo productor recuperándose aceite viscoso, debido a eso el 14 de noviembre se realiza una limpieza con TF y aceite cíclico hasta una profundidad de 1695 m; sin embargo 5 días después se calibró nuevamente con cortador de parafina de 1 7/8" encontrando resistencia a 920 m por fluido viscoso. Debido a lo anterior el 28 de noviembre de 2010 se realizó nuevamente una limpieza con TF y aceite cíclico a una profundidad de 169 m y un día después se calibró con block de impresión de 2 ¼" a 2064 m sin detectarse obstrucción; posterior a la limpieza el pozo quedó operando con un Qo de 32 bpd, Qw de 3 bpd y Qg de 0.06 MMpcd.

Por los recurrentes problemas por fluido viscoso el pozo fue considerado para la prueba del sistema de Bombeo mecánico con tubería flexible, misma que comenzó el 11 de diciembre de 2010 y concluyó el 30 de mayo de 2011. La gráfica 4.2 muestra la historia de producción del pozo, en ella se pueden observar las diferentes intervenciones que ha tenido.



**Gráfica 4.2** Histórico de producción. Pozo Coapechaca 75 <sup>[31]</sup>.

### III. Petrofísica

La tabla 4.2 muestra la evaluación petrofísica correspondiente a los dos intervalos productores de este pozo.

**Tabla 4.2 Propiedades Petrofísicas. Pozo Coapechaca 75 <sup>[7]</sup>.**

Pay Summary													
Zn #	ne Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD	K*H TVD
1	C-40	1642	1679	37	1.52	0.041							
		1326.93	1363.7	36.88	1.52	0.041	0.097	0.446	0.263	0.454	0.15	0.08	0.69
2	C-50	1684	1728	44	10.21	0.232							
		1368.72	1412.68	43.92	10.19	0.232	0.09	0.418	0.281	0.307	0.92	0.54	3.13
3	C-60	1754	1790	36	2.42	0.067							
		1438.7	1474.63	35.96	2.42	0.067	0.071	0.476	0.298	0.131	0.17	0.09	0.32
4	C-65	1793	1821	28	0.61	0.022							
		1477.67	1505.54	27.98	0.61	0.022	0.061	0.581	0.356	0.035	0.04	0.02	0.02
5	C-70	1833	1885	52	7.62	0.147							
		1517.57	1569.52	51.98	7.62	0.147	0.065	0.444	0.331	0.089	0.49	0.27	0.68
6	C-80	1888	1912	24	2.9	0.121							
		1572.57	1596.49	23.99	2.89	0.121	0.066	0.338	0.186	0.231	0.19	0.13	0.67
7	C-85	1913	1933	20	3.2	0.16							
		1597.56	1617.51	19.99	3.2	0.16	0.064	0.443	0.298	0.125	0.2	0.11	0.4
11	echi_A	2142	2177	35	0	0							
		1826.48	1861.36	34.97	0	0	---	---	---	---	---	---	---
12	echi_B	2187	2222	35	9.6	0.274							
		1871.41	1906.29	34.98	9.6	0.274	0.082	0.184	0.214	2.058	0.79	0.64	19.74
13	echi_C	2239	2282	43	0.46	0.011							
		1923.35	1966.3	42.97	0.46	0.011	0.089	0.529	0.237	0.141	0.04	0.02	0.06
.ll Zones		1642	2282	521	68.41	0.131							
		1326.93	1966.3	520.54	68.36	0.131	0.072	0.378	0.264	0.453	4.89	3.04	31

### IV. Muestras de Laboratorio

Los análisis de laboratorio indicaban una densidad del aceite promedio de 22 °API y una salinidad ≈18000 ppm, no presentaba problemas de producción de arena, se reportaba un promedio de 0.04 % de esta.

### V. Instalación del sistema

#### A. Justificación de la prueba

Se tenían dos pozos aledaños en la Macropera Coapechaca 71, estos eran el Coapechaca 75 y Coapechaca 95, ambos presentaban problema de producción de fluido viscoso y baja presión de fondo. El survey del pozo Coapechaca 95 mostraba una desviación máxima de 45.99°, con un dogleg severity máximo de 4.5°/30 m a la profundidad de 1585 m, el intervalo productor era 1690-1708 m. Después de la revisión de un grupo de pozos se seleccionaron estos como candidatos para la prueba tecnológica.

## **B. Acondicionamiento del pozo**

Con el fin de acondicionar el pozo Coapechaca 75, se realizaron las siguientes operaciones:

- 13-Noviembre-2010: Se realizó una limpieza con TF bombeando  $5\text{m}^3$  de aceite cíclico hasta 1740 m.
- 28-Noviembre-2010: Se realizó una limpieza con TF bombeando 20 bls de aceite cíclico hasta 1679 m sin observar recirculación a presa metálica.
- 4-Diciembre-2010: Se realiza Puncher a la Tp de 1654-1657 m.
- 8-Diciembre-2010: Se ancla tapón perforable para Tp de 2 7/8" a 1642 m y se realiza segundo puncher de 1637-1640 m.

Una vez terminado el acondicionamiento del pozo se llevó a cabo la instalación del equipo superficial y subsuperficial.

## **C. Instalación del equipo subsuperficial**

El 11 de diciembre de 2010 se llevó a cabo la instalación del equipo subsuperficial, el cual consistió en la instalación de la TF con bomba subsuperficial de bombeo mecánico, el extremo de la TF se colocó a 1612 m; posterior a la instalación se realizó una prueba de hermeticidad (PH) a la Tp bombeando 10 bls de agua a una presión de  $35\text{Kg/cm}^2$ .

## **D. Instalación del equipo superficial**

El 13 de diciembre de 2010 se instaló el equipo superficial, en esta instalación se colocó la torre, estopero, carro elevador y grampas a la sarta de TF, posteriormente se instaló la unidad de potencia entre los pozos Coapechaca 75 y 95 así como la colocación del tanque de gas LP.

## **VI. Operación**

Las siguientes tablas muestran las principales actividades durante el desarrollo de la prueba:

**Tabla 4.3 a) Bitácora de la prueba tecnológica. Pozo Coapechaca 75 <sup>[3]</sup>.**

Fecha	Actividad	Detalle
11/12/2010	Instalación del equipo sub-superficial	Se bajó TF con bomba anclada a 1632 m. Se realizó prueba de hermeticidad con 35.2 Kg/cm <sup>2</sup> por TF.
13/12/2010	Instalación de Unidad de Potencia y Cabezales	Se colocó torre, estopero, carro elevador y grampas a sarta de TF, instalando unidad de potencia y tanque de gas LP en medio de los dos pozos .
15/12/2010	Inicio de Operación	Inició operación a las 11:48 hrs, con 120" de carrera y 1 epm. Dando 80 % aceite y 20 % agua.
30/12/2010	Toma de registro de nivel y carta dinamométrica	Bomba sin sumergencia óptima, alta viscosidad de aceite dificultando el desplazamiento. Se solicitó inyección de reductor de viscosidad.
06/01/2011	Inyección de Reductor de Viscosidad	Se circularon por TF 5 m de bio-reductor de viscosidad, se cerró el pozo de 12:00 a 19:00 horas.
21/01/2011	Inyección de diesel	Se bombeó diesel por TF y espacio anular.
22/01/2011	Prueba de Circulación con inyección de Químicos (Compañía 1)	Se bombeó inhibidor de parafinas y asfaltenos, aceite ligero, rompedor de emulsión y mejorador de flujo. Dejando el pozo cerrado por 40 hrs.
24/01/2011	Prueba de Operación	Se reanudó la operación sin observar represionamiento. Nivel en TF = 182 m, nivel en TR = 1336 m.
26/01/2011	Revisión del Sistema	Se sacó sistema de BM con TF, probando la bomba de subsuelo exitosamente en superficie; se ancló nuevamente a 1622 m.
30/01/2011	Revisión del Sistema	La unidad quedó fuera de operación. Por lo que se realizó prueba de hermeticidad, resultando positiva; sin embargo no se observó circulación por TR, por lo que se decidió instalar una bomba nueva.
15/02/2011	Reemplazo de Bomba	Se reemplaza bomba iniciando operación a las 18:30 hrs. con 2 epm y 150" de carrera. Se observó aceite viscoso.
17/02/2011	Inyección de químicos (Compañía 2)	La unidad continuó operando normal, con inyección de químicos.

**Tabla 4.3 b) Bitácora de la prueba tecnológica. Pozo Coapechaca 75 <sup>[3]</sup>.**

Fecha	Actividad	Detalle
23/02/2011	Paro de Operación	La unidad quedó fuera de operación en espera de circulación de químicos. Nivel en TF = 472 m, Nivel en TR = 1231.67 m.
10/03/2011	Circulación de Fluidos	Se inyectaron 1.5 m <sup>3</sup> de diesel por TF y 18.5 m <sup>3</sup> por TR, dejando el pozo en seno de diesel.
26/03/2011	Circulación de Diesel Caliente	Se circularon 28 bls de diesel caliente (T = 70 °C), desplazando aceite viscoso y productos químicos. Se realizó prueba de producción con 31.6 Kg/cm <sup>2</sup> por 15 min, siendo exitosa. Iniciando operación con carrera de 150" y 1 epm.
22/04/2011	Inyección de Químicos (compañía 2)	Después de varios trabajos de circulación inició nuevamente la operación con 1.25 epm y 130" de carrera, se observó descarga a presa metálica con aporte de fluido altamente viscoso. Continuó dosificación de químicos a un Q <sub>inyección</sub> de 6.5 l/hr.
23/05/2011	Operación continua	Operó unidad a 1 epm, 100" de carrera. El 25 de mayo se reinició la dosificación de reductor de viscosidad, Q = 6.5 l/hr.
1/06/2011	Fin de la Prueba	La unidad continuó operando normal con dosificación de reductor de viscosidad, Q = 6.5 l/hr, P <sub>inyección</sub> = 54.8 Kg/cm <sup>2</sup> .

## VII. Resultados

A continuación se muestran algunas observaciones de la aplicación de la prueba tecnológica en el pozo Coapechaca 75:

- El pozo estuvo cerrado por problemas de alta viscosidad (5848 cp. a 25° C) del 29 de diciembre del 2010 al 15 de febrero del 2011 y del 23 de febrero al 21 de abril del 2011.
- Del 11 al 23 de mayo de 2011 queda fuera de operación en espera de incremento de nivel de fluidos.

## VIII. Análisis económico

La tabla 4.4 muestra el análisis económico determinista realizado para esta tecnología, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

**Tabla 4.4** Variables principales del análisis económico. Pozo Coapechaca 75.

Indicadores_Economicos						
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI	
0.292	3.424	298.054	14.119	1	13.119	

## 4.2 Sistema híbrido de bombeo de cavidades (SHBCP)

### 4.2.1. Descripción

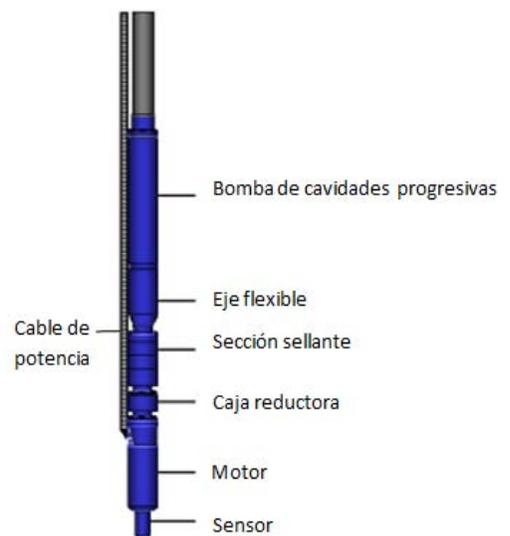
Este sistema es una combinación de una bomba de cavidades progresivas y un motor sumergible; a diferencia del bombeo de cavidades progresivas convencional, este no requiere el uso de varillas lo cual incrementa su aplicación en pozos altamente desviados e incluso horizontales. Es un sistema que consta de una bomba de cavidades progresivas accionada por un motor de fondo electro sumergible. El uso de esta tecnología en pozos desviados previene el desgaste de la Tp incrementado así la vida productiva del pozo.

### 4.2.2 Configuración del sistema

La figura 4.3 muestra el equipo subsuperficial una vez instalado en el pozo.

#### I. Equipo subsuperficial

- Sensor de presión y temperatura.
- Motor electro sumergible.
- Cable de potencia.
- Bomba de cavidades Progresivas.
- Caja reductora.
- Sección sellante.
- Eje flexible.



**Figura 4.3** Equipo sub-superficial <sup>[41]</sup>.

## II. Equipo superficial

- **Caja de venteo:** Su principal función es “ventear” a la atmósfera el gas que proviene del subsuelo evitando con ello que llegue al tablero de control.
- **Transformador elevador:** Tiene la función de cambiar el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje requerido por el motor.
- **Variador de velocidad:** Con este equipo se varían las condiciones de operación sin necesidad de intervenir el pozo.

### 4.2.3 Ventajas <sup>[41]</sup>

A continuación se indica algunas ventajas que tiene la aplicación del SHBCP respecto al uso de otros sistemas artificiales:

- Manejo de pozos con producción de aceite viscoso.
- Aplicable para pozos horizontales y altamente desviados.
- Aplicable en profundidades hasta de 3000 m.
- Elimina el desgaste de la Tp a consecuencia de la varillas.
- La temperatura del motor favorece la producción en pozos con aceite viscoso.

### 4.2.4 Desventajas

- Costos adicionales: Esta aplicación requiere forzosamente de la instalación de un variador de frecuencia para el ajuste del gasto, lo que incrementa el costo del sistema.
- Potencia de la bomba: Como es el caso del BEC de manera independiente, en esta aplicación la bomba de cavidades progresivas requiere de potencia que asegure el buen funcionamiento del sistema.
- Más susceptible a daños: Este sistema, principalmente el cable de potencia presenta mayor riesgo de ser dañado, por lo que es necesario hacer uso de los manuales de instalación así como buen manejo del equipo durante el transporte y/o instalación.

### 4.2.5 Análisis de Aplicación en Chicontepec

A continuación se describe la aplicación de este sistema en un pozo de Chicontepec:

## I. Antecedentes

El pozo Corralillo 384 es un pozo direccional tipo “J” con una profundidad total de 2100 m, presenta un desplazamiento de 924 m con una inclinación máxima de 42.40° a 518 m y un dogleg máximo de 3.51°/30 m a 385 m. finalizó actividades de perforación el 7 de junio de 2011 y fue terminado oficialmente el 25 de agosto del mismo año, disparando y fracturando hidráulicamente los intervalos 1920-1930 y 1862-1872 m, con una terminación con aparejo sencillo fluyente (ASF) con empacador a 1822.65 m. La figura 4.4 y gráfica 4.3 muestran el estado mecánico del pozo y su desplazamiento respectivamente:

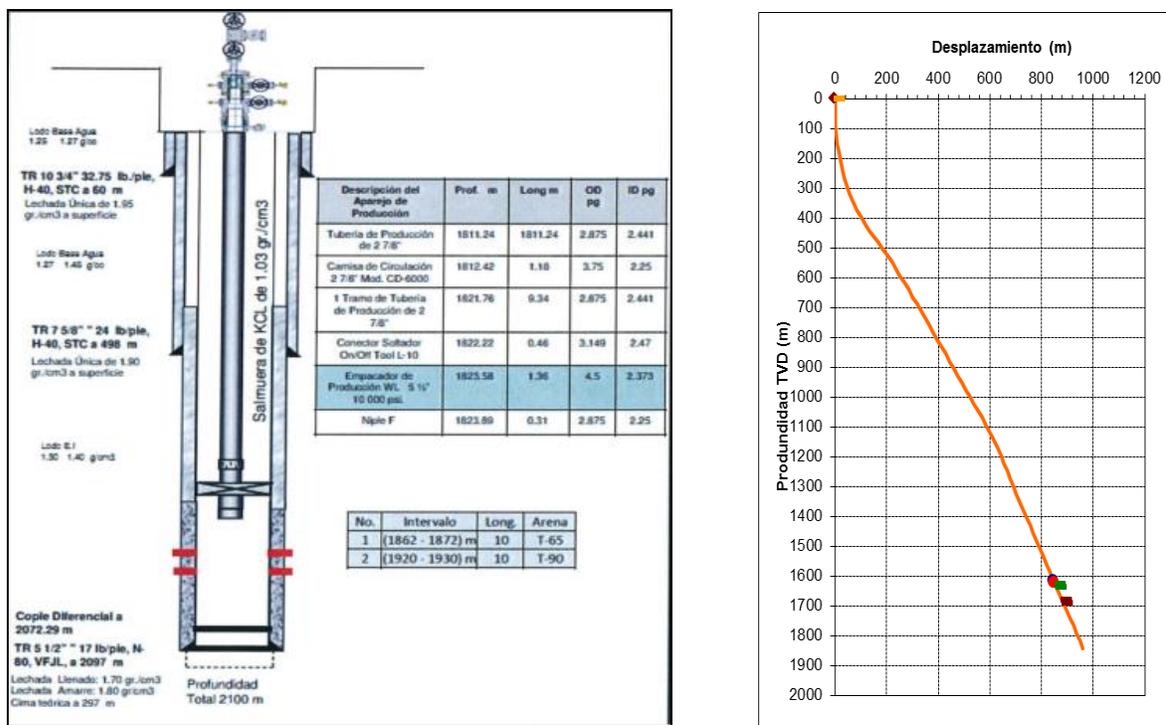


Figura 4.4 Estado mecánico del pozo Corralillo 384 [29].

Gráficas 4.3 Trayectoria del pozo Corralillo 384 [29].

## II. Historia de Producción

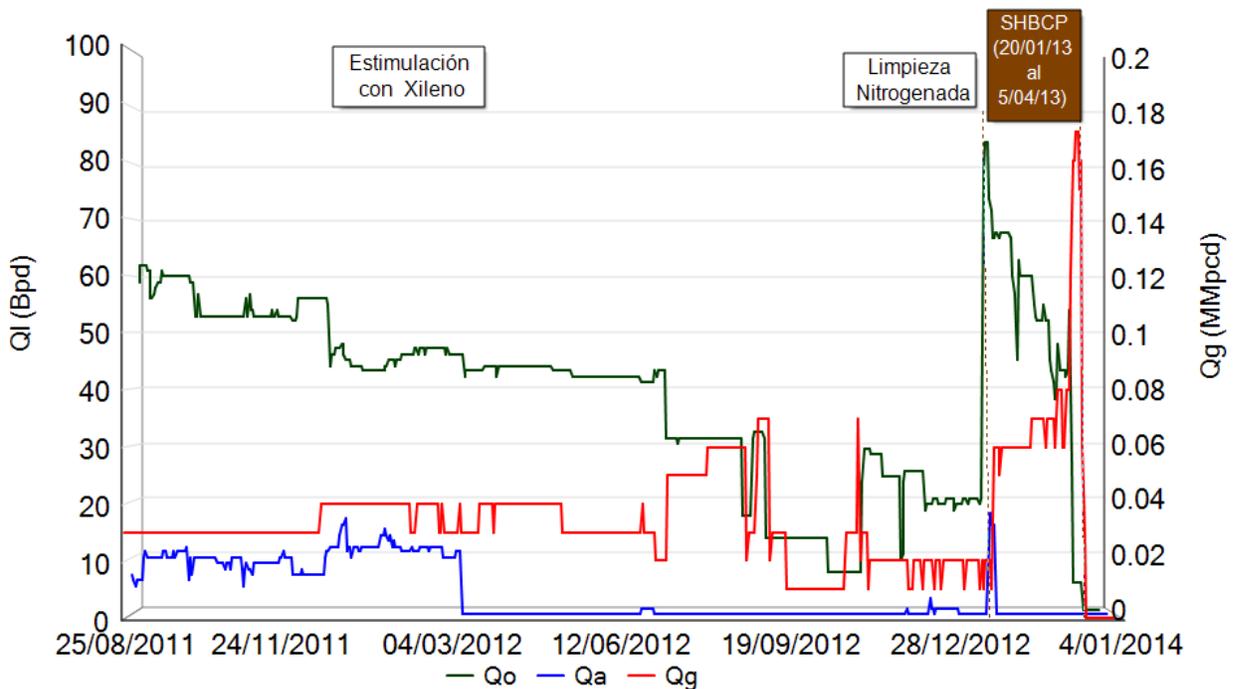
Al inicio de su producción se obtuvo un Qbruto de 66 bpd con un corte de agua del 11%, Qg de 0.03 MMpcd produciendo a través de un estrangulador de 4mm, con una Pwh de 18.3 Kg/cm<sup>2</sup>; posteriormente fue declinando su producción y el 11 de enero de 2012 se llevó a cabo una estimulación con Xileno que resultó en un Qo de 33.33 bpd y

un  $Q_g$  de 0.2364 MMpcd; sin embargo el pozo continuó su tendencia de declinación hasta que el 19 de octubre alcanzó un  $Q_o$  de 7 bpd.

El 4 de Diciembre de 2012 se realizó una calibración con block de impresión de 2", 1  $\frac{3}{4}$ " y 1  $\frac{1}{2}$ " hasta una profundidad máxima de 340 m detectando resistencia franca por fluido viscoso; motivo por el cual el 30 de diciembre de 2012 se realizó una limpieza con TF bombeando agua y gel nitrogenado, desalojando agua, gel y arena, al término de la intervención se reportó un  $Q_o$  de 20 bpd, y  $Q_g$  de 0.01 MMpcd, sin embargo el pozo continuó declinando; por lo que el 15 de enero de 2013 se iniciaron actividades de RME para instalar el sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas.

Al término de la conversión a SHBCP el 20 de enero de 2013 se asignó un  $Q_o$  de 84 bpd,  $Q_g$  de 0.06 MMpcd, con  $Q_w$  de 12 bpd, el pozo continuó operando con dicho sistema sin embargo su operación fue interrumpida en algunas ocasiones debido a problemas contractuales para los requerimientos del motogenerador, y fue por esa causa que en abril de 2013 se decide programar el pozo para CBM.

La gráfica 4.4 muestra el comportamiento del pozo a partir de su terminación en agosto de 2011, en ella se observa las intervenciones que tuvo las cuales fueron previamente descritas.



**Gráfica 4.4** Histórico de producción. Pozo Corralillo 384 <sup>[31]</sup>.

### III. Petrofísica

La tabla 4.5 muestra la evaluación petrofísica correspondiente a los dos intervalos productores de este pozo.

**Tabla 4.5 Información Petrofísica del pozo Corralillo 384 <sup>[7]</sup>.**

Pay Summary														
Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H	K*H
1	PP-1	1862	1872	10	2.08	0.208	0.088	0.566	0.326	0.124	0.18	0.08	0.68	0.26
2	PP-1	1920	1930	10	3.59	0.359	0.12	0.418	0.224	0.809	0.43	0.25	0.8	2.9
	All Zones	1862	1930	20	5.67	0.283	0.108	0.462	0.261	0.558	0.61	0.33	1.48	3.16

### IV. Muestras de laboratorio

El pozo Corralillo 384 producía un aceite de 22°API promedio y salinidad de 24000 ppm; el promedio de agua total previo al SHBCP fue de 4 %, manteniéndose así posterior a la instalación del sistema, el pozo no presentaba problemas de producción de sedimentos.

### V. Instalación

#### A. Justificación

Previo a la instalación del SHBCP el pozo se encontraba produciendo un promedio de 20 bpd, sin embargo se realizó la instalación del SHBCP con el objetivo de incrementar su producción y a su vez realizar una nueva aplicación tecnológica para producir pozos de alcance extendido y problemas de aceite viscoso.

#### B. Diseño

A continuación se muestran las condiciones del pozo previo a la instalación del SHBCP así como las condiciones estimadas después de su instalación.

**Tabla 4.6 Medición previa a la RME <sup>[29]</sup>.**

Fecha	Estr. (mm)	Tp (kg/cm <sup>2</sup> )	Linea (kg/cm <sup>2</sup> )	Gasto a 24 hrs.			RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Cont H <sub>2</sub> S (% mol)	Cont Co <sub>2</sub> (% mol)
				Aceite (bpd)	Gas (MMpcd)	Agua (bpd)			
16-dic-12	4	15.33	17.5	19.5	0.015	0	-----	-----	-----

De acuerdo a los datos del pozo, se pronosticó una producción entre 90-150 bpd, con el motor trabajando en un rango de 40-60 Hz. La tabla 4.7 muestra las condiciones del pozo así como los gastos de producción estimados operando con SHBCP.

**Tabla 4.7** Condiciones estimadas <sup>[29]</sup>.

Intervalo (m)	Tipo de HC	Gastos			Presión de fondo (kg/cm <sup>2</sup> )	Temp. De fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (MMpcd)	Agua (bpd)		
1862-1872 1920-1930	Aceite	120	0.09	0	144.9	75

Los detalles del equipo que fue instalado se muestran en las tablas 4.8 y 4.9:

**Tabla 4.8** Detalles del motor instalado <sup>[29]</sup>.

Motor 450 SP1	Descripción
Potencia (HP)	63 HP/52 HP
Velocidad@ 60 HZ (rpm)	3600
# de fases	3
Tipo	Inducción con rotor jaula de ardilla
# de polos	2
Rango de velocidad de operación (Hz)	30-90
Tipo de eje	Hueco para circunación de aceite
Lubricación	Aceite dieléctrico de alta temperatura
Material del housing	Acero al carbono y resistente a la corrosión
Temperatura de motor (°F)	Temp. Máx. 232.22 °C
O´rings	Según norma API 11S7 (alta temperatura)
Serie	450

**Tabla 4.9** Detalles de la Bomba instalada <sup>[29]</sup>.

<b>Modelo:</b>	65B2600
<b>Flujo@100 rpm (bpd)</b>	65
<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	182.79
<b>Torque (Nm)</b>	1574
<b>Longitud del estator (m)</b>	1.99
<b>Estator O.D (pg)</b>	2.875
<b>Conexión del estator (pg)</b>	2.875
<b>Levantamiento (m)</b>	1800@agua
<b>Elastómero</b>	LT2000
<b>Longitud del rotor (m)</b>	2.1

## VI. Operación

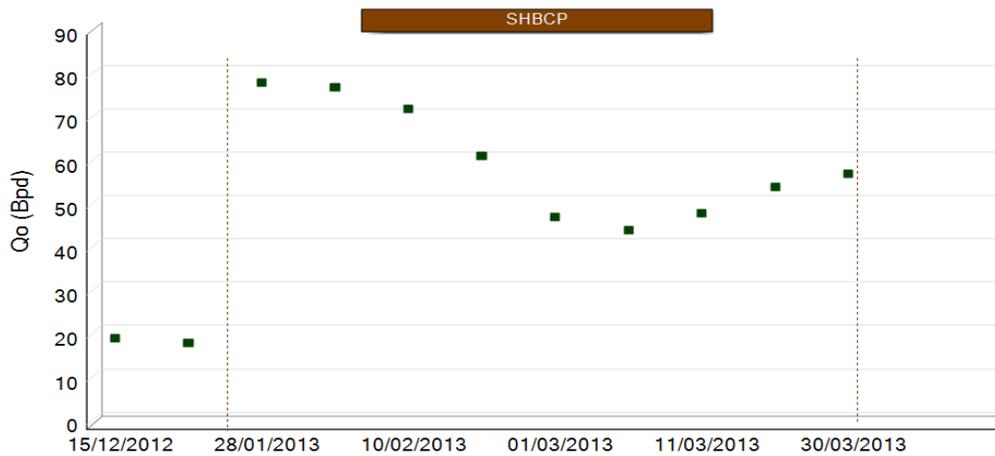
El sistema inició operación a 40 Hertz con la bomba trabajando a 202 rpm y obteniendo una producción de 84 bpd. En el variador se programaron paros del equipo como medidas de seguridad en caso de que se tuviera 56 Kg/cm<sup>2</sup> de presión en la bomba; sin embargo las condiciones de operación recomendadas fueron en un rango de 40-60 Hz. Una vez instalado el SHBCP el pozo fue abierto a producción con un Qo de 84 bpd, Qw de 12 bpd y un Qg de 0.06 MMpcd.

Durante los primeros 8 días mantuvo un gasto de producción alto con un promedio de 80 bpd; sin embargo, posteriormente su operación se vio afectada debido a condiciones

superficiales específicamente a situaciones contractuales referentes al generador, afectando las actividades de optimización del pozo y fue por ello que su producción comenzó a presentar una creciente declinación hasta producir un  $Q_o$  de 27 bpd,  $Q_w$  de 0 bpd y un  $Q_g$  de 0.03 MMpcd 35 días después de su instalación. Por tal motivo y al no poder solucionarse esta situación se dio por terminada la aplicación tecnológica y se solicitó la CBM para mantener el pozo operando.

## VII. Resultados

Durante el tiempo en el que estuvo instalada la SHBCP se observó un incremento en la producción de un intervalo de 20 bpd a 80 bpd, como se observa en la gráfica 4.5.



**Gráfica 4.5** Histórico de mediciones. Pozo Corralillo 384 <sup>[29]</sup>.

### A. Paros del sistema

Durante el periodo en el cual estuvo instalado el SHBCP, el sistema presentó algunos paros, la causa de dichos paros se muestra en la tabla 4.10:

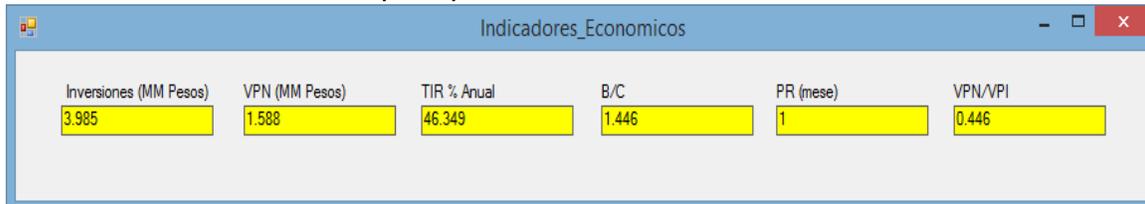
**Tabla 4.10** Detalles de la operación del SHBCP <sup>[29]</sup>.

Paros del sistema	
Fecha	Causa
01/02/2013 al 06/02/2013	Falta de suministro eléctrico (Motogenerador)
23/02/2013 al 01/03/2013	Fallo en tarjeta inversora
02/04/2013 al 24/04/2013	Falta de suministro eléctrico (Motogenerador)
Se programó retirar BCPMF y realizar CBM	

### VIII. Análisis económico

La tabla 4.11 muestra el análisis económico determinista realizado para esta aplicación, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

**Tabla 4.11** Variables principales del análisis económico. Pozo Corralillo 384.



Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
3.985	1.588	46.349	1.446	1	0.446

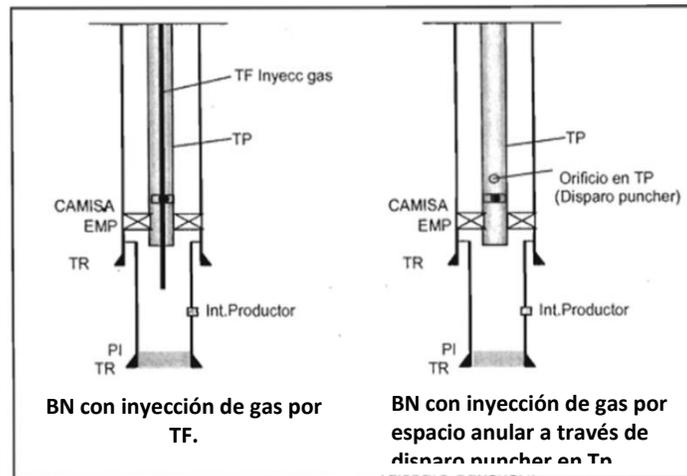
### 4.3 Bombeo neumático con tubería flexible (BNTF)

El sistema artificial de BN ha tenido algunas variantes a lo largo de la historia desde el punto de vista de su aplicación, es decir varían con base a las diferentes condiciones para cada pozo; un ejemplo es la forma en cómo se lleva a cabo la inyección de gas, ya que esta puede realizarse de las siguientes formas:

- A través de válvulas calibradas instaladas en la Tp.
- A través de una perforación llamada puncher en la Tp.
- A través de una tubería flexible colgada.

Respecto al bombeo neumático la aplicación que más se utiliza en el mundo es la operación a través de válvulas calibradas instaladas en la Tp debido a que mediante el uso de estas se genera un mejor control del volumen de gas de inyección requerido, y de la presión disponible; por lo anterior se ha clasificado a esta aplicación como BN convencional, dejando las otras aplicaciones con el término “No convencional”.

El bombeo neumático no convencional consiste en inyectar un volumen de gas mediante una TF colgada o un disparo puncher, su aplicación en comparación con el BN convencional posee algunas ventajas por ejemplo: Para la CBN no se requiere el ETRP ya que solo se necesita la unidad de TF o la unidad de registro eléctrico para realizar un disparo puncher en la Tp, otra ventaja que se tiene es que en caso de no contar con red de BN la inyección se puede realizar mediante unidades móviles. La figura 4.5 muestra las aplicaciones típicas del BN no convencional.



**Figura 4.5** Esquemas de BN no convencional <sup>[11]</sup>.

Sin embargo otra variante es la mezcla de dos modalidades, es decir, BN a través de válvulas calibradas instaladas en una TF, esta aplicación es relativamente menos utilizada y tiene la finalidad de mezclar las ventajas que se tienen con las dos aplicaciones de forma individual (BN a través de TF y BN con inyección por medio de válvulas). Es recomendable en pozos en donde la instalación de una TF dentro de la Tp incrementa las pérdidas de presión por fricción; así como en pozos con diámetros de Tr pequeños.

### 4.3.1 Descripción

Las válvulas superficiales al igual que en el BN convencional sirven de descarga del pozo principalmente en el arranque y una vez que se ha alcanzado la operación de la válvula operante se espera inicialmente un incremento en la Pwf y proporcionalmente un incremento en la producción de líquidos.

#### A. Diseño

El diseño del sistema de BN utilizando TF es de vital importancia puesto que de ello depende el número de válvulas requeridas así como la profundidad de colocación de estas.

Para la elaboración del diseño de BN comúnmente es utilizado software para BN convencional con el cual se realiza el cálculo de los puntos de inyección y una vez obteniendo los resultados del simulador se analizan en conjunto con los factores económicos y logísticos para seleccionar el diseño apropiado.

La información requerida para seleccionar los pozos candidatos es la siguiente:

### **B. Yacimiento**

- Estimación de la presión y temperatura del yacimiento
- Profundidad del o los intervalos disparados, densidad de los disparos, etc.
- Propiedades de los fluidos producidos.

### **C. Producción**

- Historial de Pwf y Pwh.
- Estado mecánico del pozo.
- $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $Q_w$ , RGL.
- Pruebas de presión producción.
- Instalaciones superficiales de producción (presiones y equipos disponibles).

### **4.3.2 Ventajas**

La TF en comparación con el uso de la tubería por tramos presenta cuatro principales ventajas como son:

- **Disminuye el deterioro del pozo:** Al permitir las intervenciones si necesidad de controlar el pozo minimiza el daño a la formación.
- **Ofrece mejor integridad del pozo:** Al no requerir conexiones entre tuberías proporciona mayor hermeticidad disminuyendo el potencial de fugas, y a su vez se reduce la corrosión ya que es en las conexiones donde se concentra mayor corrosión debido a que es ahí donde se tienen los principales puntos de turbulencia.
- **Disminuye los costos:** La TF puede instalarse o retirarse rápidamente y no requiere ETRP.

### **4.3.3 Desventajas**

- **Menor resistencia:** La TF puede ser susceptible a torcerse requiriendo su remplazo y al tener menor espesor en comparación con la tubería por tramos limita su resistencia a la tensión, por lo que las restricciones en la

presión interna y la tensión afectan la profundidad de operación. Por otro lado, la forma en que se transporta afecta su vida útil ya que la acción de enrollar y desenrollar genera desgaste en el material.

- **Profundidad de colocación:** La profundidad de la TF depende de la longitud y el peso del carrete así como de su transporte.
- **Limitantes por la configuración de las válvulas:** Las válvulas de BN no pueden ser recuperadas con ULA por lo que para su reacondicionamiento es necesario recuperar toda la TF.

#### **4.3.4 Análisis de Aplicación en Chicontepec**

A continuación se describe la aplicación de este sistema en un pozo de Chicontepec:

##### ***I. Antecedentes***

El pozo Tajín 68 es un pozo desviado tipo “S” con una profundidad total de 2194 m, presenta un desplazamiento de 798 m con una inclinación máxima de 32.4° a 896 m y un dogleg máximo de 5.186°/30 m a 814 m. El pozo finalizó actividades de perforación el 5 de octubre de 2007; y su terminación inició el 15 de noviembre del mismo año, durante la cual se disparó y fracturó el intervalo 1970-2025 m sin embargo fue aislado con un tapón perforable colocado a 1925 m debido a su baja presión y producción; posteriormente se disparó y fracturó hidráulicamente el intervalo 1810-1828 m; terminándose de manera oficial el 13 de marzo de 2008 con tubing less con Tr de 3 ½”

La figura 4.6 y gráfica 4.6 muestran el estado mecánico y su trayectoria respectivamente.

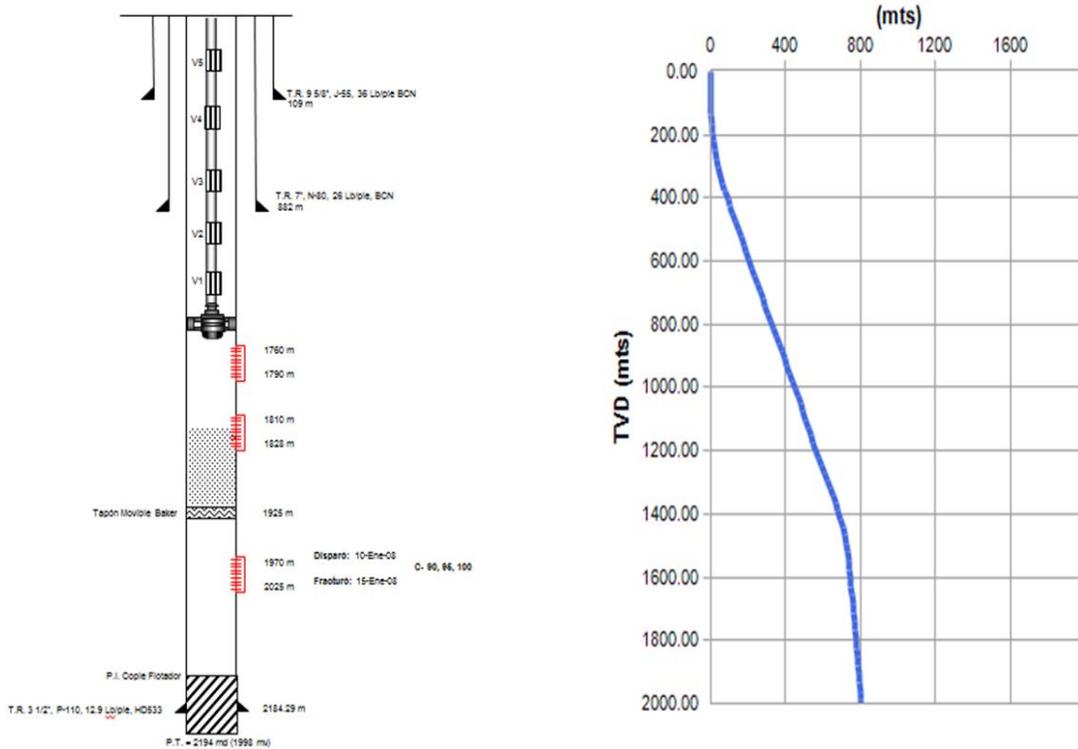


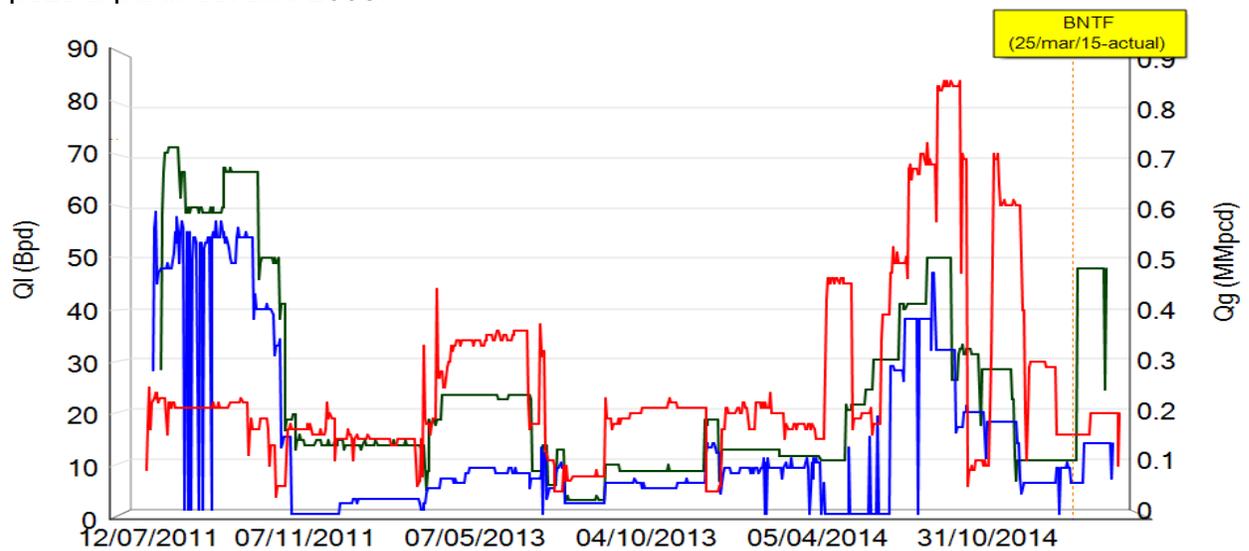
Figura 4.6 Estado mecánico Pozo Tajín 68 [8].

Gráfica 4.6 Survey Pozo Tajín 68 [8].

## II. Historia de Producción

El pozo inició su producción con un  $Q_o$  de 216 bpd,  $Q_g$  de 0.0994 MMpcd y un  $Q_w$  de 24 bpd y fue declinando de manera gradual; durante una calibración con block de impresión de 1 7/8" a 1900 m se encontró huella de arena, es decir el intervalo se encontraba libre sin embargo la huella estaba 25 m arriba del tapón; por tal motivo el 8 de septiembre de 2008 se realizó una limpieza con aceite y diésel nitrogenado y se instaló una TF de 2 3/8" a 1175 m para operar como Tp. Al término de esta intervención se asignó un  $Q_o$  de 37 bpd. El pozo continuó operando con TF hasta el 18 de junio de 2011 momento en que se recupera la TF para realizar una RMA en la cual se aísla con tapón de arena el intervalo 1810-1828 m y se dispara y fractura hidráulicamente el intervalo 1760-1790 m. Al término de la RMA se abrió nuevamente el pozo a producción con un  $Q_o$  de 56 bpd,  $Q_w$  de 5 bpd y un  $Q_g$  de 0.12 MMpcd. Posteriormente continuó fluyendo y fue declinando su producción hasta el 2 de febrero de 2012 cuando comienza a fluir de forma intermitente por lo que se realizaron inducciones mecánicas de forma periódica.

El 27 de julio de 2013 se realiza una calibración con BI de 2 ¼” a 1696 m encontrándose huella de arena; se bajó block de impresión de 1 7/8” logrando llegar a 1763 observándose de igual forma huella de arena, motivo por el cual el 24 de agosto se realiza una limpieza con aceite cíclico y gel nitrogenado hasta 1800 m; al término de esta actividad se asignó un Qo de 9 bpd, Qw de 6 bpd y un Qg de 0.23 MMpcd. Posteriormente continuó declinando su producción realizándose continuamente trabajos de inducción para mantenerlo operando. La gráfica 4.7 muestra el comportamiento del pozo a partir del año 2008.



Gráfica 4.7 Histórico de producción. Pozo Tajín 68 <sup>[31]</sup>.

### III. Petrofísica

La tabla 4.12 muestra la evaluación petrofísica correspondiente a los tres intervalos productores de este pozo.

Tabla 4.12 Propiedades Petrofísicas. Pozo Tajín 68 <sup>[7]</sup>.

Pay SUMMARY														
Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H	PhiSo*H	K*H	
1	C-45	1658.05	1699.63	41.58	0	0	---	---	---	---	---	---	---	---
2	C-50	1703.15	1748.63	45.48	0	0	---	---	---	---	---	---	---	---
3	C-60	1752.22	1799.06	46.84	14.48	0.309	0.071	0.404	0.308	0.191	1.03	0.61	2.76	
4	C-80	1809.58	1871.28	61.7	23.32	0.378	0.074	0.338	0.256	0.512	1.73	1.15	11.95	
5	C-85	1879.53	1901.82	22.29	9.9	0.444	0.082	0.464	0.214	0.217	0.81	0.43	2.15	
6	C-90	1952.09	1996.38	44.29	9.6	0.217	0.068	0.345	0.288	0.225	0.66	0.43	2.16	
7	C-100	2003.2	2030.19	26.99	11.66	0.432	0.075	0.283	0.224	0.378	0.87	0.62	4.4	
	All Zones	1658.05	2030.19	289.17	68.96	0.238	0.074	0.363	0.26	0.34	5.09	3.25	23.42	

#### IV. Muestras de Laboratorio

Los análisis de laboratorio indicaban una gravedad API promedio de 21° y una salinidad ≈ 23360 ppm. El promedio de agua total producida previo al BN con TF fue de 17 % y posteriormente se tuvo un promedio de 14 %.

#### V. Instalación

##### A. Justificación

Debido a la historia de producción antes descrita el pozo operaba de forma intermitente, motivo por el cual se hizo la propuesta de realizar una CBN para aprovechar la red de BN existente, para esa reparación se propuso tecnología para pozos esbeltos (TF) ya que su terminación fue con Tr de 3 ½”.

Por lo anterior el 17 de enero de 2015 se tomó un RPF en el cual se obtuvo una Pwf de 143.7 Kg/cm<sup>2</sup>. Posteriormente se realizó la simulación, los datos de producción se muestran en la tabla 4.13:

**Tabla 4.13** Datos de producción. Pozo Tajín 68 <sup>[12]</sup>.

	Aceite (bpd)	Bruta (bpd)	Agua (%)	Gas (MMpcd)	RGA m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	°API
Previa	0	0	0	0	0	21
Esperada	35	50	30	0.43	3906.42	21

El 25 de marzo de 2015 se instaló una TF de 1 ½” a 1826 m para operar como sistema artificial de BN, se instalaron 5 mandriles quedando el extremo de la Tp a 1742.5 m. El aparejo de BN así como las condiciones de operación recomendadas en el diseño se muestran a continuación:

**Tabla 4.14** Condiciones de operación recomendadas en el diseño. Pozo Tajín 68 <sup>[12]</sup>.

Valve #	Depth TVD	Depth MD	TV	TCF	Port Size	R	DPC	PT	PTR	PSC	PVC	OP	PSO	PD at 60F	PTRO
5	1165	1199	119	0.891	12	0.094	16	165	15	611	627	675	660	559	617
4	2230	2434	136	0.865	12	0.094	31	187	18	594	624	670	639	540	596
3	3243	3618	151	0.841	12	0.094	45	209	20	579	624	667	622	525	579
2	4205	4736	166	0.820	12	0.094	59	238	22	563	622	662	603	510	563
1	5096	5177	180	0.801	16	0.165	72	223	37	547	619	698	626	496	594

Donde:

TV: Temperatura de la válvula.

TCF: Factor de corrección de temperatura

R: Relación  $A_p/A_b$

DPC: Presión de casing a profundidad-presión de casing en superficie.

PT: Presión de  $T_p$ .

PSC: Presión de cierre en superficie.

PVC: Presión de cierre a profundidad.  $PVC = PSC + DPC$

OP: Presión de apertura a profundidad.  $OP = \frac{(PVC-PTP)}{(1-R)}$

PSO: Presión de apertura en superficie.  $PSO = OP - DPC$

PD AT F: Presión del fuelle a 60 °F.  $PD AT F = TCF * PVC$

PTRO: Prueba de presión de apertura.  $PTRO = \frac{(PD AT F)}{(1-R)}$

## **VI. Operación**

Una vez instalado el sistema el pozo fue abierto a producción con un  $Q_o$  de 48 bpd, y un  $Q_g$  de 0.2 MMpcd. Durante la operación del BN con TF se tuvo un comportamiento de producción estable, manteniéndose un  $Q_o$  de 47 bpd, y un corte de agua de 14 % con lo cual se comprueba sus beneficios en producción, ya que previamente el pozo se mantenía operando de forma intermitente.

## **VII. Resultados**

Para determinar la efectividad de esta aplicación se tomaron en cuenta los siguientes aspectos: Incremento y/o estabilización de la producción, gasto de inyección, costo del sistema y la factibilidad operativa.

- **Incremento y/o estabilización de la producción:** En este punto, el sistema demostró resultados positivos ya que previo a su instalación el pozo operaba de

forma intermitente y posterior a este se mantuvo operando de forma continua y con una producción estable en promedio de 47 bpd.

- **Gasto de inyección:** Desde inicios de su operación el pozo mantuvo un promedio del Qg de inyección de 0.2000 MMpcd, lo que es aceptable en comparación con la inyección promedio que se tiene para los pozos con características similares que producen con BN en esa zona, el cual es de 0.284 MMpcd
- **Costo del sistema:** Los costos generados por la instalación del BN con TF son menores en comparación con el BN convencional, ya que en primer instancia no se requirió de un ETRP y una vez instalado el sistema los gastos de operación son similares a los generados por el BN convencional.
- **Factibilidad operativa:** Para este caso, el pozo fue idóneo para la aplicación de la tecnología, se tuvieron las condiciones necesarias tanto del pozo como de la ubicación e instalaciones superficiales ya que a nivel superficial las instalaciones permitieron la intervención de la unidad de TF así como para llevar a cabo el servicio de supervisión del SAP.

### VIII. Análisis económico

La tabla 4.15 muestra el análisis económico determinista realizado para esta tecnología, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

**Tabla 4.15** Variables principales del análisis económico. Pozo Tajín 68.

Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1.694	3.631	133.369	3.4	2	2.4

## CAPÍTULO V

### PRUEBAS TECNOLÓGICAS Y CASOS DE APLICACIÓN CON NUEVAS PROPUESTAS PARA SAP

A continuación se describen tres tecnologías que fueron probadas en el yacimiento no convencional Chicontepec, se distinguen de las anteriores debido a que fueron nuevas alternativas para SAP, por lo tanto su configuración y principio de operación es diferente a los sistemas convencionales utilizados en Chicontepec.

#### 5.1 Bombeo mecánico no convencional (BMNC).

##### 5.1.1 Descripción

El BMNC es una tecnología cuyo objetivo es mantener en operación los pozos “marginales”, es decir, aquellos pozos en peligro de ser abandonados debido a que por su bajo gasto de producción, los costos operativos hacen que su explotación sea poco factible desde el punto de vista económico, así como pozos con problema de obstrucción de tipo mecánico cuya intervención no es posible, ocasionando que se deje de producir un volumen considerable de hidrocarburos.

La figura 5.1 muestra los componentes superficiales y sub-superficiales del BMNC:

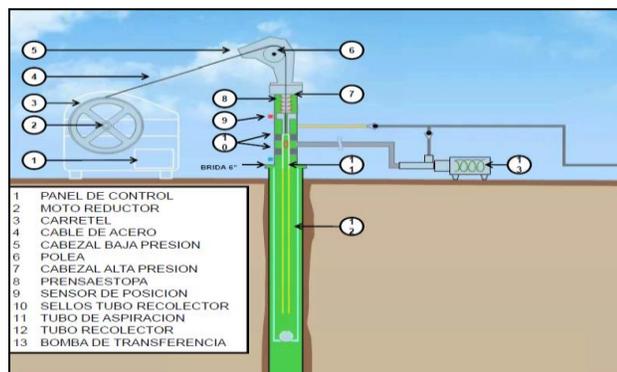


Figura 5.1 Esquema del bombeo mecánico no convencional [39].

##### 5.1.2 Ventajas [39]

EL sistema tiene algunas ventajas respecto a la aplicación de otros sistemas artificiales de producción, algunas de ellas se indican a continuación:

- Para la instalación no se requiere intervención con ETRP.

- Bajo costo de inversión inicial al no requerir Tp, varillas y bomba.
- Manejo de pozos con alta RGL.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Extracción de aceite con bajo porcentaje de agua.
- Permite la incorporación de pozos cerrados.

### **5.1.3 Desventajas <sup>[39]</sup>**

- El tiempo de sumergencia depende de la viscosidad del fluido.
- Se recomienda profundidades menores a 1500 m de nivel dinámico de fluido.
- Opera en diámetros de Tr mínimo de 4 1/2".
- La desviación de los pozos provoca un mayor desgaste del cable.

### **5.1.4 Análisis de Aplicación en Chicontepec**

A continuación se describe la aplicación de este sistema en un pozo de Chicontepec:

#### ***I. Antecedentes***

El pozo Yate 1 es un pozo vertical con una profundidad total de 1881 m que finalizó actividades de perforación en noviembre de 1978 y fue terminado oficialmente en febrero de 1980 disparando y fracturando el intervalo 1562-1594 m.

En la figura 5.2 y tabla 5.1 se muestra el estado mecánico del pozo y un resumen de sus intervenciones respectivamente.

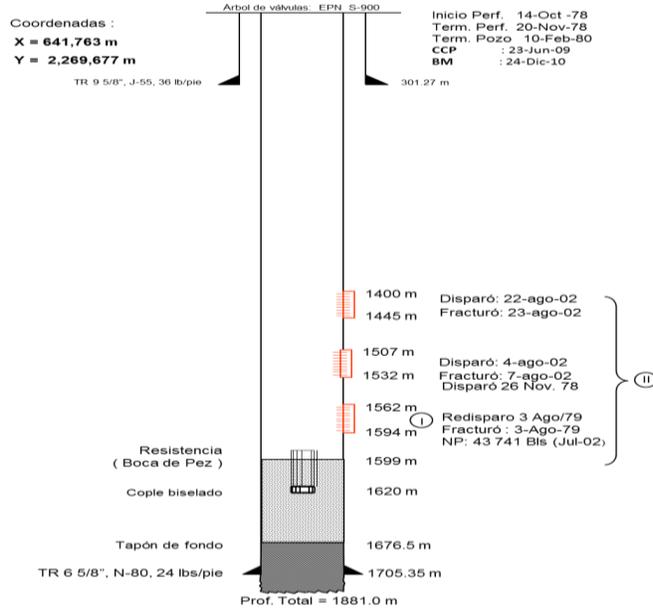


Figura 5.2 Estado mecánico pozo Yate 1 [8].

Tabla 5.1 Antecedentes del pozo Yate 1 [8].

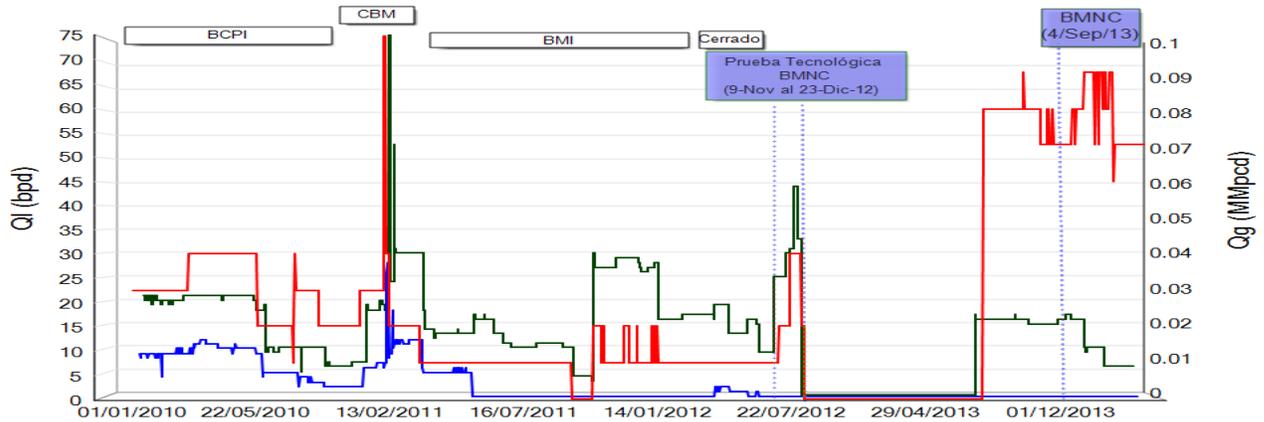
FECHA	EVENTO
Noviembre de 1978	Perforación
Febrero de 1980	Terminación
Agosto de 2002	Reparación Mayor (1507-1532 m y 1400-1445 m)
2003-2006	Operación Intermitente
Junio de 2009	Conversión a Cavidades Progresivas
Enero de 2010	Operación Intermitente
Diciembre de 2010	Conversión a Bombeo Mecánico
Junio de 2012	Operación Intermitente
Septiembre de 2012	Fuera de operación por ruptura de varillas.
9 de Noviembre de 2012	Inicia la prueba tecnológica con BMNC.
23 de Diciembre de 2012	Termina la prueba tecnológica con BMNC
4 de Septiembre de 2013	Instalación definitiva de BMNC

## II. Historia de Producción

En agosto de 2002 se realiza una RMA en la cual se incorporan dos intervalos (1400-1445 m y 1507-1532 m). En la apertura se obtuvo un Qbruto de 310 bpd, 20% de agua con un Qg de 1.5 MMpcd, posteriormente y durante el año subsecuente (2003) la producción se estabilizó en 30 bpd, con 15 % de corte de agua y un Qg de 0.5 MMpcd, trabajándose de manera intermitente al final de este periodo.

En el periodo de 2003 hasta finales de 2006, el pozo se mantuvo cerrado y con aperturas esporádicas, los datos con los que fue cerrado son: Ql de 6pd, 30 % de agua y un Qg de 0.8 MMpcd. Posteriormente a partir del año 2008 el pozo operaba de forma intermitente por lo que en junio de 2009 se realizó una CBCP, con dicho sistema el pozo se mantuvo con un promedio de Ql de 30 bls con 25 % de agua, no se reporta Qg; sin embargo a principios de 2010 el pozo inicia nuevamente el periodo intermitente y es cerrado. En diciembre de 2010 se realiza una CBM, a la apertura se reportó un Ql de 100 bls, con 30 % de agua y un Qg de 0.19 MMpcd, posteriormente el pozo estabilizó con un Ql de 15 bls con 10 % de agua. Se observó un comportamiento estable hasta junio de 2012 en donde comienza a operar de forma intermitente; las condiciones de operación fueron una carrera de 110" y 1 epm.

En septiembre de 2012 el pozo queda fuera de operación por ruptura de varillas; posteriormente, el 9 de noviembre de 2012 inicia la prueba de este sistema. Durante el tiempo que el pozo estuvo operando presentaba valores diversos de nivel de líquido, pero en general conservaba sumergencia acorde con las condiciones de operación de carrera y velocidad de la UBM. Conservó una sumergencia de bomba alrededor de 234 m. La gráfica 5.1 muestra la historia de producción del pozo a partir del 1 de enero de 2010; se observan las diferentes etapas de explotación.



**Gráfica 5.1** Histórico de producción del pozo Yate 1 a partir de enero de 2010 <sup>[31]</sup>.

### III. Petrofísica

La tabla 5.2 muestra la evaluación petrofísica correspondiente a los tres intervalos productores de este pozo.

**Tabla 5.2** Información Petrofísica pozo Yate 1 <sup>[7]</sup>.

Pay Summary													
Zn #	Zone Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H	PhiSo*H	K*H
1	Int. Pend.	1374	1385	11	8.69	0.79	0.11	0.382	0.266	2.176	0.96	0.59	18.9
2	PP-3	1400	1445	45	3.35	0.075	0.062	0.426	0.228	0.161	0.21	0.12	0.54
3	PP-2	1507	1532	25	3.66	0.146	0.077	0.477	0.339	0.267	0.28	0.15	0.98
4	PP-1	1562	1594	32	3.66	0.114	0.107	0.419	0.464	1.1	0.39	0.23	4.02

### IV. Muestras de Laboratorio

Los análisis de laboratorio indicaban una densidad promedio de 18 °API y una salinidad aproximada de 15800 ppm. El promedio de agua total producida previo al BMNC fue de 18 % y posteriormente fue de 9 %, esto podría deberse a que el ritmo de explotación con BMNC es menor en comparación con el bombeo mecánico.

## **V. Instalación del sistema** <sup>[19]</sup>

### **A. Justificación**

En diciembre de 2010 el RPPF indicaba una presión estática de 77 kg/cm<sup>2</sup>. El potencial del pozo de acuerdo al análisis nodal realizado en diciembre de 2010 cuando operaba con BCP era de 43 bpd, mismos que de acuerdo a la producción del pozo y a los métodos de explotación aplicables se encontraba en valores cercanos al límite económico, lo cual no hacía rentable su producción, convirtiéndose así en un pozo marginal y candidato al abandono y/o cierre. Debido a ello, se consideró como candidato para la prueba tecnológica para pozos marginales; dicha prueba se llevó a cabo a partir del 9 de noviembre de 2012 y concluyó el 23 de diciembre del mismo año. El diseño propuesto consideró dos tamaños de tubo colector.

- 4" de diámetro por 3.85 m de longitud (vol= 0.198 bls).
- 4" de diámetro por 5.6 m de longitud (vol =0.2830 bls).

### **VI. Operación**

El sistema fue monitoreado diariamente para ajustar la velocidad de operación, tiempos de llenado y descarga del tubo colector, el número de ciclos, así como las descargas de la bomba. Durante este tiempo se mantuvo una producción estable en promedio de 5 bpd, sin presentarse problema de abatimiento de nivel ya que este se mantuvo en un promedio de 1000 m, no presentó inestabilidad y su operación fue de forma continua.

### **VII. Resultados**

Durante el periodo en el cual el sistema estuvo a prueba se realizaron dos etapas de evaluación, las cuales se describen a continuación:

#### **➤ 1er etapa de evaluación (22 de nov. – 4 de dic) <sup>[19]</sup>.**

Se variaron las velocidades de operación de 45 a 55 Hz con el fin de observar la respuesta del yacimiento. Se instaló un tubo colector de 4" de diámetro por 4 m de longitud (vol =0.203 bls.) y se registró diariamente el número de ciclos, tiempo de duración de ciclo, niveles de fluido registrados por el sistema y número de descargas

efectivas de la bomba de transferencia. La producción indicada es un cálculo teórico en base al volumen del tubo colector, tiempo de llenado y velocidad de ciclos. Los resultados de la primer etapa se muestran en la tabla 5.3:

**Tabla 5.3 Resultados de la 1er etapa de evaluación** <sup>[19]</sup>.

Fecha	Hora	Velocidad (Hz)	Tiempo de llenado (min)	Tiempo de descarga bomba (min)	Nivel (metros)	Tiempo de ciclo (minutos)	Emboladas en 24 horas	Descargas de la bomba	Emboladas acumuladas	Producción diaria Teórica (BPD)	Producción acumulada (Barriles)
23-Nov-12	11:00	45	5	0.91	1092	39	Inicia	-	52	0.00	0.00
24-Nov-12	11:00	45	5	0.91	1086	39	36	36	89	5.66	5.66
25-Nov-12	11:00	45	5	0.91	1086	39	36	36	126	5.66	11.32
26-Nov-12	11:00	45	5	0.91	1086	50	31	15	156	2.36	13.68
27-Nov-12	10:00	45	5	0.91	1104	40	33	31	190	4.87	18.55
28-Nov-12	10:00	45	5	0.91	1072	39	36	35	224	5.50	24.06
29-Nov-12	10:00	45	5	0.91	1062	38	36	32	260	5.03	29.09
30-Nov-12	10:00	45	5	0.91	1064	38	36	36	297	5.66	34.75
1-Dec-12	9:30	45	5	0.91	1062	38	36	36	334	5.66	40.41
2-Dec-12	9:30	55	5	0.91	1062	32	43	43	377	6.76	47.17
3-Dec-12	9:40	55	5	0.91	1058	33	42	39	420	6.13	53.30
4-Dec-12	9:40	55	3	2	1061	32	41	37	463	5.82	59.12

➤ **Conclusiones de la 1er etapa de evaluación** <sup>[19]</sup>:

De acuerdo a los datos reportados en la tabla anterior, se concluyó lo siguiente:

- El colector realiza los viajes de manera adecuada.
- Detecta el nivel de fluido dinámico y transporta los fluidos hacia superficie.
- Registra los tiempos de cada uno de los ciclos.
- Los tiempos de llenado del tubo colector fueron constantes.
- La bomba de transferencia operó adecuadamente.

➤ **2<sup>DA</sup> etapa de evaluación (5 de diciembre-14 de diciembre)** <sup>[19]</sup>.

Se realizaron mediciones al pozo con presa metálica y en el transcurso de esta etapa se manejaron los siguientes parámetros de operación: velocidad de 55 Hz, tiempo de llenado del barril de tres minutos y tiempo de descarga de la bomba de dos minutos. La tabla 5.4 muestra los resultados de la segunda etapa de evaluación:

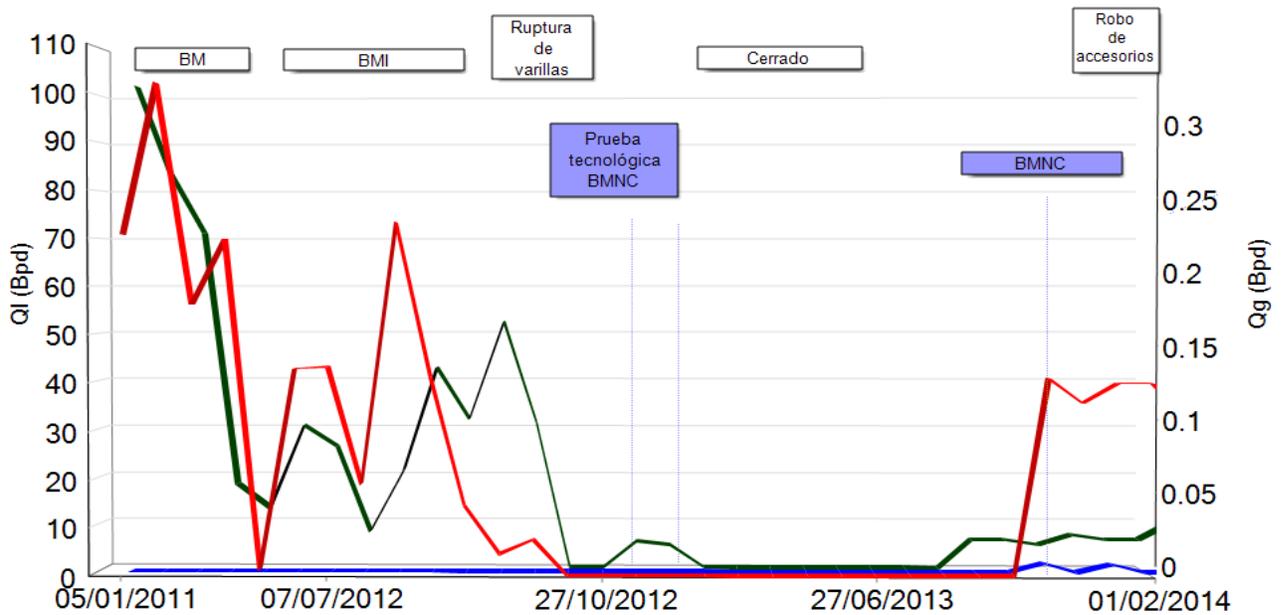
**Tabla 5.4 Resultados de la 2da etapa de evaluación** <sup>[19]</sup>.

Fecha	Velocidad (Hz)	Tiempo de descarga bomba (min)	Nivel (metros)	Tiempo de ciclo (minutos)	Emboladas en 24 horas	Descargas de la bomba	Producción diaria (bpd)	Producción acumulada (bbl)
5/12/12	55	2	1067	32	43	43	5.94	5.94
6/12/12	55	2	1076	32	43	41	4.46	10.4
7/12/12	55	2	1080	32	44	43	4.8	15.2
8/12/12	55	2	1060	32	25	24	0	15.2
9/12/12	55	2	1072	32	40	39	4.45	19.65
10/12/12	55	2	1073	32	43	43	5.05	24.7
11/12/12	55	2	1076	32	44	43	5.1	29.8
12/12/12	55	2	1069	32	44	44	4.36	34.16
13/12/12	55	2	1068	32	44	43	4.05	38.21

Al término de la medición se registró una producción de 38.2 bls, que estima un promedio de producción diario de 4.5 bpd.

➤ **Mediciones antes y después de la prueba**

La gráfica 5.2 muestra el comportamiento intermitente del pozo operando con BM, su producción es inestable como respuesta a los cierres para recuperar nivel; una vez instalado el BMNC se observó una disminución de producción de aceite y gas; sin embargo, el pozo se mantuvo operando de manera continua.



**Gráfica 5.2** Histórico de mediciones trifásicas. Pozo Yate 1. Periodo 2011-2014 <sup>[16]</sup>.

**VIII. Análisis económico**

La tabla 5.5 muestra el análisis económico determinista realizado para esta tecnología, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

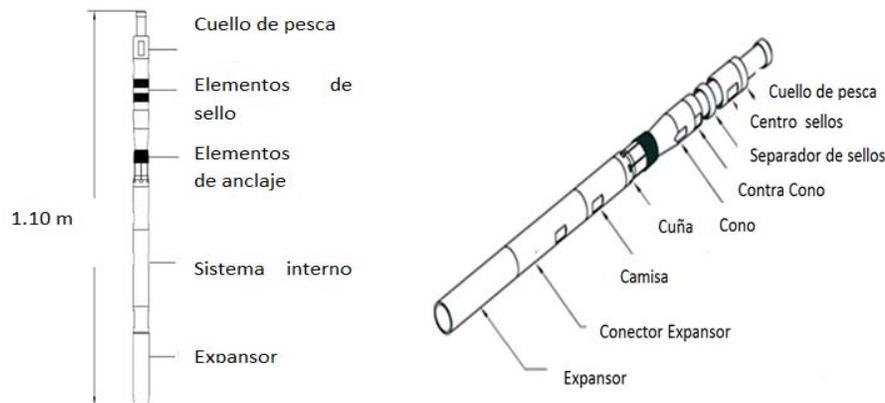
**Tabla 5.5** Variables principales del análisis económico. Pozo Yate 1.

Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1.327	-0.671	-57.075	0.434	2	-0.566

## 5.2 Estrangulador de fondo con efecto Venturi (EDFEV)

### 5.2.1 Descripción

Esta tecnología fue instalada con el objetivo de tener una mayor administración de la energía propia del yacimiento disminuyendo la RGL, así como mejorar el patrón de flujo al reducir las caídas de presión en la T<sub>p</sub> obteniendo una mayor recuperación de HC's en su etapa fluyente, trayendo como consecuencia una disminución de la declinación de su producción y por consiguiente un incremento en el Fr. Los esquemas 5.3 y 5.4 muestran los elementos que constituyen el EDFEV.



**Figura 5.3 y 5.4 Elementos que constituyen el EDFEV [22].**

Se basa en la colocación de un accesorio (EDFEV) en el pozo que permita la generación de un diferencial de presión incrementando la presión de fondo, trayendo como consecuencia la conservación de la energía del yacimiento y así prolongar su vida fluyente. Opera como una bomba de chorro la cual transmite energía por impacto de un fluido a gran velocidad contra otro generando una mezcla de fluido a velocidad moderadamente elevada, la cual disminuye hasta la salida del pozo. Las especificaciones del EDFEV se muestran en la tabla 5.6:

**Tabla 5.6 Especificaciones del EDFEV [22].**

Características	
$\Delta P$ máxima	281 kg/cm <sup>2</sup>
* Diámetro máximo	2.250 pg.
Temperatura máxima	150 °C
** Diámetro exterior del cuello de pesca	1.750 pg.
Peso	20 Kg
Longitud	1.1 m

\* Para T<sub>p</sub> de 2 7/8".

\*\* Para pescante JDC de 3 pg.

La tabla 5.7 muestra algunas especificaciones recomendadas para su aplicación.

**Tabla 5.7** Rango de aplicación recomendados del EDFEV <sup>[22]</sup>.

Rango de aplicación recomendado	
RGL ( $m^2/m^2$ )	100-1000
Corte de agua (%)	<70
Profundidad de colocación (m)	>800
Densidad del aceite ( $^{\circ}$ API)	>15
Desviación máxima ( $^{\circ}$ )	<30
Pwf ( $Kg/cm^2$ )	>50% del peso de la columna hidrostática de líquido en la Tp

### 5.2.2 Ventajas

- **Mejoramiento del patrón de flujo existente en la Tp:** Debido a la reducción de pérdidas de presión por fricción y elevación, disminuyendo los requerimientos de energía para el transporte de hidrocarburos del fondo a la cabeza del pozo.
- **Prolongación de la vida fluyente del pozo:** Al conservar por más tiempo la Pwf por encima de la Pb manteniendo así el gas disuelto en el aceite y por consiguiente conservando la energía del yacimiento.

### 5.2.3 Desventajas

- **Mayor riesgo de obstrucción de Tp:** Al ser un elemento mecánico y no contar con un programa de optimización, supervisión y mantenimiento adecuado puede generar una obstrucción a la Tp (pescado).
- **Toma de información limitada:** Su instalación imposibilita la toma de información corriente arriba del estrangulador.
- **Optimización:** Para llevar a cabo su optimización y mantenimiento requiere ULA, aunque es un trabajo sencillo y relativamente rápido puede generar costos adicionales en comparación con una optimización utilizando estrangulador de superficie.

### 5.2.4 Análisis de Aplicación en Chicontepec

A continuación se describe la aplicación de este sistema en un pozo de Chicontepec:

## I. Antecedentes

El pozo Tajín 196 es un pozo tipo “J” con una profundidad total de 1764 m, presenta un desplazamiento de 386.17 m con una inclinación máxima de 26.30° a 947 m y un dogleg máximo de 3.29°/30 m a 628 m. El pozo inició su perforación el 2 de abril de 2011 y finalizó el 28 de abril de mismo año. Su terminación inició el 4 de mayo de 2011 con la cual se disparó y fracturó hidráulicamente el intervalo 1502-1537 m; se terminó oficialmente el 22 de mayo de 2011 con una Tp de 2 7/8” N-80.

La figura 5.5 y gráfica 5.3 muestran el estado mecánico del pozo y su desviación respectivamente.

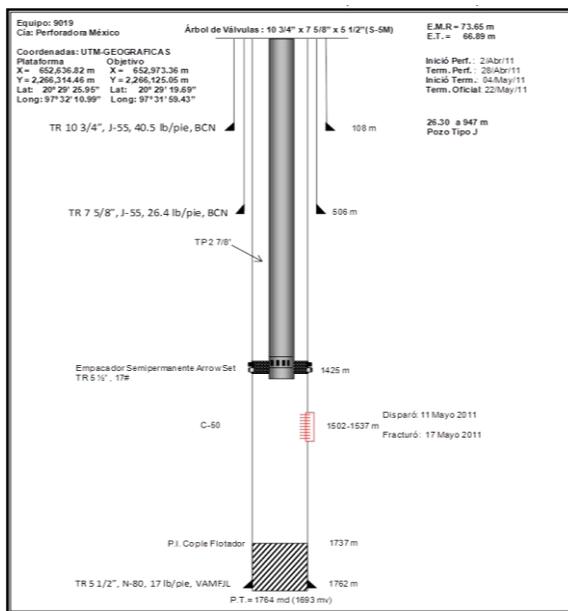
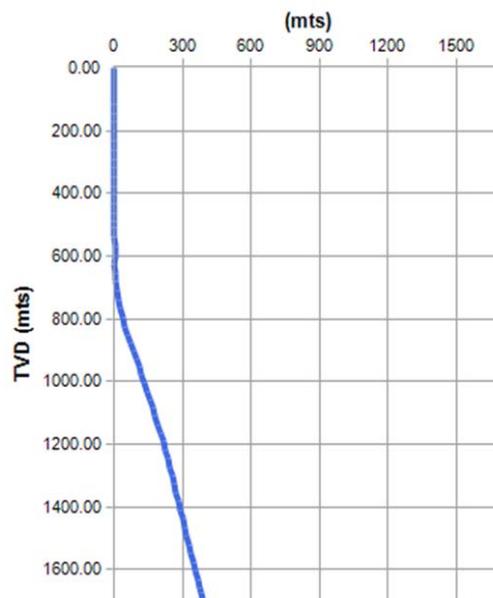


Figura 5.5 Estado mecánico. Pozos Tajín 196 [8].



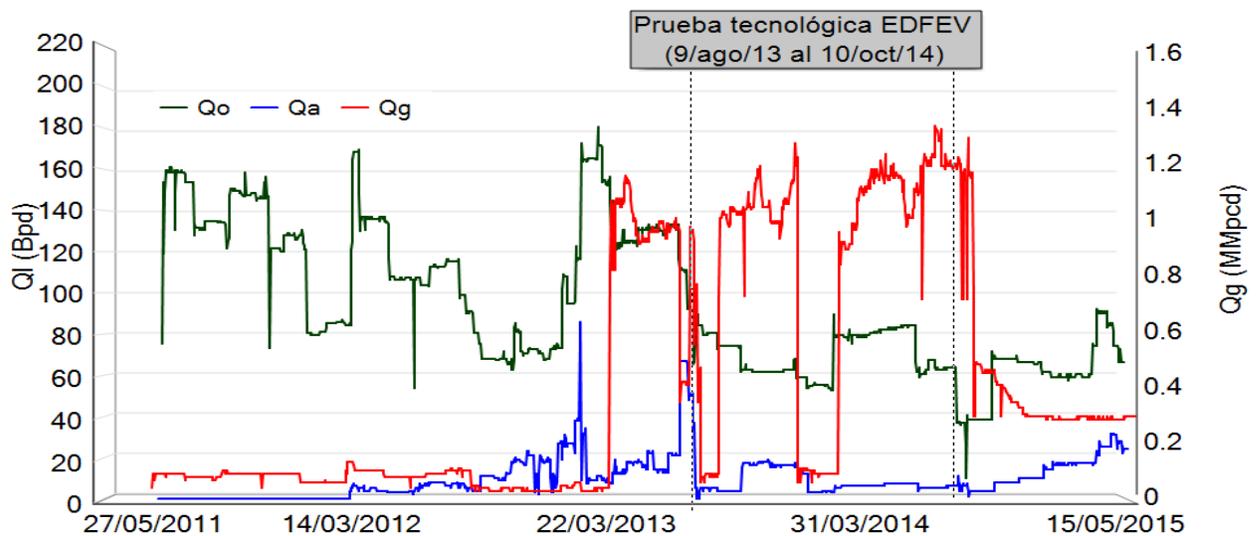
Gráfica 5.3 Survey Pozo Tajín 196 [8].

## II. Historia de Producción

El pozo se incorporó a producción con un  $Q_o$  de 150 bpd,  $Q_g$  de 0.1 MMpcd,  $Q_w$  de 0 bpd, produciendo a través de un estrangulador de 10/64 pg. con una  $P_{wh}$  de 80 kg/cm<sup>2</sup>. Dos meses después presentó un abatimiento de presión de 80 a 72 Kg/cm<sup>2</sup>, disminuyendo 22 bpd, y un mes después se observó incremento en el corte de agua, pasando de 0 a 2%. A partir de este momento el pozo presentó abatimientos de presión constantes y consecuentemente disminución de la producción de aceite; el corte de agua variaba en un intervalo de 2 a 14 %.

El 9 de agosto de 2013 se instaló el EDFEV, previo al estrangulador el pozo tenía un  $Q_o$  de 65 bpd, y una vez instalado se obtuvo una producción medida de 80 bpd, estabilizándose en 75 bpd, el corte de agua se ajustó en un 6%, posterior a esa fecha el pozo se mantuvo operando con un  $Q_o$  promedio de 69 bpd,  $Q_w$  de 8 %.

El 26 de septiembre de 2014 el pozo quedó fuera de operación por abatimiento de presión, cerrándose con un  $Q_o$  de 9 bpd, y un  $Q_g$  de 0.3 MMpcd; por tal motivo el 10 de octubre de 2014 el EDFEV fue recuperado, posterior a eso el pozo se mantuvo cerrado hasta el 1 de noviembre del mismo año, momento en que mediante trabajos de cambio de estrangulador en superficie fue incorporado a producción con un  $Q_o$  de 40 bpd,  $Q_w$  de 4 bpd, y  $Q_g$  de 0.3 MMpcd manteniéndose operando de forma intermitente y con optimizaciones diarias de cambio de estrangulador. La gráfica 5.4 muestra la historia de producción del pozo a partir de mayo de 2011 hasta la actualidad:



**Gráfica 5.4** Histórico de producción. Pozo Tajín 196 <sup>[31]</sup>.

### III. Petrofísica

Se cuenta con registros geofísicos propios del pozo; se han establecido criterios de selección para discretizar áreas con mayor atractivo de explotación comúnmente llamadas “zonas de paga”, con base a lo anterior la tabla 5.8 muestra la evaluación petrofísica correspondiente al intervalo productor de este pozo.

**Tabla 5.8 Información petrofísica. Pozo Tajín 196 [7].**

Pay Summary													
Zn #	Zone Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD	K*H TVD
1	INT. PROP.	1446	1484	38	23.83	0.627							
		1391.74	1427.81	36.05	22.6	0.627	0.133	0.329	0.271	1.47	3	2.01	33.22
2	INT. PROP.	1502	1537	35	23.86	0.682							
		1444.88	1478.09	33.16	22.61	0.682	0.129	0.392	0.249	0.927	2.91	1.77	20.95
3	INT. PEND.	1602	1621	19	9.75	0.513							
		1539.54	1557.46	17.94	9.21	0.513	0.103	0.458	0.268	0.318	0.95	0.51	2.93
4	INT. PEND.	1642	1668	26	8.31	0.319							
		1577.29	1601.77	24.5	7.83	0.319	0.081	0.563	0.338	0.09	0.63	0.28	0.71
All Zones		1446	1668	118	65.74	0.557							
		1391.74	1601.77	111.65	62.24	0.557	0.12	0.39	0.271	0.929	7.49	4.57	57.81

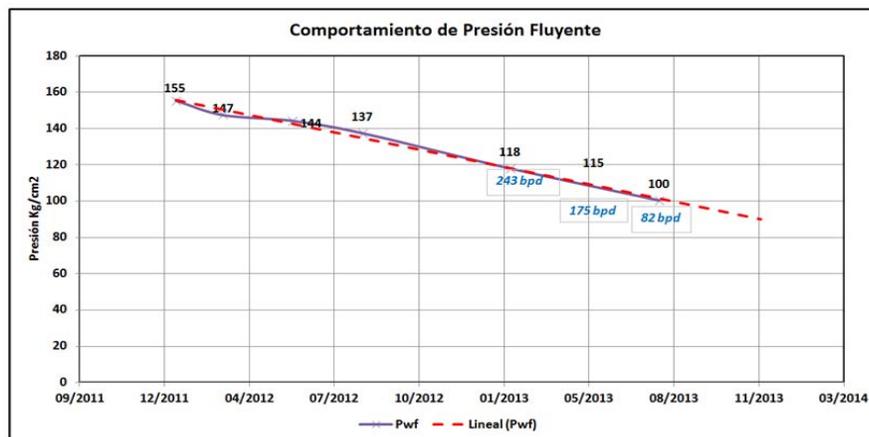
#### IV. Muestras de Laboratorio

Los análisis de laboratorio indicaban una gravedad API promedio de 20.2 ° y una salinidad ≈10,000 ppm. El promedio de agua total producida previo al EDFEV fue de 14 % y posteriormente fue de 8 %.

#### V. Instalación

##### A. Justificación de la prueba

En un periodo de 8 meses el pozo había declinado su presión de fondo 55 kg/cm<sup>2</sup> presentando a su vez un decremento de producción asociado al abatimiento de presión, la gráfica 5.5 muestra el histórico del comportamiento de presión del pozo:



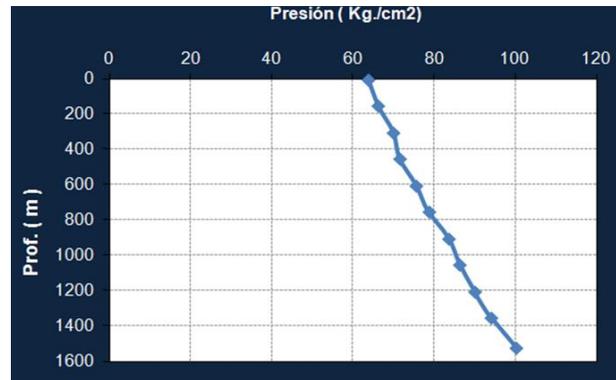
**Gráfica 5.5** Histórico del comportamiento de presión. Pozo Tajín 196 [22].

Debido al comportamiento del pozo mostrado anteriormente se consideró la instalación del EDFEV con el objetivo de prolongar su vida fluyente; por lo que se tomó información previa para determinar si era candidato o no a dicha instalación. La información constó

de una medición trifásica y un registro de presión de fondo fluyendo (RPF). El 26 de julio de 2013 se llevó a cabo el RPF el cual se muestra a continuación:

**Tabla 5.9 RPF. Pozo Tajín 196 [8].**

MD	TVD (M)	Prof. (m)	Presión		Temp.	Temp.	Gradiente (Kg./cm <sup>2</sup> /m)
			(psia)	(Kg./cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	
17:38	0.00	0	905.48	63.66	114.97	46.10	-----
17:26	150.00	150	940.72	66.14	120.60	49.22	0.0165
17:16	300.00	300	994.98	69.96	127.37	52.99	0.0254
17:06	449.98	450	1017.62	71.55	133.76	56.53	0.0106
16:56	599.95	600	1075.06	75.59	140.87	60.48	0.0269
16:47	747.96	750	1117.17	78.55	145.94	63.30	0.0200
16:38	887.73	900	1187.44	83.49	152.44	66.91	0.0353
16:29	1023.31	1050	1226.61	86.24	157.32	69.62	0.0203
16:19	1159.65	1200	1278.05	89.86	161.12	71.74	0.0265
16:08	1300.54	1350	1336.77	93.99	162.71	72.62	0.0293
16:00	1461.96	1520	1423.25	100.07	164.27	73.48	0.0377

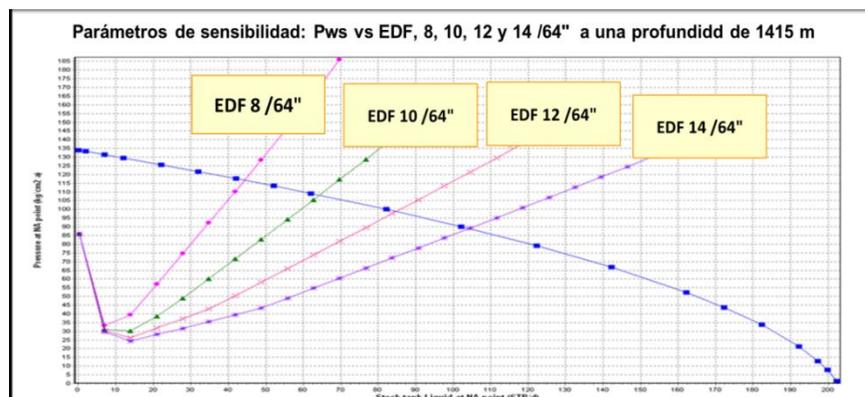


**Gráfica 5.6 RPF. Pozo Tajín 196 [8].**

En la tabla 5.10 se puede observar un gradiente de presión homogéneo, correspondiente a aceite pesado, la Pwh de 63.66 Kg/cm<sup>2</sup> y una Pwf de 100 Kg/cm<sup>2</sup>.

## B. Análisis y diseño

Con la medición trifásica y el RPF del 26 de julio se realizó el ajuste de las condiciones de presión y producción para ese momento con lo cual se estimó una Pws de 134 Kg/cm<sup>2</sup>. Posteriormente se realizó la simulación de las condiciones una vez instalado el EDFEV a 87 m arriba del intervalo productor para determinar si era factible su instalación y de ser así determinar el diámetro de éste; es importante mencionar que en caso de que el pozo no tenga camisas deslizables, la profundidad de colocación se selecciona lo más cercano posible al intervalo productor y en donde se tenga menor ángulo de desviación del pozo; en caso contrario, la profundidad de colocación depende de la profundidad a la cual se tenga instalada la camisa. La gráfica 5.7 muestra los resultados de esa simulación:



**Gráfica 5.7 Simulación de condiciones con EDFEV instalado. Pozo Tajín 196 [22].**

## VI. Operación

Durante el periodo en el cual estuvo operando el pozo con el EDFEV instalado, presentó un comportamiento de producción estable, iniciando operación con un  $Q_o$  de 80 bpd,  $Q_w$  de 5 bpd y un  $Q_g$  de 0.1 MMpcd, mantuvo ese comportamiento de producción y con una declinación natural estable durante 13 meses; durante este tiempo se realizaba toma de información constante como calibraciones a la  $T_p$  y RPFV para verificar que el pozo estuviera libre de sedimentos así como evaluar el gradiente de presión del pozo y su comportamiento. Posteriormente el 9 de septiembre de 2014 se tuvo una producción de 37 bpd de aceite, 4 bpd de agua y 0.71 MMpcd y continuó declinando hasta alcanzarse un  $Q_o$  de 9 bpd,  $Q_w$  de 1 bpd y un  $Q_g$  de 0.3 MMpcd. Por tal motivo y después de realizar la toma de información se decidió retirar el EDFEV.

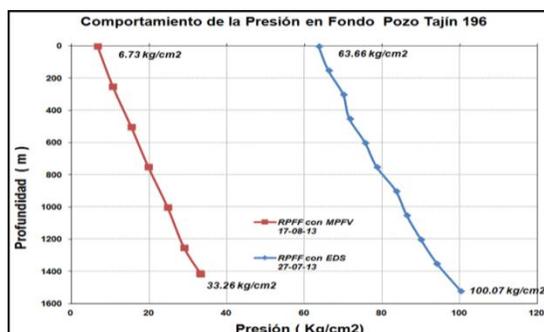
## VII. Resultados

Una vez instalado el estrangulador de fondo se registró una  $P_{wh}$  de 5 a 7  $\text{kg/cm}^2$ , la tabla 5.10 y gráfica 4.21 muestran el histórico de mediciones realizadas al pozo antes y después de la instalación del EDFEV.

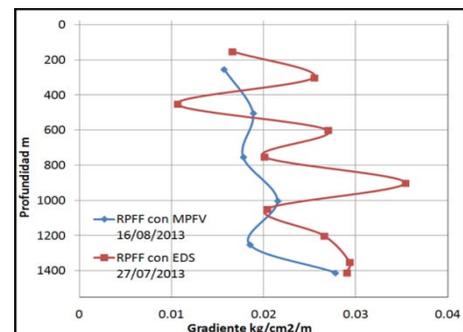
**Tabla 5.10** Histórico de mediciones. Pozo Taiín 196 <sup>[16]</sup>.

Fecha	Días de operación con MPFV	$P_{wh}$ ( $\text{kg/cm}^2$ )	$P_{wf}$ ( $\text{kg/cm}^2$ )	QI (bpd)	Gas (MMpcd)	Agua (%)	RGA ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )
9-10/08/13	1	5.5	N/A	95	0.869	0	1629
16-17/08/13	8	5.3	96 estimado	98	0.1735	0	315
23-24/08/13	15	5.08	N/A	109	0.035	0	57
30-31/08/13	22	5.4	N/A	120	0.017	0	25

En las gráficas 5.8 y 5.9 se comparan los RPF antes y después del EDFEV.



**Gráfica 5.8** Comparación de RPFV. Pozo Taiín 196 <sup>[22]</sup>.



**Gráfica 5.9** Comparación de gradientes. Pozo Taiín 196 <sup>[22]</sup>. 98

En la gráfica 4.23 se puede observar un gradiente promedio de 0.020 Kg/cm<sup>2</sup>/m, mostrando un comportamiento constante y reduciendo las caídas de presión por fricción y elevación que se tenían con la instalación de un estrangulador de superficie. La tabla 5.11 muestra el seguimiento de presión- producción que se le dio al pozo una vez operando con EDFEV:

**Tabla 5.11** Seguimiento al pozo operando con EDFEV. Tajín 196 <sup>[22]</sup>.

Seguimiento del pozo Tajín con EDFEV de 10/64" a 1417 m.					
Fecha	Dias de operación con EDFEV	Pwh (kg/cm <sup>2</sup> )	Ql (bpd)	Gas (MMpcd)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
10/08/2013	1	5.5	95	0.869	1629
17/08/2013	8	5.3	98	0.1735	315
24/08/2013	15	5.08	109	0.035	57
31/08/2013	22	5.2	120	0.017	25
14/09/2013	36	5.45	67	0.303	803
27/09/2013	50	5.53	98	0.363	660
13/10/2013	66	5.15	78	0.097	223
08/11/2013	92	5.6	75.5	0.43	1013
16/12/2013	130	5.7	80	0.45	1002
11/01/2014	154	5.7	79	0.45	1015

### VIII. Análisis económico

La tabla 5.12 muestra el análisis económico determinista realizado para esta tecnología, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

**Tabla 5.12** Variables principales del análisis económico. Pozo Tajín 196.

Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
0.1	0.763	250.438	9.573	1	8.573

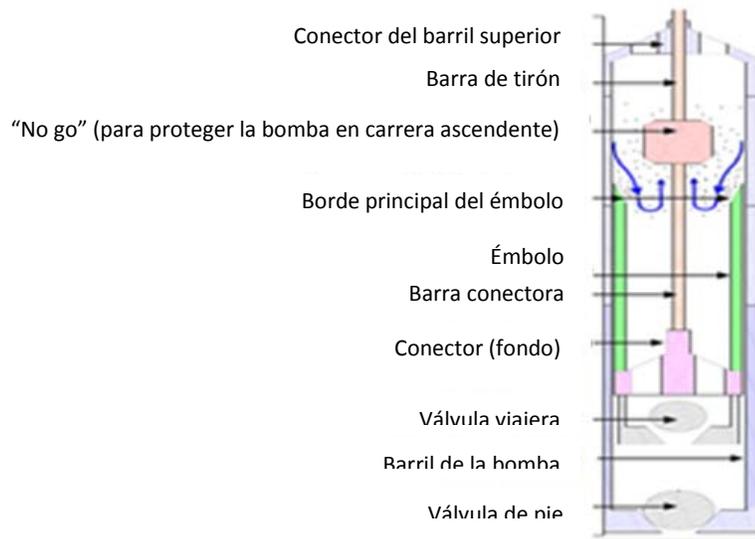
## 5.3 Bomba sub-superficial para manejo de Arena (BSSMA)

### 5.3.1 Descripción <sup>[17]</sup>

Estas bombas son usadas para desplazar hidrocarburos que contienen arena y sólidos, logrando que éstos no se adhieran al tubo barril de la bomba. El pistón tiene un extremo

superior abierto con el borde delantero cónico hacia el interior del mismo para forzar el flujo de arena y sólidos dentro del pistón y para mantener estos suspendidos en el fluido de producción. Normalmente tiene un ajuste “fit” más apretado, lo cual ayuda a prevenir que la arena se acumule entre el pistón y las paredes del barril de la bomba.

Este tipo de bomba minimiza el ingreso de la arena entre la pared exterior del émbolo y la pared interior del barril; reduciendo las posibilidades de abrasión de componentes y atascamiento del émbolo. La reducción de la entrada de sólidos entre el pistón y el barril es de hasta un 97 % evitando el acuñamiento, e incrementando los tiempos operativos en relación a las bombas convencionales. La figura 5.6 muestra la configuración de la BSSMA:



**Figura 5.6** Esquema de la bomba para manejo de arena <sup>[17]</sup>.

### **I. Materiales y características <sup>[17]</sup>**

Está hecha de un material metálico de base de medio carbono, acero de alta resistencia (1026), tiene una dureza Rockwell de 58-62 en la escala C. La capa base de níquel proporciona una superficie resistente a la corrosión. Las tablas 5.13 y 5.14 muestran las dimensiones de la bomba y las condiciones de operación recomendadas respectivamente:

**Tabla 5.13** Condiciones de operación recomendadas <sup>[17]</sup>.

Condiciones de operación	
°API	>= 10
Temperatura (°C)	<=148
Tamaño de sólidos (mm)	<= 1.7
Gas libre de la bomba (%)	30

**Tabla 5.14** Dimensiones de la bomba <sup>[17]</sup>.

Dimensiones disponibles*	
Longitudes	18 ", 24 ", 36 ", 48 " y 60 "
Diámetros	1-1/2 ", 1-3/4 ", 2 ", 2-1/4 ",
	2-1/2 ", 2-3/4 ", 3-1/4 " y 3-3/4 "
*Existen en mayores dimensiones bajo pedido específico.	

A continuación se menciona algunas ventajas que tiene esta bomba respecto a las bombas de subsuelo convencionales:

### 5.3.2 Ventajas <sup>[17]</sup>

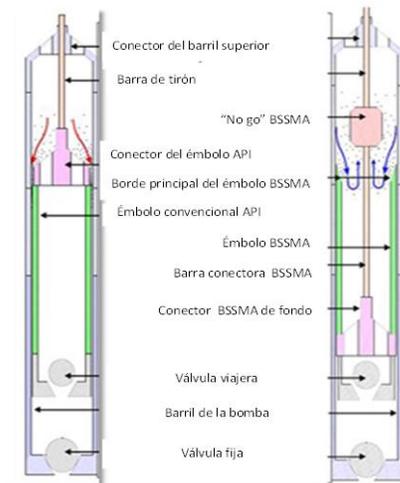
- Incremento de la vida útil en un 300% o más de las bombas en operación.
- Incremento de la eficiencia en la producción.
- Disminución de producción diferida por azolvamiento de bomba.
- Reducción de intervenciones en un 50% para recuperar bomba debido a los atascamientos de pistones.

### 5.3.3 Desventajas

- Limitante en pozos con altas temperaturas: En estos pozos el ajuste del fit de 0.002 es probable que se desgaste atorándose causando fallas prematuras, debido a ello, en estos pozos se recomienda un fit de 0.005 para permitir la expansión térmica del metal y reducir la probabilidad de falla.
- No elimina el problema de raíz: Esta bomba reduce significativamente el problema por presencia de arena; sin embargo no elimina completamente la cantidad de arena que entra a la bomba, por lo tanto en algún momento se presentará ese problema en la bomba, aunque en mayor tiempo de funcionamiento.

- Limitante en crudos con baja gravedad API: Se recomienda en pozos con mínimo 10°API.
- Temperatura de operación: Puede operar en pozos con una temperatura máxima de 148 °C.

La figura 5.7 muestra una comparación de la bomba convencional y la bomba para manejo de arena.



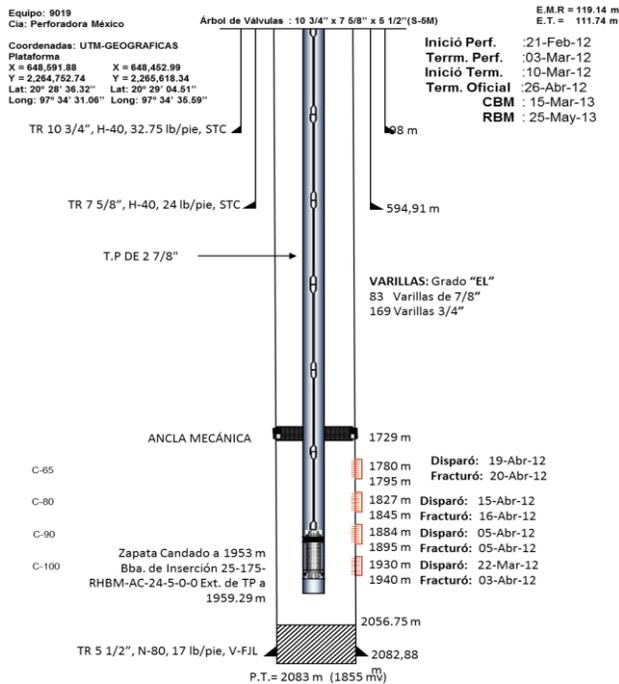
**Figura 5.7.** Comparación de la bomba convencional y la BSSMA <sup>[17]</sup>.

### 5.3.4 Análisis de Aplicación en Chicontepec

A continuación se describe la aplicación de esta bomba en un pozo de Chicontepec:

#### I. Antecedentes

El pozo Coapechaca 550 es un pozo tipo "J" con una profundidad total de 2083 m, presenta un desplazamiento de 832 m con una inclinación máxima de 33.5° a 875 m y un dogleg máximo 3.4°/30 m a 183 m. El pozo finalizó actividades de perforación el 10 de marzo de 2012 y fue terminado oficialmente el 26 de abril de 2012, disparando y fracturando hidráulicamente los intervalos 1930-1940 m, 1884-1895 m, 1827-1845 m y 1780-1795 m. Las figuras 5.8 y 5.9 muestran el estado mecánico del pozo así como su evidencia fotográfica respectivamente.



**Figura 5.8** Estado mecánico del Pozo Coapechaca 550 [8].



**Figura 5.9** Evidencia fotográfica del Pozo Coapechaca 550 [8].

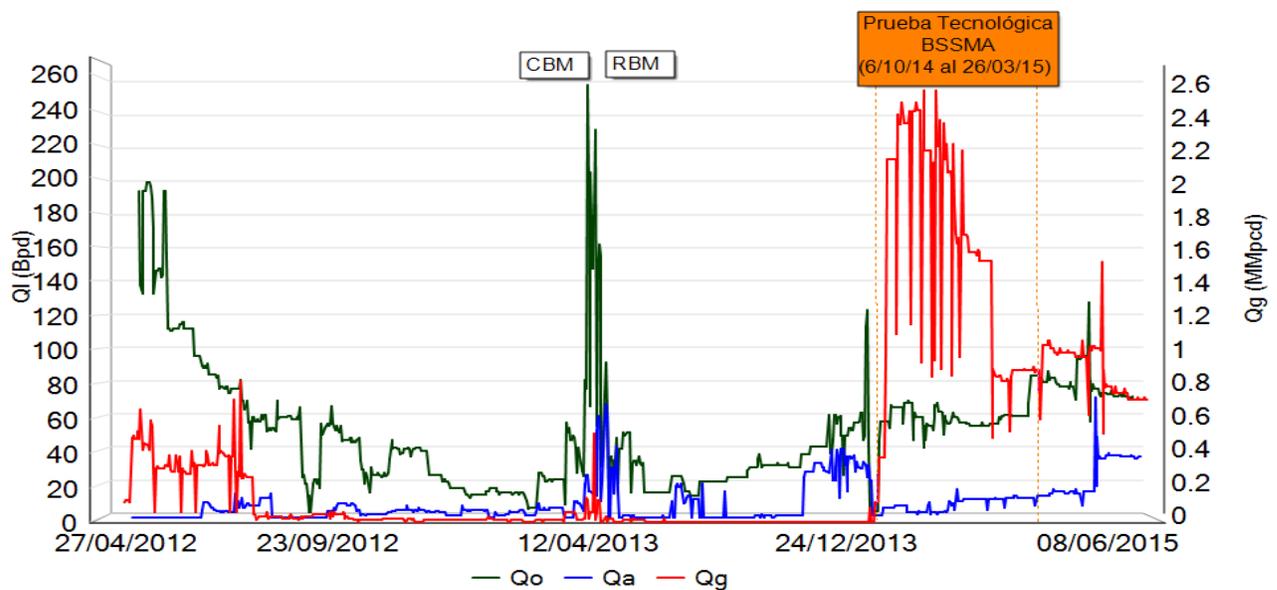
## II. Historia de Producción

El pozo inició su producción el 26 de abril de 2012 con un  $Q_o$  de 194 bpd con 0 % de agua y  $Q_g$  de 0.11 MMpcd a través de un estrangulador de 3 mm, en una terminación con aparejo sencillo fluyente y empacador semipermanente a 1760 m, posteriormente fue declinando su producción de manera gradual hasta llegar a un  $Q_o$  de 11 bpd con un promedio del 20 % de agua en septiembre del mismo año iniciando así su intermitencia. A partir de esa fecha el pozo se mantuvo operando de manera intermitente con trabajos de optimización siendo hasta el 25 de marzo de 2013 cuando se realiza una CBM, posterior a esta intervención se asignó un  $Q_o$  de 55 bpd con un  $Q_g$  de 0.06 MMpcd y 21 % de agua; es importante mencionar que al término de la operación se recuperaron 85 sacos de arena.

Posteriormente el pozo se mantuvo operando de manera continua durante poco más de un mes ya que entre los días 14 de abril al 17 de junio de 2013 estuvo cerrado por prueba de producción negativa realizándose PH y limpiezas térmicas sin éxito; por tal motivo el 17 de junio de 2013 se realizó una intervención de reacondicionamiento de bombeo mecánico (RBM) con ETRP durante la cual se instaló una bomba nueva 25-175-RHBM-AC-24-5-0-0; al término de la intervención se dio por bueno el aparejo con

un  $Q_o$  de 81 bpd y  $Q_g$  de 0.02 MMpcd y 30 % de agua, posterior al RBM el pozo se mantuvo operando de forma continua hasta enero de 2014 ya que comenzó a presentar fallas por falta de hermeticidad en el aparejo de BM quedando fuera de operación del 17 de enero al 21 de octubre de 2014.

Por los recurrentes problemas de falta de hermeticidad en el aparejo de BM debidos a la producción de arena el pozo fue seleccionado para la prueba tecnológica con la bomba para manejo de arena, misma que inició el 6 de octubre de 2014 y terminó el 26 de marzo de 2015. La gráfica 5.10 muestra el comportamiento del pozo a partir de su terminación en abril de 2012, en ella se indica las intervenciones previamente descritas.



**Gráfica 5.10** Histórico de producción. Pozo Coapechaca 550 <sup>[31]</sup>.

La tabla 5.15 muestra un resumen de los antecedentes mencionados:

**Tabla 5.15** Cronograma de intervenciones. Pozo Coapechaca 550.

FECHA	EVENTO
10-mar-12	Perforación
26-abr-12	Terminación
15-mar-13	CBM
17-jun-13	RBM
06-oct-14	Inici prueba BSSMA
26-mar-15	Termina prueba BSSMA

### III. Petrofísica

La tabla 5.16 muestra la evaluación petrofísica correspondiente a los cuatro intervalos productores de este pozo

**Tabla 5.16 Propiedades Petrofísicas. Pozo Coapechaca 550 <sup>[7]</sup>.**

Pay Summary													
Zn #	Zone Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H TVD	PhiSo*H TVD	K*H TVD
1	INT. PEND.	1544	1558	14	4.45	0.318							
		1375.8	1388.17	12.38	3.93	0.318	0.091	0.589	0.267	0.126	0.36	0.15	0.49
2	INT. PROP. 1	1780	1795	15	10.7	0.713							
		1584.79	1598.05	13.26	9.46	0.713	0.103	0.43	0.254	0.481	0.98	0.56	4.55
3	INT. PROP. 1	1827	1845	18	14.2	0.789							
		1626.41	1642.35	15.94	12.57	0.789	0.1	0.375	0.291	0.504	1.26	0.79	6.33
4	INT. PROP. 1	1884	1895	11	7.8	0.709							
		1676.86	1686.62	9.76	6.92	0.709	0.109	0.385	0.276	0.85	0.75	0.46	5.88
5	INT. PROP. 1	1930	1940	10	6.8	0.68							
		1717.88	1726.83	8.95	6.09	0.68	0.099	0.383	0.292	0.533	0.6	0.37	3.25
	All Zones	1544	1940	68	43.95	0.646							
		1375.8	1726.83	60.29	38.98	0.646	0.101	0.411	0.277	0.526	3.95	2.33	20.51

### IV. Muestras de Laboratorio

Previo a la prueba tecnológica se tomó una muestra de fluidos en donde se obtuvo un promedio de 23.5° API y 24000 ppm. El promedio de agua total producida durante año y medio previo a la BSSMA fue de 30 %.

### V. Instalación

#### A. Justificación de la prueba

Después de analizar un conjunto de pozos se seleccionaron los siguientes: Humapa 4201 de la macropera (MP) Humapa 1708, Coapechaca 550 (MP Coapechaca 215) y Tajín 182 (MP Tajín 478), debido a que cumplían aceptablemente con los criterios de selección. La tabla 5.17 muestra los criterios de selección así como el detalle de los tres pozos:

**Tabla 5.17 Selección del pozo candidato <sup>[17]</sup>.**

CONDICIÓN	HUMAPA 4201	TAJÍN 182	COAPECHACA 550
En fase de limpieza post-fractura	Si	No está en fase de limpieza pero es de interés debido a problemas de azolvamiento, primero con BH y posteriormente con BM, actualmente requiere RBM	No está en fase de limpieza pero es de interés debido a bomba azolvada y que se han realizado 2 circulaciones inversas sin éxito.
Mínimo 10 °API	30 °API promedio de MP-Humapa 1708	21.7 °API	23.5 °API
Temperatura de hasta 148 °C	75 °C	79.22 °C	78.8 °C
Operar con gas libre de la bomba hasta 30 % del volumen	No se esperan problemas	No se tienen problemas	No se tienen problemas
PH de 4.2 a 8	No se esperan problemas	8	8

Los tres pozos contaban con aparejo de bombeo mecánico, los cuales habían sido programados para reacondicionamiento por problemas de producción de arena. De los tres pozos candidatos, solo se explicará el desarrollo de la prueba en el pozo Coapechaca 550, por lo que de los pozos Humapa 4201 y Tajín 182 solo se abordarán sus resultados.

Con respecto al tamaño de partícula, se contó con la información que muestra la tabla 5.18:

**Tabla 5.18 Tamaño de sólidos de los pozos candidatos <sup>[17]</sup>.**

POZO	MALLA	TAMAÑO DE PARTÍCULA (mm)
Humapa 4201	12/20	1.259799
Tajín 182	16/30	0.95504
Coapechaca 550	16/30	0.95504

## B. Diseño

En el diseño de instalación de la BSSMA se consideraron varillas de alta resistencia debido a que por ser un pozo con problemas de producción de arena se trató de proteger la integridad de las varillas. El diseño consideró una bomba para manejo de arena tipo 25-175-RHBM-24-5-0 quedando anclada a la profundidad de 1953 m, con el arreglo de varillas mostrado en la tabla 5.19:

**Tabla 5.19** Arreglo de varillas del BM <sup>[17]</sup>.

Varillas	Cantidad	Tipo
3/4"	169	Alta resistencia
7/8"	83	Alta resistencia
Pony 7/8"X4ft	3	N/A
Pulida 1 1/2" x 26 ft	1	N/A

## VI. Operación

A continuación se mencionan las actividades realizadas durante la operación de la bomba en el pozo.

### A. Revisión de la bomba convencional

Cuando el pozo fue intervenido para instalar la bomba para manejo de arena, se recuperó la bomba convencional que en ese momento estaba instalada y fue desarmada en el taller como referencia del problema a tratar en ese pozo.

En el desmantelamiento se observó poco arenamiento y se encontraron oxidados los componentes. La evidencia fotográfica del estado de la bomba convencional se muestra en las figuras 5.10 y 5.11:



**Figuras 5.10 y 5.11** Inspección de la bomba convencional <sup>[17]</sup>.

### B. Bitácora de la prueba tecnológica

A continuación se menciona a manera de resumen las actividades realizadas durante la prueba tecnológica:

El 6 de octubre de 2014 se retiró la bomba convencional que estaba instalada en el pozo y el 10 de octubre del mismo año se instaló la bomba para manejo de arena tipo 25-175-RHBM-24-5-0, al término de la intervención se asignó un  $Q_o$  de 56 bpd,  $Q_g=0.11$  MMpcd, y 38 % de agua; una vez instalada la bomba el pozo estuvo operando

hasta el 15 de noviembre de 2014, momento en que se reporta nuevamente PH negativa. A partir de ese momento se comenzaron a realizar trabajos de circulaciones inversas como limpieza de aparejo, sin embargo todas fueron sin éxito.

Debido a que los trabajos de limpieza de aparejo fueron no exitosos, el 2 de enero de 2015 se realizó el cambio de bomba para manejo de arena, remplazándola por una bomba nueva, al término de la intervención se asignó un Qo de 45 bpd, con un Qg de 0.95 MMpcd y 10 % de agua, operando la UBM con una carrera de 144"y 3.5 epm; durante la intervención se detectó ruptura en la Tp (no se reporta la profundidad del daño), posterior a la intervención de cambio de bomba el pozo se mantuvo operando de manera continua. Las figuras 5.12 y 5.13 muestran el estado de la BSSMA una vez recuperada y las condiciones de la Tp respectivamente; es evidente el daño a la Tp causado por la producción de arena; la bomba y las varillas no presentaron daño.



**Figura 5.12** Desmontaje de la BSSMA, no se observa daño <sup>[17]</sup>.



**Figura 5.13** Inspección de la Tp <sup>[17]</sup>.

El 26 de Marzo de 2015 se da por terminada la prueba tecnológica y el pozo queda operando con BSSMA con prueba de bomba positiva.

## VII. Resultados <sup>[17]</sup>

Una vez instalada la BSSMA se realizó una medición trifásica; los resultados de la medición se muestran en la tabla 5.20; en ella se puede observar que el pozo mantuvo el corte de agua y a su vez se obtuvo una mejora en la producción de aceite de manera continua.

**Tabla 5.20** Medición con BSSMA instalada. Pozo Coapechaca 550 <sup>[17]</sup>.

Fecha	Duración (hrs)	Presión			% agua	Gasto a 24 hrs.		
		Pwh (kg/cm <sup>2</sup> )	Línea (kg/cm <sup>2</sup> )	Separador (kg/cm <sup>2</sup> )		Bruta (bpd)	Neta (bpd)	Gas (MMpcd)
14-ene-15	24	18	6	7	4	128	123	0.02

## **A. Evaluación de la prueba tecnológica** <sup>[17]</sup>

Durante la aplicación de la prueba tecnológica se evaluaron los siguientes criterios:

### ➤ **Evaluación de continuidad operativa** <sup>[17]</sup>

En relación a los días que no operó correctamente la bomba, se diagnosticó ruptura de  $T_p$  al determinarse bajos niveles dinámicos a 25 días de haberse puesto en operación y al existir comunicación entre  $T_p$ - $T_r$ ; este diagnóstico se corroboró durante la intervención con ETRP por lo que se consideró que la bomba presentó continuidad operativa del 100 %.

### ➤ **Evaluación del porcentaje de sólidos recuperados en superficie** <sup>[17]</sup>

Durante el análisis de muestras recolectadas, se observó un rango de porcentaje de sólidos de 0.0 a 1.0%; tomando como referencia el promedio de sólidos recuperados en superficie para otros pozos del área que es de 0.07%. Se puede asumir que en el rango de los porcentajes encontrados, la bomba es capaz de desplazar hasta la superficie los sólidos que contiene a nivel del fondo del pozo.

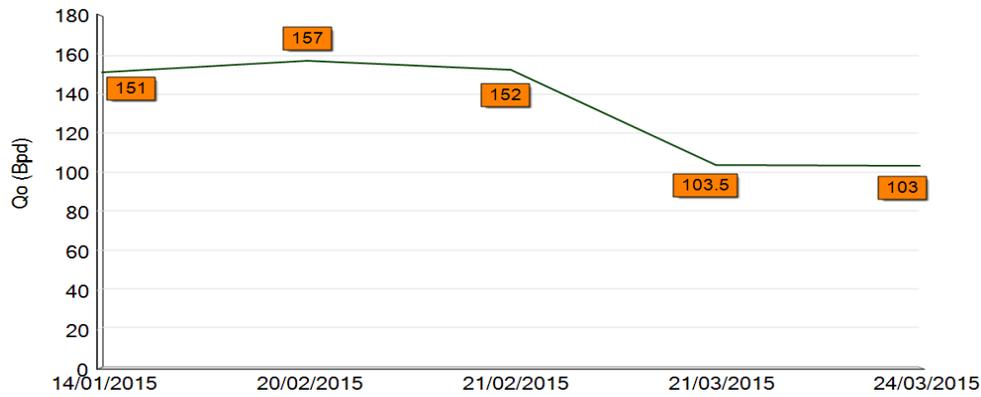
### ➤ **Evaluación de eliminación de intervenciones** <sup>[17]</sup>

La evaluación en lo que respecta a este criterio fue positiva ya que durante los paros de operación por problemas con la UBM o por falta de nivel la bomba se sometió a una mayor probabilidad de asentamiento de sólidos, sin embargo a pesar de esto no presentó ningún problema al momento de reanudar la operación en todas las ocasiones, durante este periodo no se requirieron circulaciones inversas por problemas de azolvamiento de bomba.

## **B. Seguimiento al pozo** <sup>[17]</sup>

El 1 de junio de 2015 fue la última prueba de bomba reportada posterior al período de la prueba tecnológica, dicha prueba de bomba fue positiva, para esa fecha el pozo se encontraba operando en condiciones estables con carrera de 144", 2.5 epm y levantando la prueba de producción a  $30\text{kg/cm}^2$  en 2 min.

La gráfica 5.11 muestra algunas mediciones realizadas al pozo en el periodo de enero a marzo de 2015.



**Gráfica 5.11** Comportamiento con BSSMA instalada. Pozo Coapechaca 550 <sup>[17]</sup>.

### VIII. Análisis económico

La tabla 5.21 muestra el análisis económico determinista realizado para esta tecnología, para el cual se utilizaron premisas con información actual. El detalle de este análisis se muestra en el Apéndice.

**Tabla 5.21** Variables principales del análisis económico. Pozo Coapechaca 550.

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1	0.53	55.735	1.594	2	0.594

## CAPÍTULO VI

### PROPUESTA DE MODELO DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS EN CHICONTEPEC

Cuando se tienen diversos SAP aplicables a un campo existe la incertidumbre acerca de cuál es la mejor forma de seleccionarlos para incorporar los pozos cerrados y mantenerlos operando maximizando la eficiencia de los sistemas y minimizando los costos, tal es el caso de Chicontepec en donde las operaciones de instalación y optimización de SAP es muy dinámica ya que aproximadamente el 70 % de sus pozos operan con un SAP. La incertidumbre incrementa debido a las características de esta cuenca que al tener múltiples yacimientos sus condiciones varían y por lo tanto la selección del sistema adecuado se hace más compleja.

La selección del sistema artificial adecuado depende principalmente de 2 factores:

- Factores técnicos
- Factores económicos.

Factores técnicos:

- **Características del pozo:** Se debe considerar la trayectoria, ángulo de inclinación, profundidad, diámetro, terminación,  $P_{wf}$ , entre otros.
- **Fluidos a producir:** Producción esperada, temperatura, propiedades de los fluidos, problemas de producción de sólidos, parafinas, asfaltenos, hidratos, etc.
- **Condiciones superficiales:** Espacio disponible en superficie, urbanización, instalaciones para manejo de la producción, etc.

Factores económicos:

- **Estudio económico:** Se debe realizar una comparación de todos los sistemas artificiales candidatos a instalarse, esta involucra el análisis de Inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada así como el tiempo de intervención al pozo lo que genera producción diferida.

- **Estudio de análisis de riesgo:** Se debe evaluar la estadística de fallas de cada sistema posible a instalarse así como el riesgo que conlleva su intervención.

Sin embargo en un yacimiento no convencional como lo es Chicontepec la predicción del comportamiento del pozo una vez instalado el SAP muchas veces no es certera ya que como se mencionó a lo largo de este trabajo, Chicontepec al ser altamente heterogéneo las condiciones simuladas no son precisamente las reales lo que conlleva a incrementar el grado de incertidumbre respecto al comportamiento del pozo.

Por lo tanto, una vez que se han estudiado las bases de los diferentes sistemas artificiales de producción existentes así como otras propuestas tecnológicas, es necesario incorporar estas tecnologías a las diferentes posibilidades de solución para mantener los pozos operando, por lo que en este capítulo se propone una metodología basada en el desarrollo de una correlación que permita predecir el comportamiento del pozo con base en el  $Q_o$  incremental esperado posterior a la instalación de un SAP, dicha metodología está basada en estadística del comportamiento que se ha obtenido con base a experiencias y está en función de otras variables conocidas para cada pozo.

Para el desarrollo de esta metodología se tomaron en cuenta los siguientes puntos:

- **Naturaleza del yacimiento:** Propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, saturación de agua.
- **Fluidos producidos:** Gravedad específica de los fluidos producidos, problemas de producción de arena, presencia de parafinas, asfaltenos, RGA, bajos gastos de producción, etc.
- **Condiciones del pozo:** Profundidad total, tipo de terminación, trayectoria, Pwh, Pwf, gradiente de presión a lo largo de la trayectoria del pozo, etc.

Una vez pre-seleccionado el SAE se tendrá que realizar el diseño con software especializado dependiendo del sistema, así como el correspondiente análisis económico, lo cual confirmará o descartará la instalación del SAP preseleccionado.

## 6.1 Metodología de selección

El modelo de selección propuesto está basado en el método de regresión lineal múltiple, partiendo de una serie de datos conocidos por los Ingenieros de producción y operación de pozos.

La metodología a seguir se resume a continuación:

1. Seleccionar una serie de pozos operando sin SAP y estimar su  $Q_o$  en función de otras variables preponderantes correspondientes al tipo de yacimiento, fluidos producidos y condiciones de operación, es decir:  $\Phi$ ,  $K$ ,  $Q_o$ , % de agua, RGA, API,  $\mu_o$ ,  $\rho_o$ ,  $P_{wh}$ ,  $P_{wf}$ ,  $T$ , etc.
2. Obtener el cambio de los valores de dichas variables una vez que se ha instalado el SAP; estos datos son obtenidos con base a experiencias de pozos en Chicontepec.
3. Una vez que se conoce el cambio de los valores de las variables cuando ha sido instalado el SAP se procede a evaluar las características empleando los métodos de criterios de selección (matriz, correlación). El método de correlación se basa en el proceso de regresión lineal en donde los coeficientes de la correlación son los coeficientes que se obtienen al hacer la regresión.
4. Con la correlación obtenida se deberán hacer análisis de sensibilidad modificando diversas variables con el objetivo de determinar que tanto influyen éstas en los parámetros de interés, por ejemplo en el  $Q_o$ ,  $P_{wf}$ , etc.
5. Comparar los diferentes  $Q_o$ ,  $P_{wf}$ , etc. obtenidos y con ello en un futuro cuando se tenga mayor número de casos de aplicación se podrían establecer premisas para cada tecnología, es decir, se deberá conocer cuál es la variable que más le afecta y en qué proporción deberá cambiar para que con ello se tenga un incremento de  $Q_o$  mínimo necesario y así la tecnología sea rentable (proceso inverso).
6. Es importante mencionar que el  $Q_o$  incremental necesario será aquel que permita pagar los costos que involucra la tecnología en el menor tiempo posible.

La figura 6.1 muestra el diagrama de flujo que representa la metodología antes descrita.

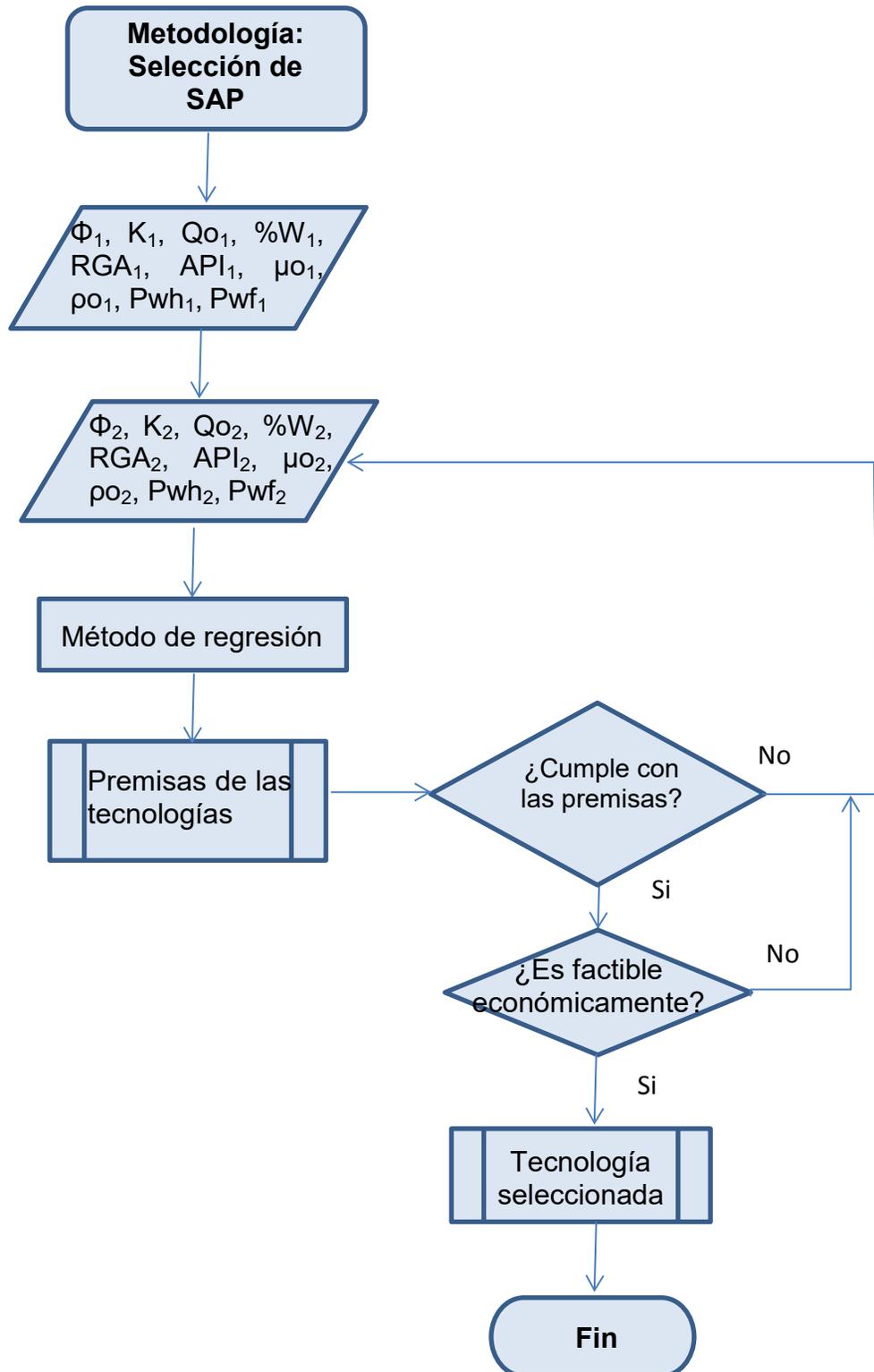


Figura 6.1 Diagrama de flujo de la metodología de selección.

## **6.2 Modelo de regresión lineal**

En este modelo se propone una ecuación para predecir el comportamiento de los pozos en función de las diferentes tecnologías previamente evaluadas, para un amplio rango de temperaturas,  $P_{wh}$ ,  $P_{wf}$ , gradientes de presión, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos y qué tanto repercuten en el  $Q_o$ . Al desarrollar las ecuaciones se analizaron datos reales de campo de 38 pozos y se encontró una correlación de estos datos en función del  $Q_o$  incremental, dicha correlación varía para cada aplicación tecnológica.

En este modelo se requiere únicamente información disponible del pozo así como datos de campo generalmente conocidos por el Ingeniero de productividad y operación de pozos, con los cuales se va a predecir la curva completa de puntos incipientes para cualquier valor de gradiente de presión. La obtención de este modelo se realizó a través de una metodología basada en un análisis de regresión múltiple lineal modificado, dicha correlación permitirá estimar el comportamiento de los pozos para determinada tecnología. Las expresiones desarrolladas son simples y pueden ser utilizadas para proporcionar predicciones aceptables incluso en situaciones en las que la información de los pozos sea escasa.

### **6.2.1 Información disponible y desarrollo del modelo**

Debido a que se tienen más casos de aplicación de la tecnología “BSSMA” y en consecuencia más datos reales, se describirá lo realizado para esta tecnología; sin embargo la metodología a seguir es la misma para todos los casos.

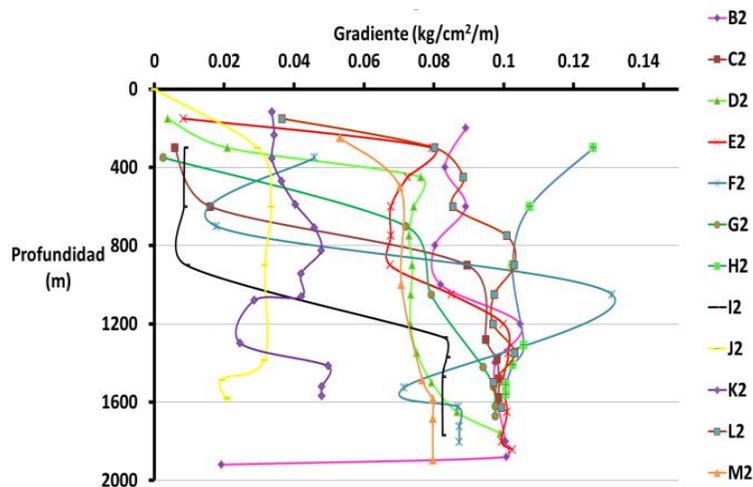
La Tabla 6.1 muestra datos reales de  $Q_o$ ,  $P_{wh}$ , % de agua, RGA, gravedad específica del aceite, propiedades petrofísicas, gradiente de presión y temperatura de 12 pozos. Esto datos fueron obtenidos de pozos del yacimiento no convencional Chicontepec.

**Tabla 6.1** Datos reales de 12 pozos de Chicontepec. Tecnología BSSMA <sup>[8]</sup>.

Pozo	Qo (bpd)	Pwh (kg/cm <sup>2</sup> )	AGUA (%)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	°API	Av Phi	Av Sw	Av K	Gradiente (Kg/cm <sup>2</sup> /m)	Temp (°C)
A	8	5	0	223	29	0.068	0.779	0.042	0.0192	77.5
B	0	6	29	469	14	0.117	0.421	13.673	0.0797	76.3
C	9	6	10	214	15	0.071	0.699	0.065	0.099	77.24
D	8	6	12	305	27	0.074	0.776	0.099	0.1025	78.47
E	11	7	55	150	27	0.089	0.498	0.635	0.0873	75.44
F	11	8	90	73	27	0.11	0.405	2.409	0.0976	77.69
G	13	6	20	749	25	0.104	0.516	1.718	0.0936	79.43
H	13	5	29	189	23	0.089	0.394	0.0825	0.0825	75.61
I	8	3	23	205	24	0.082	0.774	3.913	0.0986	73.39
J	7	7	50	316	29	0.105	0.488	1.539	0.0208	76.9
K	9	5	20	230	15	0.088	0.532	0.279	0.0479	76.63
L	13	8	0	442	16	0.077	0.59	0.239	0.0993	78.842

Cuando se realiza un diseño de SAP estas variables son las principales a considerarse para seleccionar el sistema adecuado, ya que proporcionan información específica del yacimiento, los fluidos producidos y condiciones de pozo. Debido a que el requerimiento de un SAP está fuertemente influenciado por la Pwh, Pwf y por consiguiente por los gradientes de presión, estas variables se consideran preponderantes para la selección de determinado sistema.

La gráfica 6.1 muestra los diferentes valores del gradiente de presión para los 12 pozos mostrados en la Tabla 6.1. A partir de estos datos, se desarrolló el análisis de regresión lineal múltiple.



**Gráfica 6.1** Gradienates de presión de 12 pozos de Chicontepec.

Después de probar diversas formas funcionales, se encontró que si al graficar  $\ln(z)$  vs  $\ln(P)$  como se observa en la figura 6.2 se forma un conjunto de líneas rectas cuya fórmula general es:

$$\ln(P) = f(c) + b \ln(z) \tag{6.1}$$

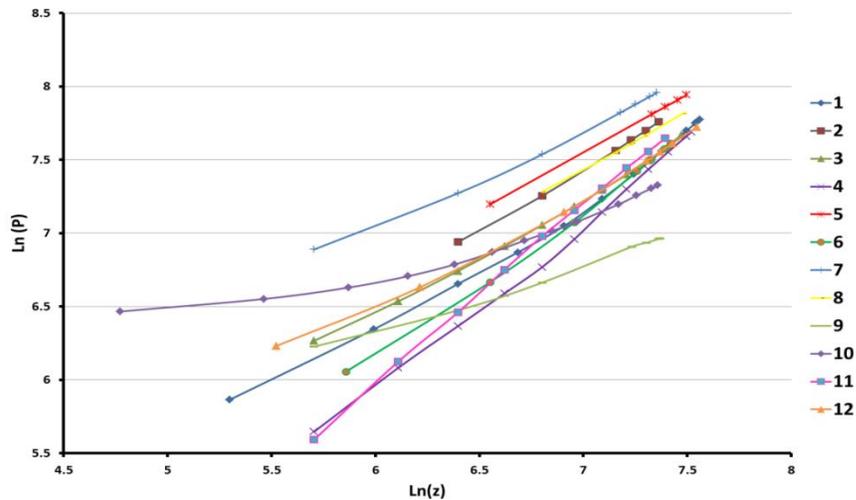
Donde:

$b = Pendiente.$

$f(c) = Es un intercepto particular que está en función de las propiedades petrofísicas, de los fluidos así como de las condiciones del pozo.$

$P = Presión.$

$z = Profundidad.$



**Gráfica 6.2** Relaciones  $\ln(z)$  vs  $\ln(P)$ . Tecnología BSSMA.

Posteriormente se realizaron los cálculos para encontrar el valor de los coeficientes intermedios  $B$  como  $f(C)$  para cada pozo, estos se obtuvieron mediante el método de regresión por mínimos cuadrados modificados propuesto por el Dr. Ramírez Jaramillo, et al. (2009). Los cálculos se muestran a continuación:

$$\frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} \ln Z_i^{(k)} * \ln P_i^{(k)} \tag{6.2}$$

$$\frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} \ln Z_i^{(k)} \tag{6.3}$$

$$\frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} \ln P_i^{(k)} \tag{6.4}$$

$$\frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} \left( \ln Z_i^{(k)} \right)^2 \tag{6.5}$$

$$\left( \sum_{i=1}^{N_k} \ln Z_i^{(k)} \right)^2 \tag{6.6}$$

$$b = \frac{(ec. 6.2 - (ec.6.3 * ec. 6.4))}{(ec. 6.5 - ec. 6.6)} \tag{6.7}$$

$$B = \frac{\sum_{k=1}^w b^k}{w} \tag{6.8}$$

$$f(c) = ec. 6.4 - (ec. 6.8 * ec. 6.3) \tag{6.9}$$

Donde:

$Z$  = Profundidad (m).

$P$  = Presión (psia)

$N_k$  = Número de parámetros a considerar en cada pozo.

$B$  = Pendiente intermedia para obtener los coeficientes de la ecuación.

$f(c)$  = Coeficientes intermedios.

$w$  = Número de pozos.

Los coeficientes  $f(c)$  intermedios calculados se muestran en la siguiente tabla;

**Tabla 6.2** Coeficientes  $f(c)$  intermedios. Tecnología BSSMA.

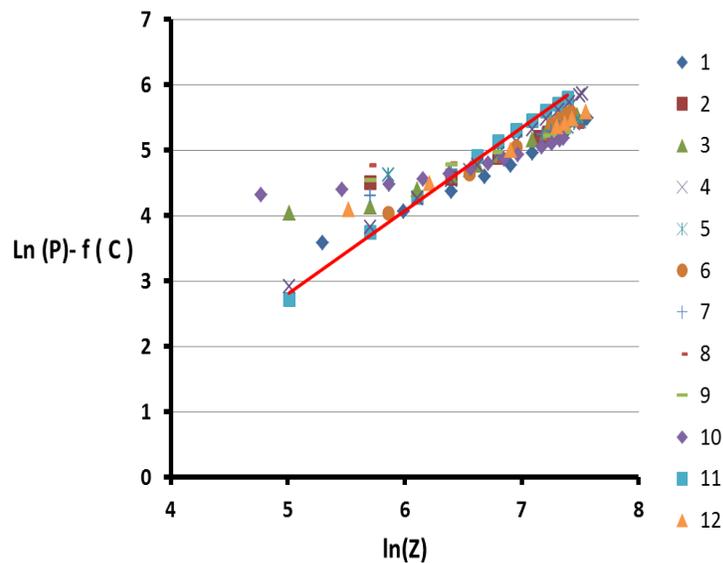
Coeficientes:	f1	f2	f3	f4	f5	f6	f7	f8	f9	f10	f11	f12
	2.2805	2.3688	2.1359	1.8233	2.5010	2.0247	2.5866	2.4547	1.6899	2.1505	1.8528	2.1424

Una vez calculados los coeficientes intermedios  $f(c)$  se observó que si se grafican los valores de  $\ln(z)$  respecto de  $\ln(P) - f(c)$  para cada pozo como se observa en la gráfica 6.3; se muestra que los datos de los 12 pozos presentan un comportamiento funcional lineal definido. Por lo tanto se puede resolver la ecuación 6.1 para  $P(z)$  con la cual se obtiene:

$$P = z^m * \exp(f(c) + b) \tag{6.10}$$

Donde:

$m =$  Ordenada al origen.



**Gráfica 6.3.** Linealización de los 12 pozos como una función de la presión.

Ya que  $b$  es constante se podría correlacionar a  $f(c)$  con las variables de cada pozo mediante el siguiente vector composición:

$$C = (Q_o, P_{wh}, \% w, RGA, \text{°API}, \Phi, S_w, K, \Delta P, T, z, P_{wf}) \tag{6.11}$$

Donde dicho vector está en función de la información petrofísica, propiedades de los fluidos y condiciones de cada pozo.

Posteriormente se realizaron los cálculos para obtener el valor de los coeficientes  $f(c)$  reales, que como se mencionó estarán en función de los parámetros petrofísicos,

propiedades de los fluidos y características del pozo. A continuación se indican los cálculos realizados:

La matriz original es aquella que indica los datos reales y el Qo incremental esperado de cada pozo, de la cual se calcula la matriz inversa como se observa en las tablas 6.3 a-c.

**Tablas 6.3 a-c. Cálculo de matrices. Tecnología BSSMA.**

POZO	Qo (bpd)	Pwh (kg/cm <sup>2</sup> )	AGUA (%)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	*API	Av Phi	Av Sw	Av K	Gradiente (Kg/cm <sup>2</sup> /m)	Temp (°C)	z	Pwf
A	8	5	0	223	29	0.068	0.779	0.042	0.0192	77.5	2378.87	1920.00
B	0	6	29	469	14	0.117	0.421	13.673	0.0797	76.3	2341.92	1576.50
C	9	6	10	214	15	0.071	0.699	0.065	0.099	77.24	2141.08	1759.00
D	8	6	12	305	27	0.074	0.776	0.099	0.1025	78.47	2182.71	1842.00
E	11	7	55	150	27	0.089	0.498	0.635	0.0873	75.44	2813.21	1802.50
F	11	8	90	73	27	0.11	0.405	2.409	0.0976	77.69	2021.64	1671.00
G	13	6	20	749	25	0.104	0.516	1.718	0.0936	79.43	2856.35	1561.50
H	13	5	29	189	23	0.089	0.394	0.0825	0.0825	75.61	2477.98	1770.00
I	8	3	23	205	24	0.082	0.774	3.913	0.0986	73.39	1054.58	1576.50
J	7	7	50	316	29	0.105	0.488	1.539	0.0208	76.9	1520.10	1567.00
K	9	5	20	230	15	0.088	0.532	0.279	0.0479	76.63	2093.53	1626.00
L	13	8	0	442	16	0.077	0.59	0.239	0.0993	78.842	2261.64	1895.00

M <sup>-1</sup> =	0.500	-0.013	-0.701	0.444	-0.949	0.969	0.139	-0.132	-0.216	-0.734	0.488	0.147
	1.683	0.081	-3.020	2.688	-3.852	3.799	0.315	-0.635	-1.264	-2.754	2.219	0.489
	-0.247	-0.014	0.509	-0.443	0.594	-0.564	-0.043	0.072	0.182	0.438	-0.379	-0.067
	-0.026	-0.001	0.048	-0.042	0.060	-0.059	-0.004	0.007	0.018	0.045	-0.037	-0.005
	0.233	0.010	-0.273	0.307	-0.519	0.455	0.062	0.018	-0.160	-0.290	0.135	-0.009
	308.288	14.790	-979.851	754.249	-779.199	818.742	32.937	-202.038	-233.759	-699.932	753.430	159.264
	15.391	0.086	-42.921	31.622	-32.698	37.091	2.406	-13.313	-8.900	-32.653	34.137	7.399
	0.180	0.052	0.573	-0.475	-0.081	0.010	0.087	0.146	0.039	0.121	-0.545	-0.101
	6.718	1.460	-36.035	43.828	-40.725	37.874	1.759	-0.676	-12.504	-32.028	24.870	2.894
	-0.262	-0.011	1.345	-0.908	0.634	-0.800	0.023	0.338	0.186	0.803	-0.991	-0.293
	0.003	0.000	-0.004	0.004	-0.005	0.005	0.001	-0.001	-0.002	-0.005	0.004	0.000
	-0.016	-0.001	0.013	-0.017	0.037	-0.033	-0.006	0.001	0.011	0.021	-0.011	0.002

Verificación de cálculos:

M*M <sup>-1</sup> =	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000

Posteriormente se realizó el cálculo de los coeficientes reales  $f(c)$  al multiplicar la matriz inversa por el vector de coeficientes como se muestra a continuación:

**Tablas 6.4. Cálculo de los coeficientes reales  $f(c)$ . Tecnología BSSMA.**

$M^{-1} =$	0.500	-0.013	-0.701	0.444	-0.949	0.969	0.139	-0.132	-0.216	-0.734	0.488	0.147	$f(c)$	2.2805
	1.683	0.081	-3.020	2.688	-3.852	3.799	0.315	-0.635	-1.264	-2.754	2.219	0.489	2.3688	
	-0.247	-0.014	0.509	-0.443	0.594	-0.564	-0.043	0.072	0.182	0.438	-0.379	-0.067	2.1359	
	-0.026	-0.001	0.048	-0.042	0.060	-0.059	-0.004	0.007	0.018	0.045	-0.037	-0.005	1.8233	
	0.233	0.010	-0.273	0.307	-0.519	0.455	0.062	0.018	-0.160	-0.290	0.135	-0.009	2.5010	
	308.288	14.790	-979.851	754.249	-779.199	818.742	32.937	-202.038	-233.759	-699.932	753.430	159.264	2.0247	
	15.391	0.086	-42.921	31.622	-32.698	37.091	2.406	-13.313	-8.900	-32.653	34.137	7.399	2.5866	
	0.180	0.052	0.573	-0.475	-0.081	0.010	0.087	0.146	0.039	0.121	-0.545	-0.101	2.4547	
	6.718	1.460	-36.035	43.828	-40.725	37.874	1.759	-0.676	-12.504	-32.028	24.870	2.894	1.6899	
	-0.262	-0.011	1.345	-0.908	0.634	-0.800	0.023	0.338	0.186	0.803	-0.991	-0.293	2.1505	
	0.003	0.000	-0.004	0.004	-0.005	0.005	0.001	-0.001	-0.002	-0.005	0.004	0.000	1.8528	
	-0.016	-0.001	0.013	-0.017	0.037	-0.033	-0.006	0.001	0.011	0.021	-0.011	0.002	2.1424	

Finalmente se resuelve la ecuación 6.12 propuesta con los valores de  $m$  y  $b$  encontrados inicialmente, mismos que son iguales para todos los pozos a evaluar

Por lo tanto se obtiene la siguiente expresión:

$$f(i) = f_1 * Qo_i + f_2 * Pwh_i + f_3 * \%w_i + f_4 * RGA_i + f_5 * \text{°}API_i + f_6 * \Phi_i + f_7 * Sw_i + f_8 * K_i + f_9 * \Delta P_i + f_{10} * T_i + f_{11} * z_i + f_{12} * Pwf_i \quad (6.12)$$

Donde:  $i = 1 \dots n$

La ecuación anterior describe la dependencia de la composición de  $f(c)$  con los parámetros del yacimiento-pozo para la selección de una tecnología.

Finalmente se tienen todos los parámetros para resolver las ecuaciones y a partir de estas y de los valores medidos se pueden calcular los valores estimados para cada pozo.

### 6.3 Resultados obtenidos

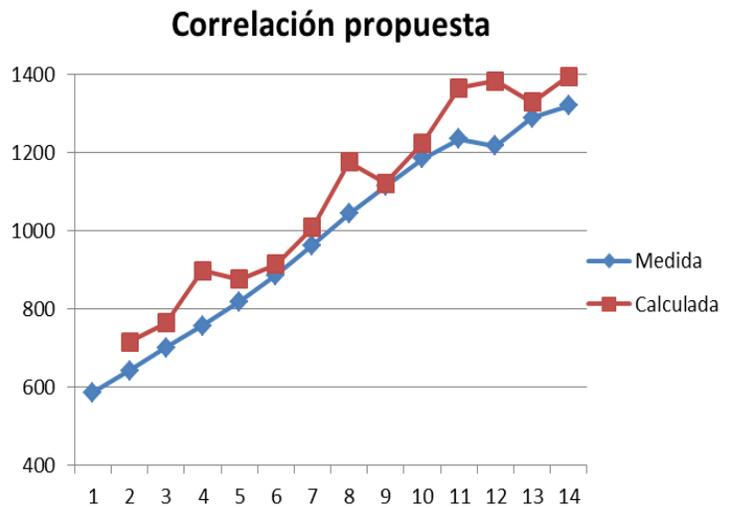
La tabla 6.1 muestra la información de los pozos analizados para la tecnología BSSMA. Dichos valores fueron utilizados para correlacionar los parámetros de  $f(c)$ .

La tabla 6.5 muestra los valores finales de los coeficientes de la ecuación 6.10 junto con el valor global de la pendiente  $b$ .

La gráfica 6.4 compara los valores medidos junto con los valores calculados mediante la ecuación propuesta, utilizando los parámetros de la correlación de la tabla 6.5, mostrando buena concordancia.

**Tabla 6.5** Pendiente universal y coeficientes reales

<b>Coefficientes <math>f(c)</math></b>	
$b=3.6534$	
<b>f1</b>	-0.675666835
<b>f2</b>	-3.101061034
<b>f3</b>	0.494157952
<b>f4</b>	0.048725947
<b>f5</b>	-0.300936438
<b>f6</b>	-844.439378
<b>f7</b>	-38.00972487
<b>f8</b>	0.393724282
<b>f9</b>	-38.28251637
<b>f10</b>	1.028439788
<b>f11</b>	-0.004222124
<b>f12</b>	0.020386545



**Gráfica 6.4.** Correlación para los 12 pozos como una función de la presión.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron diferentes yacimientos no convencionales a nivel mundial cuyas características son similares a las que se observan en el yacimiento no convencional Chicontepec, como son baja porosidad, baja permeabilidad, diversos rangos de producción de aceite, etc. Se abordaron los temas de sistemas artificiales de producción convencionales así como las desventajas que estos presentan al aplicarse de manera tradicional en los yacimientos no convencionales; posteriormente se mencionaron las características de Chicontepec, las estrategias de desarrollo aplicadas a lo largo de su historia y como parte medular se realizó un análisis de la documentación de las tecnologías en SAP que han sido implementadas en dicho yacimiento, puesto que su explotación depende en gran medida de la innovación tecnológica. Debido a lo anterior, a continuación se mencionan algunas conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo:

- Chicontepec, al ser un yacimiento no convencional, los niveles de producción que presenta son bajos en comparación a los que ofrece la explotación de un yacimiento convencional; sin embargo a pesar de esto, tiene grandes reservas petroleras a ser explotadas.
- Este yacimiento depende fuertemente de la toma de información desde el subsuelo, pozo, fluidos e instalaciones superficiales ya que de esta información dependen las estrategias de explotación adecuadas para cada área.
- Los sistemas artificiales de producción juegan un papel muy importante en el desarrollo de este yacimiento, ya que el 70 % de los pozos tiene instalado un sistema artificial y solo el 30% fluye con energía propia.
- La implementación de diversas tecnologías es altamente recomendable ya que las metas de producción son cada vez mayores y las prácticas comunes se ven rebasadas por la operación; adicionalmente la aplicación de SAP convencionales presenta algunas deficiencias en este tipo de yacimientos.

- Por lo anterior, en Chicontepec se han probado diversas tecnologías incluso que no han sido aplicadas en otros yacimientos de México, lo cual hace que se tengan lecciones aprendidas y mejores prácticas que logran un avance tecnológico en las estrategias de explotación de un yacimiento no convencional, colocándolo a nivel mundial como ejemplo de un yacimiento con grandes retos de explotación, en el cual a pesar de su complejidad la implementación de nuevas tecnologías fue un factor importante para alcanzar un nivel de producción histórico en el año 2013.
- Sin embargo, a pesar de los avances en las estrategias de desarrollo de Chicontepec, aún se tiene la necesidad de mejorar en el ámbito del conocimiento del subsuelo como de aplicaciones tecnológicas, factores que generan incertidumbre en los pronósticos de producción, motivo por el cual es necesario masificar adecuadamente las tecnologías probadas, así como continuar con la implementación de nuevas aplicaciones tecnológicas mejorando así su plan de desarrollo y obteniendo beneficios económicos derivados de una correcta explotación.

A continuación se presentan las principales conclusiones de las tecnologías analizadas en este trabajo.

#### **Bombeo mecánico con tubería flexible (BMTF)**

- Este sistema es recomendable en pozos donde el BM es la mejor opción de SAP a instalar, pero que presentan problema de fluido viscoso y requieren constantemente la aplicación de un tratamiento químico.
- Su aplicación en pozos de Chicontepec que en su mayoría son desviados, trae la ventaja de erradicar el desgaste de la TP como consecuencia del roce de esta con la sarta de varillas de succión.

- La aplicación de este sistema solo se recomienda cuando se tengan dos pozos candidatos para instalar simultáneamente, puesto que el considerar su instalación en un solo pozo incrementará los gastos de producción en este.
- Esta aplicación tecnológica tiene beneficios en logística ya que es posible transportar las dos unidades superficiales en un solo camión, situación que en el transporte de las UBM convencionales se realiza generalmente en dos camiones de carga, reduciendo con ello los costos.
- Económicamente es viable su instalación a pesar del cambio en las premisas económicas, ya que los  $Q_o$  que se obtienen de su aplicación solventan los gastos de producción que esta tecnología genera.

#### **Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas (SHBCP)**

- Este sistema permite la operación de pozos con problema de producción de sólidos, así como aceite viscoso.
- Una de las principales ventajas que ofrece es la eliminación del daño a la TP y fallas del sistema por desgaste de varillas en pozos desviados y horizontales.
- Con la adecuada selección y operación del pozo ofrece alta eficiencia volumétrica, bajo consumo de energía y minimiza el problema de fugas en superficie que generalmente se tiene en otros sistemas.
- Económicamente requiere costos de inversión y mantenimiento mayores a los que se tiene en cualquier otro SAP y es altamente susceptible al cambio en los escenarios económicos, corriendo el riesgo de dejar de ser factible, por lo que es recomendable en pozos con grandes gastos de producción para asegurar condiciones de operación óptimas, así como para solventar los gastos de operación.

**Bombeo neumático con tubería flexible (BNTF)**

- Este sistema ofrece una opción de explotación por medio de BN en pozos esbeltos.
- Es aplicable en pozos que no tengan red de BN.
- Es un sistema que genera menores costos en comparación con el BN convencional ya que no requiere ETRP.
- Su instalación se realiza en menor tiempo que el que requiere el BN convencional.
- Económicamente es viable su instalación a pesar del cambio en las premisas económicas, ya que los Qo que se obtienen de su aplicación solventan los gastos de producción que esta tecnología genera.

**Bombeo mecánico no convencional (BMNC)**

- Esta tecnología ofrece una opción de producir pozos marginales en los cuales su rentabilidad es muy sensible a los costos de producción y al precio del petróleo.
- Recomendable únicamente para pozos de baja producción (marginales) puesto que para pozos con mayores Qo se debe de pensar en otro SAP.
- Es altamente atractivo para Chicontepec ya que ahí se tiene un gran número de pozos de baja productividad, que al no haber otra opción que sea económicamente atractiva se mantienen cerrados, representando en suma una producción diferida considerable.
- Sistema recomendable para realizar programas de incorporación de pozos cerrados.

- Requiere baja inversión inicial ya que no se utiliza ETRP para su instalación.
- El análisis económico realizado indica que esta tecnología es altamente susceptible al cambio de las premisas económicas, corriendo el riesgo de dejar de ser viable su implementación, por ejemplo el análisis indica que en este momento no se recomienda su instalación ya que se tiene un VPN negativo.

### **Estrangulador de fondo con efecto Venturi (EDFEV)**

Este sistema ofrece la administración de la presión del yacimiento, propiciando condiciones de flujo estables.

- Se recomienda su instalación al inicio de la explotación de los pozos para lograr una adecuada administración de la energía del yacimiento lo cual incrementa su vida fluyente.
- Este sistema es fuertemente recomendable en pozos que presenten alta producción de agua o con una fuerte declinación de producción.
- Una vez instalado en el pozo seleccionado correctamente, extiende la vida fluyente de este ya que mantiene por más tiempo la  $P_{wf}$  por encima de la  $P_b$ .
- Su instalación es recomendable desde el punto de vista económico, debido a su baja inversión, bajos costos de operación y a la estabilidad que ofrece en el comportamiento del pozo, sin embargo se debe considerar el cambio en las premisas económicas.

### **Bomba sub-superficial para manejo de arena (BSSMA)**

- Esta bomba es altamente recomendable en la operación de pozos con problema de producción de sólidos (arena) ya sea de fractura o de la formación.

- La ventaja que ofrece al manejar sólidos reduce considerablemente los gastos de reacondicionamiento de BM por daño del equipo sub superficial.
- Es recomendable en pozos con alto índice de fallas/intervenciones, como consecuencia de desgaste por producción de sólidos.
- Para su instalación es necesario conocer la viscosidad de los fluidos producidos, realizar estudios de granulometría y cantidad de arena por unidad de volumen.
- Económicamente es viable su aplicación a pesar de los cambios en las premisas económicas, ya que al mantener el pozo en operación es posible solventar los gastos de producción que genera.

### **Conclusiones respecto a la propuesta del modelo de selección de tecnologías para Chicontepec**

A continuación se mencionan algunas conclusiones de la metodología planteada:

- Sí es posible determinar un modelo estadístico como es el uso de la ecuación propuesta, con el cual se puede encontrar una correlación que prediga en función de los parámetros del yacimiento y pozo el comportamiento de este tras la instalación de un SAP.
- Se estableció una metodología que se puede aplicar como herramienta de toma de decisión para pozos cuyo comportamiento no precisamente responde conforme a lo esperado en una aplicación de SAP convencional; es decir, se planteó un modelo estadístico de predicción basado en una correlación que requiere información propia del pozo.
- El desarrollo de esta metodología se propuso como una manera alterna de tomar una decisión, ya que cuando se tiene una serie de parámetros conocidos del pozo y si se conoce que variables se van a modificar al implementar una tecnología, al ingresar ese nuevo valor a la correlación se puede predecir de una manera aceptable por ejemplo el incremento que se tendrá en el  $Q_o$ , y con eso se puede decidir respecto a su instalación; para lograr esto es necesario

conocer cuáles son los parámetros principales que se verán afectados por la instalación de determinada tecnología. Esta metodología recientemente ha sido implementada en otros trabajos como por ejemplo envolvente de asfaltenos.

### **Trabajo a futuro**

El siguiente paso como punto de mejora para esta metodología es optimizar las ecuaciones planteadas incluyendo técnicas como por ejemplo mínimos cuadrados, regresión no lineal, etc. que permitan un mejor ajuste con los datos medidos.

---

## NOMENCLATURA

- AF.** Campo Agua Fría.
- AIATG.** Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.
- APATG.** Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.
- API.** American Petroleum Institute.
- ASF.** Aparejo Sencillo Fluyente
- BCP.** Bombeo de Cavidades Progresivas.
- BEC.** Bombeo Electro Centrífugo.
- BH.** Bombeo Hidráulico.
- BM.** Bombeo Mecánico.
- BMNC.** Bombeo mecánico no convencional.
- BMTF.** Bombeo Mecánico con Tubería Flexible.
- BN.** Bombeo Neumático.
- BNC.** Bombeo Neumático Continuo.
- BNI.** Bombeo Neumático Intermitente.
- BNTF.** Bombeo Neumático con Tubería Flexible.
- B<sub>o</sub>.** Factor de volumen del aceite ( $m^3/m^3$ ).
- B<sub>oi</sub>** Factor de volumen del aceite inicial ( $m^3/m^3$ ).
- Bpd.** Barriles por día.
- BSSMA.** Bomba sub-superficial para manejo de arena.
- CBCP.** Conversión a Bombeo de Cavidades Progresivas.
- CBEC.** Conversión a Bombeo Electro Centrífugo.
- CBH.** Conversión a Bombeo Hidráulico.
- CBM.** Conversión a Bombeo Mecánico.
- CBN.** Conversión a Bombeo Neumático.
- CIEPS.** Contratos Integrales de Exploración y Producción.
- cP.** Centi Poise.
- CPM.** Cargas Por Metro.
- EDFEV.** Estrangulador de fondo con efecto Venturi.
- epm.** Emboladas por minuto.
- ETRP.** Equipo de Terminación y Reparación de Pozos.
- EV.** Émbolo Viajero.
- Fr.** Factor de recuperación (%).

**HC.** Hidrocarburos

**K.** Permeabilidad (mD).

**Krg.** Permeabilidad relativa al gas (adim.).

**Kro.** Permeabilidad relativa al aceite (adim.).

**Ldd.** Línea de descarga.

**LP.** Licuado de Petróleo.

**mD.** mili Darcy.

**MD.** metros desarrollados.

**MP.** Macropera.

**MSP.** Módulo de Separación Portátil.

**Np.** Producción acumulada a condiciones estándar (Mbls).

**Pb.** Presión de burbuja ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ).

**PH.** Prueba de Hermeticidad.

**Ph.** Característica ácida-base-neutra de una solución acuosa.

**PPN.** Prueba de producción negativa.

**PVT.** Análisis presión, volumen, temperatura.

**Pwh.** Presión en cabeza de pozo ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ).

**Pwf.** Presión de fondo fluyente ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ).

**Q<sub>g</sub>.** Gasto de gas (MMpcd).

**Q<sub>l</sub>.** Gasto de líquido (bpd).

**Q<sub>o</sub>.** Gasto de aceite (bpd).

**Q<sub>w</sub>.** Gasto de agua (bpd).

**RBM.** Reacondicionamiento de bombeo mecánico.

**RGL.** Relación Gas Líquido ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).

**RMA.** Reparación Mayor.

**RME.** Reparación Menor.

**RPFF.** Registro de Presión de Fondo Fluyendo.

**rpm.** Revoluciones por minuto.

**R<sub>s</sub>.** Relación de solubilidad ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).

**R<sub>si</sub>.** Relación de solubilidad inicial ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).

**SAP.** Sistemas Artificiales de Producción.

**SHBCP.** Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas

**TDH.** Levantamiento total generado por la bomba.

**TF.** Tubería Flexible.

**Tp.** Tubería de producción.

**Tr.** Tubería de revestimiento.  
**TVD.** Profundidad total vertical (m).  
**UBM.** Unidad de Bombeo Mecánico.  
**ULA.** Unidad de Línea de Acero.

$\gamma_g$  Densidad Relativa del gas (adim.).  
 $k_o$  Permeabilidad efectiva al aceite (mD).  
 $\mu_o$  Viscosidad del aceite (cp).  
 $\rho_o$  Densidad del aceite (gr/cm<sup>3</sup>).  
 $S_{or}$  Saturación de aceite residual (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.).  
 $\Delta P$  Diferencial de presión (kg/cm<sup>2</sup>).

## APÉNDICE

A continuación se presenta la evaluación económica de cada tecnología analizada en este trabajo, cada evaluación se realizó para un periodo de un año bajo dos diferentes escenarios:

El primero contempla las condiciones técnicas y factores económicos vigentes en la fecha en que fueron aplicadas cada una de ellas.

El segundo escenario contempla las condiciones técnicas del tiempo en el que se realizó la prueba pero se tomaron los factores económicos correspondientes a mayo de 2016; esto con el objetivo de conocer el análisis económico propio de la fecha de aplicación y por otro lado analizar estas tecnologías en la situación actual para determinar si en estos momentos sería factible su aplicación. Se tomó el precio del petróleo, precio del gas y la paridad peso/dl promedio del mes correspondiente a la fecha en que se implementó la tecnología y a mayo de 2016, el costo de producción y de operación se tomaron con base a las premisas de enero 1016.

Con el fin de eficientar el proceso de cálculo se realizó un programa de cómputo con Visual Basic en Visual Studio, la portada del programa se muestra en la tabla A1.

**Tabla A1. Portada del programa de cómputo.**

Exponencial

Pronóstico de producción Exponencial

Qoi  bpd

Dec  Fracc.

RGAi  m3/m3

Nombre del Pozo

Meses	Aceite (bpd)	Gas (MMpcd)
0	<input type="text"/>	<input type="text"/>
1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
2	<input type="text"/>	<input type="text"/>
3	<input type="text"/>	<input type="text"/>
4	<input type="text"/>	<input type="text"/>
5	<input type="text"/>	<input type="text"/>
6	<input type="text"/>	<input type="text"/>
7	<input type="text"/>	<input type="text"/>
8	<input type="text"/>	<input type="text"/>
9	<input type="text"/>	<input type="text"/>
10	<input type="text"/>	<input type="text"/>
11	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
 CASOS DE APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES  
 PARA UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL  
 DIANA MENDOZA BARBOSA

### Bombeo mecánico con tubería flexible (BMTF)

En las tablas A2 y A3 se presentan los datos requeridos para cada análisis. En la tabla A4 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el año 2010.

**Tabla A2. Premisas diciembre de 2010. BMTF**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	30
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	250
Precio aceite (Dls/bl)	72.46
Precio gas (Dls/1000 ft <sup>3</sup> )	5.19
Costo RME (Pesos)	292285
Costo de Producción (Dls/bpce)	7.44
Tipo de cambio (peso/DI)	12.45
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	7
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	1085.5

**Tabla A3. Premisas mayo de 2016. BMTF**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	30
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	250
Precio aceite (Dls/bl)	40.2
Precio gas (Dls/1000 ft <sup>3</sup> )	3.5
Costo RME (Pesos)	292285
Costo de Producción (Dls/bpce)	9.437
Tipo de cambio (peso/DI)	17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	7
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	1085.5

**Tabla A4. Detalles del análisis económico diciembre de 2010. BMTF.**

AnálisisEconomico																	
Tasa de interes (%)	Precio del Aceite (\$/bl)	Precio del Gas (\$/A3)	Inversion (\$)	Encogimiento (%)	Variable por produccion (\$/bpce)	Variable por pozo (MMP/pozo)											
12	902.127	0.064	292285	11.91	78.809	775.614	Mes	Pozo	Vol Aceite [MBls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente [MBlsPCE]	Costos por Produccion [M\$]
1	BMTF	0.900	1.260	1.110	811.914	71.040	882.954	0.197	1.097	86.453							
2	BMTF	0.839	1.170	1.031	756.885	65.984	822.869	0.183	1.022	80.543							
3	BMTF	0.782	1.110	0.978	705.463	62.592	768.055	0.173	0.955	75.263							
4	BMTF	0.730	1.020	0.899	658.553	57.536	716.089	0.159	0.889	70.061							
5	BMTF	0.680	0.960	0.846	613.446	54.144	667.590	0.150	0.830	65.411							
6	BMTF	0.634	0.900	0.793	571.949	50.752	622.701	0.141	0.775	61.077							
7	BMTF	0.591	0.840	0.740	533.157	47.360	580.517	0.131	0.722	56.900							
8	BMTF	0.551	0.780	0.687	497.072	43.968	541.040	0.122	0.673	53.038							
9	BMTF	0.514	0.720	0.634	463.693	40.576	504.269	0.112	0.626	49.334							
10	BMTF	0.479	0.660	0.581	432.119	37.184	469.303	0.103	0.582	45.867							
11	BMTF	0.447	0.630	0.555	403.251	35.520	438.771	0.098	0.545	42.951							
12	BMTF	0.417	0.570	0.502	376.187	32.128	408.315	0.089	0.506	39.877							
Total		7.564	10.620	9.356	6823.689	598.784	7.422.473	1.658	9.222	726.775							

En la tabla A5 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A5. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BMTF.**

AnalisisEconomico										
Tasa de Interés (%)	Precio del Aceite (\$/b)	Precio del Gas (\$/ft3)	Inversion (\$)	Encogimiento (%)	Variable por producción (\$/bpc)	Variable por pozo (MMP/pozo)				
12	684.204	0.0595	292285	11.91	78.809	775.614				
Mes	Pozo	Vol Aceite [MBls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente [MBlsPCE]	Costos por Produccion [M\$]
1	BMTF	0.900	1.260	1.110	615.784	66.045	681.829	0.197	1.097	86.453
2	BMTF	0.839	1.170	1.031	574.047	61.345	635.392	0.183	1.022	80.543
3	BMTF	0.782	1.110	0.978	535.048	58.191	593.239	0.173	0.955	75.263
4	BMTF	0.730	1.020	0.899	499.469	53.491	552.960	0.159	0.889	70.061
5	BMTF	0.680	0.960	0.846	465.259	50.337	515.596	0.150	0.830	65.411
6	BMTF	0.634	0.900	0.793	433.785	47.184	480.969	0.141	0.775	61.077
7	BMTF	0.591	0.840	0.740	404.365	44.030	448.395	0.131	0.722	56.900
8	BMTF	0.551	0.780	0.687	376.996	40.877	417.873	0.122	0.673	53.038
9	BMTF	0.514	0.720	0.634	351.681	37.723	389.404	0.112	0.626	49.334
10	BMTF	0.479	0.660	0.581	327.734	34.570	362.304	0.103	0.582	45.867
11	BMTF	0.447	0.630	0.555	305.839	33.023	338.862	0.098	0.545	42.951
12	BMTF	0.417	0.570	0.502	285.313	29.869	315.182	0.089	0.506	39.877
Total		7.564	10.620	9.356	5175.32	556.685	5.732.005	1.658	9.222	726.775

En las tablas A6 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tablas A6 a-b Resumen del análisis económico 2010 y 2016. BMTF.**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
0.292	5.023	343.391	20.245	1	19.245

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
0.292	3.424	298.054	14.119	1	13.119

### **Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas (SHBCP)**

En las tablas A7 y A8 se presentan los datos requeridos para el análisis del año 2013 y 2016 respectivamente.

En la tabla A9 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el 2013.

**Tabla A7. Premisas enero de 2013.**

**SHBCP.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	64
RGA (m³/m³)	151.96
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 98.44
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 5.19
Costo RME (Pesos)	\$3,984,620
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 7.44
Tipo de cambio (peso/Dl)	\$ 12.58
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	6
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ 3,100.00

**Tabla A8. Premisas mayo de 2016.**

**SHBCP.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	64
RGA (m³/m³)	151.96
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 40.20
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 3.50
Costo RME (Pesos)	\$3,984,620
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 9.44
Tipo de cambio (peso/Dl)	\$ 17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	6
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ 3,100.00

**Tabla A9. Detalles del análisis económico enero de 2013. SHBCP.**

AnálisisEconomico													
Tasa de interes (%)	12	Precio del Aceite (\$/bl)	1238.37	Precio del Gas (\$/ft3)	0.065	Inversion (\$)	3984620	Encogimiento (%)	12.1	Variable por produccion (\$/bpce)	78.809	Variable por pozo (MMP/pozo)	775.614
Mes	Pozo	Vol Aceite [Mbls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (Mbls)	Petroleo crudo equivalente [MblsPCE]	Costos por Produccion [M\$]			
1	SHBCP	1.920	1.650	1.450	2,377.670	94.250	2,471.920	0.257	2.177	171.567			
2	SHBCP	1.808	1.560	1.371	2,238.973	89.115	2,328.088	0.243	2.051	161.637			
3	SHBCP	1.703	1.470	1.292	2,108.944	83.980	2,192.924	0.229	1.932	152.259			
4	SHBCP	1.604	1.380	1.213	1,986.345	78.845	2,065.190	0.215	1.819	143.354			
5	SHBCP	1.510	1.290	1.134	1,869.939	73.710	1,943.649	0.201	1.711	134.842			
6	SHBCP	1.422	1.230	1.081	1,760.962	70.265	1,831.227	0.192	1.614	127.198			
7	SHBCP	1.340	1.140	1.002	1,659.416	65.130	1,724.546	0.178	1.518	119.632			
8	SHBCP	1.262	1.080	0.949	1,562.823	61.685	1,624.508	0.168	1.430	112.697			
9	SHBCP	1.188	1.020	0.897	1,471.184	58.305	1,529.489	0.159	1.347	106.156			
10	SHBCP	1.119	0.960	0.844	1,385.736	54.860	1,440.596	0.150	1.269	100.009			
11	SHBCP	1.054	0.900	0.791	1,305.242	51.415	1,356.657	0.140	1.194	94.098			
12	SHBCP	0.992	0.840	0.738	1,228.463	47.970	1,276.433	0.131	1.123	88.503			
Total		16.922	14.520	12.762	20965.7	629.530	21,785.230	2.263	19.185	1,511.952			

En la tabla A10 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A10. Detalles del análisis económico mayo de 2016. SHBCP**

AnálisisEconomico																	
Tasa de Interés (%)	Precio del Aceite (\$/b)	Precio del Gas (\$/A3)	Inversión (\$)	Encogimiento (%)	Variable por producción (\$/bpce)	Variable por pozo (MMP/pozo)											
12	685.812	0.059	3984620	12.1	78.009	775.614	Mes	Pozo	Vol Aceite [MBls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente [MBlsPCE]	Costos por Produccion [M\$]
1	SHBCP	1.920	1.650	1.450	1,316.759	85.550	1,402.309	0.257	2.177	171.567							
2	SHBCP	1.808	1.560	1.371	1,239.948	80.889	1,320.837	0.243	2.051	161.637							
3	SHBCP	1.703	1.470	1.292	1,167.938	76.228	1,244.166	0.229	1.932	152.259							
4	SHBCP	1.604	1.380	1.213	1,100.042	71.567	1,171.609	0.215	1.819	143.354							
5	SHBCP	1.510	1.290	1.134	1,035.576	66.906	1,102.482	0.201	1.711	134.842							
6	SHBCP	1.422	1.230	1.081	975.225	63.779	1,039.004	0.192	1.614	127.198							
7	SHBCP	1.340	1.140	1.002	918.988	59.118	978.106	0.178	1.518	119.632							
8	SHBCP	1.262	1.080	0.949	865.495	55.991	921.486	0.168	1.430	112.697							
9	SHBCP	1.188	1.020	0.897	814.745	52.923	867.668	0.159	1.347	106.156							
10	SHBCP	1.119	0.960	0.844	767.424	49.796	817.220	0.150	1.269	100.009							
11	SHBCP	1.054	0.900	0.791	722.846	46.669	769.515	0.140	1.194	94.098							
12	SHBCP	0.992	0.840	0.738	680.326	43.542	723.868	0.131	1.123	88.503							
Total		16.922	14.520	12.762	11605.31	752.958	12,358.270	2.263	19.185	1,511.952							

En las tablas A11 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tablas A11 a-b. Resumen del análisis económico 2013 y 2016. SHBCP.**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
3.985	10.492	149.56	3.949	1	2.949

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
3.985	1.588	46.349	1.446	1	0.446

**Bombeo neumático con tubería flexible (BNTF)**

En las tablas A12 y A13 se presentan los datos requeridos para el análisis del año 2015 y 2016 respectivamente. En la tabla A14 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el 2015.

**Tabla A12. Premisas marzo de 2015.**

**BNTF.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	35
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	3906.42
Precio aceite (dls/bl)	47.35
Precio gas (pies <sup>3</sup> )	5.19
Costo RME (pesos)	1694000
Costo de Producción (dls/bpce)	7.44
Tipo de cambio (pesos/dl)	14.93
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	12
Renta de equipo o servicios (dls/dia)	0

**Tabla A13. Premisas mayo de 2016.**

**BNTF.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	35
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	3906.42
Precio aceite (dls/bl)	40.2
Precio gas (pies <sup>3</sup> )	3.5
Costo RME (pesos)	1694000
Costo de Producción (dls/bpce)	9.43
Tipo de cambio (pesos/dl)	17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	12
Renta de equipo o servicios (dls/dia)	0

**Tabla A14. Detalles del análisis económico marzo de 2015. BNTF.**

AnálisisEconomico													
Tasa de interes (%)	12	Precio del Aceite (\$/bl)	706.93	Precio del Gas (\$/ft3)	0.077	Inversion (\$)	1694000	Encogimiento (%)	11.91	Variable por produccion (\$/bpce)	78.809	Variable por pozo (MMP/pozo)	775.614
Mes	Pozo	Vol Aceite [MBls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente [MBlsPCE]	Costos por Produccion [M\$]			
1	bntf	1.050	23.040	20.296	742.277	1.562.792	743.277	3.597	4.647	366.225			
2	bntf	0.931	20.430	17.997	658.152	1.385.769	659.152	3.190	4.121	324.772			
3	bntf	0.826	18.120	15.962	583.924	1.229.074	584.924	2.829	3.655	288.047			
4	bntf	0.733	16.080	14.165	518.180	1.090.705	519.180	2.511	3.244	255.656			
5	bntf	0.650	14.250	12.553	459.505	966.581	1.426.086	2.225	2.875	226.576			
6	bntf	0.576	12.630	11.126	407.192	856.702	1.263.894	1.972	2.548	200.805			
7	bntf	0.511	11.220	9.884	361.241	761.068	1.122.309	1.752	2.263	178.345			
8	bntf	0.453	9.960	8.774	320.239	675.598	995.837	1.555	2.008	158.248			
9	bntf	0.402	8.820	7.770	284.186	598.290	882.476	1.377	1.779	140.201			
10	bntf	0.357	7.830	6.897	252.374	531.069	783.443	1.222	1.579	124.439			
11	bntf	0.316	6.930	6.105	223.390	470.085	693.475	1.082	1.398	110.175			
12	bntf	0.281	6.150	5.418	198.647	417.186	615.833	0.960	1.241	97.802			
Total		7.086	155.460	136.947	5009.307	5.280.579	10.289.890	24.272	31.358	2.471.291			

En la tabla A15 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A15. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BNTF.**

AnalisisEconomico																	
Tasa de interes (%)	Precio del Acete (\$/b)	Precio del Gas (\$/ft3)	Inversion (\$)	Encogimiento (%)	Variable por produccion (\$/ftpoce)	Variable por pozo (MMP/pozo)											
12	685.812	0.059	1694000	11.91	78.809	775.614	Mes	Pozo	Vol Acete (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Acete M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)
1	BNTF	1.050	23.040	20.296	720.103	1.197.464	721.103	3.597	4.647	366.225							
2	BNTF	0.931	20.430	17.997	638.491	1.061.823	639.491	3.190	4.121	324.772							
3	BNTF	0.826	18.120	15.962	566.481	941.758	1.508.239	2.829	3.655	288.047							
4	BNTF	0.733	16.080	14.165	502.700	835.735	1.338.435	2.511	3.244	255.656							
5	BNTF	0.650	14.250	12.553	445.778	740.627	1.186.405	2.225	2.875	226.576							
6	BNTF	0.576	12.630	11.126	395.028	656.434	1.051.462	1.972	2.548	200.805							
7	BNTF	0.511	11.220	9.884	350.450	583.156	933.606	1.752	2.263	178.345							
8	BNTF	0.453	9.960	8.774	310.673	517.666	828.339	1.555	2.008	158.248							
9	BNTF	0.402	8.820	7.770	275.696	458.430	734.126	1.377	1.779	140.201							
10	BNTF	0.357	7.830	6.897	244.835	406.923	651.758	1.222	1.579	124.439							
11	BNTF	0.316	6.930	6.105	216.717	360.195	576.912	1.082	1.398	110.175							
12	BNTF	0.281	6.150	5.418	192.713	319.662	512.375	0.960	1.241	97.802							
Total		7.086	155.460	136.947	4859.665	5.822.586	10.682.250	24.272	31.358	2.471.291							

En las tablas A16 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tablas A16 a- b. Resumen del análisis económico 2014 y 2016. BNTF.**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VI
1.694	3.198	123.995	3.114	2	2.114

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VI
1.694	3.631	133.369	3.4	2	2.4

**Bombeo mecánico no convencional (BMNC)**

En las tablas A17 y A18 se presentan los datos requeridos para el análisis del año 2012 y 2016 respectivamente.

En la tabla A19 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el 2012.

**Tabla A17. Premisas noviembre de 2012.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	6
RGA (m³/m³)	3105.82
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 101.96
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 5.19
Costo RME (Pesos)	\$1,326,735
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 7.44
Tipo de cambio (peso/Dl)	\$ 13.09
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	6
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ -

**Tabla A18. Premisas mayo de 2016.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	6
RGA (m³/m³)	3105.82
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 40.20
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 3.50
Costo RME (Pesos)	\$1,326,735
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 9.44
Tipo de cambio (peso/Dl)	\$ 17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	6
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ -

**Tabla A19. Detalles del análisis económico noviembre de 2012. BMNC.**

AnalisisEconomico										
Tasa de interes (%)	Precio del Aceite (\$/bl)	Precio del Gas (\$/ft3)	Inversion (\$)	Encogimiento (%)	Variable por produccion (\$/bpce)	Variable por pozo (MMP/pozo)				
12	1334.65	0.067	1326735	5	78.809	775.614				
Mes	Pozo	Vol Aceite [MBls]	Vol Gas [MMpc]	Gas de Venta [MMpc]	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion [M\$]
1	BMNC	0.240	4.170	3.962	320.316	265.454	585.770	0.702	0.942	74.238
2	BMNC	0.226	3.930	3.734	301.631	250.178	551.809	0.662	0.888	69.982
3	BMNC	0.213	3.690	3.506	284.280	234.902	519.182	0.621	0.834	65.727
4	BMNC	0.200	3.480	3.306	266.930	221.502	488.432	0.586	0.786	61.944
5	BMNC	0.189	3.270	3.107	252.249	208.169	460.418	0.551	0.740	58.319
6	BMNC	0.178	3.090	2.936	237.568	196.712	434.280	0.520	0.698	55.009
7	BMNC	0.167	2.910	2.765	222.887	185.255	408.142	0.490	0.657	51.778
8	BMNC	0.158	2.730	2.594	210.875	173.798	384.673	0.460	0.618	48.704
9	BMNC	0.149	2.580	2.451	198.863	164.217	363.080	0.434	0.583	45.946
10	BMNC	0.140	2.430	2.309	186.851	154.703	341.554	0.409	0.549	43.266
11	BMNC	0.132	2.280	2.166	176.174	145.122	321.296	0.384	0.516	40.665
12	BMNC	0.124	2.160	2.052	165.497	137.484	302.981	0.364	0.488	38.459
Total		2.116	36.720	34.888	2824.121	2.337.496	5.161.617	6.183	8.299	654.037

En la tabla A20 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A20. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BMNC.**

AnalisisEconomico													
Tasa de interes (%)		Precio del Aceite (\$/b)		Precio del Gas (\$/A.3)		Inversion (\$)		Encogimiento (%)		Variable por produccion (\$/tpce)		Variable por pozo (MMP/pozo)	
12		685.812		0.059		1326735		5		78.809		775.614	
Mes	Pozo	Vol Aceite (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)			
1	BMNC	0.240	4.170	3.962	164.595	233.758	398.353	0.702	0.942	74.238			
2	BMNC	0.226	3.930	3.734	154.994	220.306	375.300	0.662	0.888	69.982			
3	BMNC	0.213	3.690	3.506	146.078	206.854	352.932	0.621	0.834	65.727			
4	BMNC	0.200	3.480	3.306	137.162	195.054	332.216	0.586	0.786	61.944			
5	BMNC	0.189	3.270	3.107	129.618	183.313	312.931	0.551	0.740	58.319			
6	BMNC	0.178	3.090	2.936	122.075	173.224	295.299	0.520	0.698	55.009			
7	BMNC	0.167	2.910	2.765	114.531	163.135	277.666	0.490	0.657	51.778			
8	BMNC	0.158	2.730	2.594	108.358	153.046	261.404	0.460	0.618	48.704			
9	BMNC	0.149	2.580	2.451	102.186	144.609	246.795	0.434	0.583	45.946			
10	BMNC	0.140	2.430	2.309	96.014	136.231	232.245	0.409	0.549	43.266			
11	BMNC	0.132	2.280	2.166	90.527	127.794	218.321	0.384	0.516	40.665			
12	BMNC	0.124	2.160	2.052	85.041	121.068	206.109	0.364	0.488	38.459			
Total		2.116	36.720	34.888	1451.179	2,058.392	3,509.571	6.183	8.299	654.037			

En las tablas A21 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tablas A21 a-b. Resumen del análisis económico 2012 y 2016. BMNC.**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1.327	0.89	64.959	1.751	2	0.751
1.327	-0.671	-57.075	0.434	2	-0.566

**Estrangulador de fondo con efecto Venturi (EDFEV)**

En las tablas A22 y A23 se presentan los datos requeridos para el análisis del año 2013 y 2016 respectivamente.

En la tabla A24 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el 2013.

**Tabla A22. Premisas agosto de 2013. EDFEV.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	10
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1191.58
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 98.44
Precio gas (Dls/1000 ft <sup>3</sup> )	\$ 5.19
Costo RME (Pesos)	\$ 100,000
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 7.44
Tipo de cambio (peso/DI)	\$ 12.64
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	12
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ -

**Tabla A23. Premisas mayo de 2016. EDFEV.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	10
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1191.58
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 40.20
Precio gas (Dls/1000 ft <sup>3</sup> )	\$ 3.50
Costo RME (Pesos)	\$ 100,000
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 9.43
Tipo de cambio (peso/DI)	\$ 17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	12
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	\$ -

**Tabla A24. Detalles del análisis económico agosto de 2013. EDFEV.**

AnalisisEconomico																	
Tasa de interes (%)	Precio del Aceite (\$/bl)	Precio del Gas (\$/ft3)	Inversion (\$)	Encogimiento (%)	Variable por produccion (\$/bpce)	Variable por pozo (MMP/pozo)											
12	1244.281	0.0656	100000	11.91	78.809	775.614	Mes	Pozo	Vol Aceite (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)
1	EDFEV	0.300	2.010	1.771	373.284	116.178	489.462	0.314	0.614	48.389							
2	EDFEV	0.266	1.770	1.559	330.979	102.270	433.249	0.276	0.542	42.714							
3	EDFEV	0.236	1.590	1.401	293.650	91.906	385.556	0.248	0.484	38.144							
4	EDFEV	0.209	1.410	1.242	260.055	81.475	341.530	0.220	0.429	33.809							
5	EDFEV	0.186	1.230	1.084	231.436	71.110	302.546	0.192	0.378	29.790							
6	EDFEV	0.165	1.110	0.978	205.306	64.157	269.463	0.173	0.338	26.637							
7	EDFEV	0.146	0.990	0.872	181.665	57.203	238.868	0.155	0.301	23.722							
8	EDFEV	0.130	0.870	0.766	161.757	50.250	212.007	0.136	0.266	20.963							
9	EDFEV	0.115	0.780	0.687	143.092	45.067	188.159	0.122	0.237	18.678							
10	EDFEV	0.102	0.690	0.608	126.917	39.885	166.802	0.108	0.210	16.550							
11	EDFEV	0.090	0.600	0.529	111.985	34.702	146.687	0.094	0.184	14.501							
12	EDFEV	0.080	0.540	0.476	99.542	31.226	130.768	0.084	0.164	12.925							
Total		2.025	13.590	11.973	2519.668	785.429	3.305.097	2.122	4.147	326.822							

En la tabla A25 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A25. Detalles del análisis económico mayo de 2016. EDFEV.**

AnálisisEconomico													
Tasa de interés (%)		Precio del Aceite (\$/b)		Precio del Gas (\$/ft3)		Inversion (\$)		Encogimiento (%)		Variable por producción (\$/ppce)		Variable por pozo (MMP/pozo)	
12		635.81		0.0597		100000		11.91		78.809		775.614	
Mes	Pozo	Vol Aceite (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)			
1	EDFEV	0.300	2.010	1.771	205.743	105.729	311.472	0.314	0.614	48.389			
2	EDFEV	0.266	1.770	1.559	182.425	93.072	275.497	0.276	0.542	42.714			
3	EDFEV	0.236	1.590	1.401	161.851	83.640	245.491	0.248	0.484	38.144			
4	EDFEV	0.209	1.410	1.242	143.334	74.147	217.481	0.220	0.429	33.809			
5	EDFEV	0.186	1.230	1.084	127.561	64.715	192.276	0.192	0.378	29.790			
6	EDFEV	0.165	1.110	0.978	113.159	58.387	171.546	0.173	0.338	26.637			
7	EDFEV	0.146	0.990	0.872	100.128	52.058	152.186	0.155	0.301	23.722			
8	EDFEV	0.130	0.870	0.786	89.155	45.730	134.885	0.136	0.266	20.963			
9	EDFEV	0.115	0.780	0.687	78.868	41.014	119.882	0.122	0.237	18.678			
10	EDFEV	0.102	0.690	0.608	69.953	36.298	106.251	0.108	0.210	16.550			
11	EDFEV	0.090	0.600	0.529	61.723	31.581	93.304	0.094	0.184	14.501			
12	EDFEV	0.080	0.540	0.476	54.865	28.417	83.282	0.084	0.164	12.925			
Total		2.025	13.590	11.973	1388.765	714.788	2,103.553	2.122	4.147	326.822			

En las tablas A26 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tablas A26 a-b. Resumen del análisis económico 2013 y 2016. EDFEV**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
0.1	1.905	356.034	22.404	1	21.404

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
0.1	0.763	250.438	9.573	1	8.573

**Bomba sub-superficial para manejo de arena (BSSMA)**

En las tablas A27 y A28 se presentan los datos requeridos para el análisis del año 2014 y 2016 respectivamente.

En la tabla A29 se muestra los resultados del análisis económico realizado en el 2014.

**Tabla A27. Premisas octubre de 2014**

**BSSMA.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	18
RGA (m³/m³)	668
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 85.48
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 5.19
Costo RME (Pesos)	\$1,500,000
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 7.44
Tipo de cambio (peso/DI)	\$ 13.48
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	7
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	

**Tabla A28. Premisas mayo de 2016.**

**BSSMA.**

Datos para el análisis	
Qo (bpd)	18
RGA (m³/m³)	668
Precio aceite (Dls/bl)	\$ 40.20
Precio gas (Dls/1000 ft³)	\$ 3.50
Costo RME (Pesos)	\$1,500,000
Costo de Producción (Dls/bpce)	\$ 9.43
Tipo de cambio (peso/DI)	\$ 17.06
Tasa de descuento anual (%)	12
Declinación mensual (%)	7
Renta de equipo o servicios (Dls/día)	

**Tabla A29. Detalles del análisis económico octubre de 2014. BSSMA.**

AnalisisEconomico

Tasa de interes (%) 12    Precio del Aceite (\$/bl) 1152.27    Precio del Gas (\$/ft3) 0.069    Inversion (\$) 1000000    Encogimiento (%) 11.61    Variable por produccion (\$/bpce) 78.809    Variable por pozo (MMP/pozo) 775.614

Mes	Pozo	Vol Aceite (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)
1	BSSMA	0.540	2.040	1.803	622.226	124.407	746.633	0.320	0.860	67.776
2	BSSMA	0.503	1.890	1.671	579.592	115.299	694.891	0.296	0.799	62.968
3	BSSMA	0.469	1.770	1.565	540.415	107.985	648.400	0.277	0.746	58.792
4	BSSMA	0.438	1.650	1.458	504.694	100.602	605.296	0.258	0.696	54.851
5	BSSMA	0.408	1.530	1.352	470.126	93.288	563.414	0.240	0.648	51.068
6	BSSMA	0.381	1.440	1.273	439.015	87.837	526.852	0.226	0.607	47.837
7	BSSMA	0.355	1.350	1.193	409.056	82.317	491.373	0.211	0.566	44.606
8	BSSMA	0.331	1.260	1.114	381.401	76.866	458.267	0.197	0.528	41.611
9	BSSMA	0.308	1.170	1.034	354.899	71.346	426.245	0.183	0.491	38.695
10	BSSMA	0.288	1.080	0.955	331.854	65.895	397.749	0.169	0.457	36.016
11	BSSMA	0.268	1.020	0.902	308.808	62.238	371.046	0.160	0.428	33.730
12	BSSMA	0.250	0.930	0.822	288.068	56.718	344.786	0.146	0.396	31.208
Total		4.539	17.130	15.142	5230.154	1,044.798	6,274.952	2.683	7.222	569.158

En la tabla A30 se muestra los resultados del análisis económico realizado en mayo de 2016; es decir, con datos actuales de costos de producción y precio del barril.

**Tabla A30. Detalles del análisis económico mayo de 2016. BSSMA.**

AnalisisEconomico

Tasa de interes (%) 12    Precio del Aceite (\$/bl) 685.81    Precio del Gas (\$/ft3) 0.059    Inversion (\$) 1000000    Encogimiento (%) 11.91    Variable por produccion (\$/bpce) 78.809    Variable por pozo (MMP/pozo) 775.614

Mes	Pozo	Vol Aceite (MBls)	Vol Gas (MMpc)	Gas de Venta (MMpc)	Ganancia por venta del Aceite M\$	Ganancia por venta del Gas M\$	Ganancia total por ventas M\$	Gas de Venta en PCE (MBLS)	Petroleo crudo equivalente (MBlsPCE)	Costos por Produccion (M\$)
1	BSSMA	0.540	2.040	1.797	370.337	106.023	476.360	0.319	0.859	67.697
2	BSSMA	0.503	1.890	1.665	344.962	98.235	443.197	0.295	0.798	62.890
3	BSSMA	0.469	1.770	1.559	321.645	91.981	413.626	0.276	0.745	58.713
4	BSSMA	0.438	1.650	1.453	300.385	85.727	386.112	0.258	0.696	54.851
5	BSSMA	0.408	1.530	1.348	279.810	79.532	359.342	0.239	0.647	50.989
6	BSSMA	0.381	1.440	1.268	261.294	74.812	336.106	0.225	0.606	47.758
7	BSSMA	0.355	1.350	1.189	243.463	70.151	313.614	0.211	0.566	44.606
8	BSSMA	0.331	1.260	1.110	227.003	65.490	292.493	0.197	0.528	41.611
9	BSSMA	0.308	1.170	1.031	211.229	60.829	272.058	0.183	0.491	38.695
10	BSSMA	0.288	1.080	0.951	197.513	56.109	253.622	0.169	0.457	36.016
11	BSSMA	0.268	1.020	0.899	183.797	53.041	236.838	0.159	0.427	33.651
12	BSSMA	0.250	0.930	0.819	171.453	48.321	219.774	0.145	0.395	31.130
Total		4.539	17.130	15.089	3112.891	890.251	4,003.142	2.676	7.215	568.607

En las tablas A31 a-b se muestra el resumen de los dos escenarios realizados para esta tecnología.

**Tabla A31 a-b. Resumen del análisis económico 2014 y 2016. BSSMA.**

Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1	2.678	150.941	3.999	2	2.999
Indicadores_Economicos					
Inversiones (MM Pesos)	VPN (MM Pesos)	TIR % Anual	B/C	PR (mese)	VPN/VPI
1	0.53	55.735	1.594	2	0.594

---

## REFERENCIAS

1. Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo; (2015). Pemex Exploración y Producción; Poza Rica, Veracruz.
2. Bautista, Félix; (2013). *Ingeniería Artesanal, una solución Integral para el Mantenimiento de la producción base en Chicontepec*. Poza Rica, Veracruz.
3. Bernal, César; Clavel, Ángel; (2010). *Sistema de aseguramiento de flujo asistido por Bombeo Mecánico con Tubería Flexible para cuatro pozos de la Región Norte*. Gerencia de Gestión de proyectos tecnológicos, Pemex Exploración y Producción- IMP-Servicios Petrotec S.A de C.V. México.
4. Briceño, Silvia; Granado, Edmar; Rodríguez, Ericka; (2010). *Use of Metal-Metal Progressive Cavity Pump in Steam Operations*.
5. Carbajal, Joel; (2011). *Sistemas Artificiales de Producción*. UNAM, Facultad de Ingeniería, México.
6. Cheatwood, Chris; Guzmán, Alfredo; (2002). *Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field*. México. SPE 74407.
7. Coordinación de Diseño de Explotación, depto. de Geociencias, Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo; (2015). Pemex Exploración y Producción.
8. Coordinación de Ingeniería de Producción, Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo; (2015). Pemex Exploración y Producción.
9. D.A, Antonenko; V.A, Pavlov; K.K, Sevastyanova; Davletbaev, Alfred; Erdal, Ozkan; (2008). *Testing and Analysis of Wells Producing Commingled Layers in Priobskoye Field*. Colorado. SPE 117411.
10. D.S, Schechter; E, Putra; (2001). *CO Pilot Design and Water Injection Performance in the Naturally Fractured Spraberry Trend Area*. Texas. SPE 71605.

11. Falk, K; (2002). *Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing*. Texas. SPE 74832.
12. Fuentes, Luis; (2014). *Propuesta técnica para pozo Tajín 68*. Pemex Exploración y Producción- Weatherford. México.
13. Gachuz, Heron; (2009). *Effective Permeability vs. Drainage Radius, correlations for the turbidites oil reservoirs- Chicontepec Paleochannel*. Baharain. SPE 120267.
14. Gachuz, Heron; Sellami, Hedi; (2009). *Analogous Reservoirs to Chicontepec, Alternatives of Explotation for this Mexican Oil Field*. SPE 120265.
15. García, Juan; (2011). *Aplicación de terminaciones inteligentes en sistemas artificiales de producción*. México.
16. Grupo Multidisciplinario de Operación de pozos. Depto. de medición. Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo; (2015). Pemex Exploración y Producción.
17. Hualberto, Raúl; Ortega, Juan. (2015). *Bomba de Subsuelo FARR PLUNGER para manejo de Arena y Aceite pesado en pozos de la Región Norte de PEP*. Gerencia de Gestión de Proyectos Tecnológicos, Pemex Exploración y Producción- RUA Servicios Petroleros. México.
18. Huerta, Hugo; (2013). *Sistema de levantamiento artificial "Lift Oil"*. Poza Rica, Veracruz.
19. Huerta, Hugo; Acosta, Gerardo; (2013). *Prueba Tecnológica: Sistema de Levantamiento Artificial "Lift Oil"*. Subdirección Gestión de Recursos Técnicos, Pemex Exploración y Producción-Laboratorio Integral de campo Agua Fría "LICAF", Schlumberger. México.
20. Hui-Pu; (2008). *Field Practice of Improvement of Waterflooding Effect for Naturally Fractured Low- Permeability Field*. Wyoming. SPE 114200.
21. Hui-Pu; (2009). *Reservoir Simulation Study on Improvement of Waterflooding Effect for a Naturally Fractured Low Permeability Field in Daqing. China: A Successful Case*. China. SPE 118836.
22. Izaguirre, Tania; Miranda, Isac; González, Carlos; (2013). *Aplicación de tecnología Venturi en su versión personalizada para pozos del activo de Producción Aceite*

- Terciario del Golfo*. Coordinación de Gestión Tecnológica Región Norte-Instituto Mexicano del Petróleo. México.
23. Jiménez, Jorge; (2016). *Estimación del factor de recuperación para cuantificar las reservas originales de un campo de reciente descubrimiento mediante el uso combinado de cuatro procedimientos: Estadístico, Analogía, Analítico y Curva Tipo*. Pemex Exploración y producción. México.
24. Jiménez, Jorge; (2009). *Análisis del comportamiento de la producción del campo Tajín mediante las técnicas: Comportamiento de la  $N_p$  en el tiempo, Distribución fractal y estadística descriptiva, curva de pozo tipo: Caso exponencial, curva de pozo tipo: Caso hiperbólico*. Pemex Exploración y Producción. México.
25. L.F, Niurova; V.N, Surtaev; and R.R Yamilov; Sibneft-Khantos. (2006). *Enhancing Well Productivity After Hydraulic Fracturing in the Priobskoye Oilfield*. SPE 102194.
26. Lea, James; Winkler, Herald; (2000). *What's new in artificial Lift?* World Oil magazine, vol 221, Texas.
27. López, Daniel; (2008). *Origen, evolución e importancia económica petrolera de la cuenca de Chicontepec*. México.
28. Major, C.R; Hines, D.N; (2009). *A case Study Examining a Cost-Effective Gel System for Water Shutoff in a Low Pressure Layer*. Oklahoma. SPE 120582.
29. Mónaco, Daniel; Guerrero, Alejandro; (2013). *Informe Final Corralillo 384 EBCP*; Pemex Exploración y Producción- Baker Hughes. México.
30. Narváez, Antonio; (2011). *Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec*, Pemex Exploración y Producción, Poza Rica, Veracruz.
31. OVS GROUP, Fuente: Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, Pemex Exploración y Producción.
32. Partidas, Héctor; (2012). *Aspectos prácticos de la Ingeniería de Producción*. Venezuela.

- 
33. Pemex Exploración y Producción; (2012). *Taller de sistemas artificiales de producción*. Poza Rica, Veracruz.
  34. Pineda, Eder; (2010). *Campos Maduros y marginales: Bases y criterios para su explotación*. ESIA Unidad Ticomán, IPN. México.
  35. Ramírez, Edgar; (2009). *Versión modificada de regresión por mínimos cuadrados*. Instituto Mexicano del Petróleo. México.
  36. R.E, Barba; (1992). *Evaluating Horizontal Well Potential in the Spraberry Trend*. SPE 23949.
  37. Ruiz, Héctor; Poettmann, Phill; Kryuchkova, Tatiana; Igoshkin, Vladimir; (2008). *Field-Development Case Study: Production Optimization Through Continuous Multidisciplinary Reservoir and Production Monitoring*. México. SPE 103987
  38. S/A. (2004). *Levantamiento Artificial por Gas Autoabastecido en el Pozo Vernet 259 Utilizando Tubería Flexible Como Medio de Conducción*.
  39. S/A; (2013). *Lift Oil MXE*. Schlumberger. México.
  40. S/A; (2013). *Informe de instalación de MPFV, pozo Tajín 196*. Instituto Mexicano del Petróleo; México.
  41. S/A; (2014). *Sistemas de bombeo de cavidades progresivas*. Baker Hughes. México.
  42. Steve, Gerardo; (2015). *Implementación de los sistemas artificiales de producción para los yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas*. México.
  43. Urbina, Juan; (2005). *Aplicación combinada de sistemas artificiales bombeo electro centrífugo y bombeo neumático*. México.
  44. Usmanov, R.M; (2008). *Integrated Modeling of the Priobskoye Oilfield*. SPE 117413.