



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS EMPLEANDO
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ALFREDO CHAPARRO PONCE

DIRECTOR DE TESIS

M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



MÉXICO, D.F.

CIUDAD UNIVERSITARIA

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS
Vocal:	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA
Secretario:	ING. MARIO BECERRA ZEPEDA
1er Suplente:	ING. ULISES NERI FLORES
2o suplente:	ING. JAVIER ARELLANO GIL

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: CHAPARRO PONCE ALFREDO, registrado con número de cuenta 303036308 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 17 de Agosto de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-1
ICH
17/08/12



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO


FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

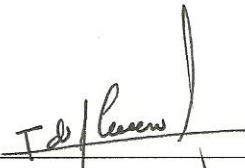
En relación con el Examen Profesional de **CHAPARRO PONCE ALFREDO**, registrado con número de cuenta 303036308 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,



ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: 31/08/12



M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO
ARANDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 30/08/2012



ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 03/09/12



ING. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 30/08/12



ING. JAVIER ARELLANO GIL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 3/09/12



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

OFICIO: IP/COR/050912/71
ASUNTO : Solicitud de Jurado Para Examen Profesional

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

Por medio del presente, el alumno **CHAPARRO PONCE ALFREDO** registrado en esta facultad con el número de cuenta **303036308** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA** e inscrito en la modalidad de titulación denominada:

TITULACIÓN MEDIANTE TESIS O TESINA Y EXAMEN PROFESIONAL

quien cumpliendo los requisitos de egreso de su plan de estudios necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, presentó como trabajo escrito la **TESIS** con el siguiente título:

EXPLOTACION DE CAMPOS MADUROS EMPLEANDO SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

solicita atentamente se sirva autorizar la programación de su examen profesional con el siguiente jurado, **que ha sido previamente validado como personal académico activo de la UNAM y sin goce de periodo sabático.**

ASIGNACIÓN	NOMBRE	RFC	HOMOCLAVE	NO. TRABAJADOR	NOMBRAMIENTO
PRESIDENTE:	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS	VIVM350101	7W7	42306	PROF. CARR
VOCAL:	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA	LUAF621219	TLA	113946	PROF. ASIG
SECRETARIO:	ING. MARIO BECERRA ZEPEDA	BEZM510814	1D0	99555	PROF. ASIG
1ER. SUPLENTE:	ING. ULISES NERI FLORES	NEFU741030	AN9	836164	PROF. ASIG
2DO. SUPLENTE:	ING. JAVIER ARELLANO GIL	AEGJ610320	QZ6	109932	PROF. CARR

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 05 de Septiembre de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

El interesado deberá acudir dentro de los 20 días hábiles siguientes a la fecha del presente, a entregar la documentación necesaria para el examen, título y cédula, de acuerdo a los términos e indicaciones del instructivo correspondiente. De lo contrario, deberá obtener un refrendo del presente oficio por parte de este Comité de Titulación.

CCP: CHAPARRO PONCE ALFREDO. El Interesado

FEX-3
ICH
[Firma]

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de ser cada día más fuerte a través de los retos que me has presentado, por otorgarme sabiduría y paciencia para lograr mis objetivos y ayudarme a superar todos mis desafíos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por darme las herramientas para iniciar mi vida profesional.

*A mi papá **Tomas** y a mi mamá **Elvira**, por darme la mejor herencia del mundo que es la educación, por siempre haber creído en mí, por apoyarme en esos momentos difíciles, por impulsarme a seguir adelante y enseñarme a que la perseverancia y el sacrificio es la base del éxito. Esto es de ustedes y para ustedes.*

*A mi hermano **Gerardo** por haber estado en las buenas y en las malas junto a mí, por ser mi cómplice en esos momentos de travesuras, tengo el mejor hermano del mundo y tú sabes que te amo.*

*A toda la familia **Chaparro Ponce** por el inmenso cariño que me tienen, no podría estar en una mejor familia.*

*Al Ing. **Felipe de Jesus Lucero Aranda** por su conocimiento y su guía para dirigir este trabajo, por haberme enseñado a que ante la adversidad hay que redoblar esfuerzos para conseguir el objetivo propuesto, por haberme impulsado y enseñado que soy capaz de hacer muchas cosas y por su apoyo, cariño y consejos demostrados a lo largo de este proceso.*

*Al Ing. **Ulises Neri Flore**, por permitirme ser mi mentor, por haberme dado la oportunidad de enseñarme tantas cosas que me servirán en la vida productiva y por el apoyo ofrecido para el desarrollo de este trabajo. Gracias por su amistad y confianza.*

*A mis sinodales Ing. **Manuel Juan Villamar Villegas**, Ing. **Mario Becerra Zepeda** e Ing. **Javier Arellano Gil**, por el tiempo ofrecido y por sus aportaciones para este trabajo de tesis.*

Al Ing. Sandro Mancilla Guerrero por haberme abierto las puertas para enriquecer esta tesis y haberme dado la oportunidad de seguir aprendiendo.

A mi amigo y hermano César Emmanuel Irabién Casales por ese cariño que me has dado, por los consejos que me has regalado y por cada momento que hemos compartido. Eres un ejemplo para mí. A tu familia por haberme abierto las puertas de su corazón y hacerme parte de su familia.

A mi amigo y hermano José Luis Martínez Bazán por ser un gran apoyo en la universidad tanto académico como social y personal. Fueron grandes momentos que no olvidaré. Gracias por tus consejos y apoyo.

A mis amigos Erick Vázquez Chavarría, Javier López Balderas y Miguel Perusquia Ramírez por haber compartido momentos inolvidables y ser un apoyo incondicional en la etapa que estuvimos juntos.

A David González García, por sus consejos, apoyo y cariño. Fuiste un gran impulso para lograr esta tesis.

A mis amigos Ana Karenina del Ángel del Ángel, Pedraza Leal Santa Teresita del Niño Jesús, Olga Hernández Aguilar, Carmen Susana Cerón Mayo, Nancy Grajeda Santos, Sandra Aramis Ramírez Vallejo, Luis Castro Castañeada, Juan Pablo Cortés Sandoval, Christian Beyer Galindo, Everardo Hernández del Ángel, Juan Mantufar Barrera, Luis Delgado Castrejón, Isai Arellano, Oscar René Contreras, René Martín de la Mora Ibarra, José Eduardo Mellín de la O, José Luis Ortiz Camargo, Ricardo André Monterrubio, Edgar Lamas, Cesar Mendez Torres y Josué Hernández Robledo, gracias por esos momentos tan maravillosos que compartieron conmigo; y a todos los amigos y compañeros que faltaron por mencionar que han sido parte de mi vida, por su apoyo infinito y por esos instantes que me han regalado. Siempre estarán en mi corazón.

EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS EMPLEANDO SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

ÍNDICE

Índice de Figuras	VI
Índice de Gráficas	IX
Índice de Tablas.....	XII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS MADUROS.....	3
1.1 Clasificación del Petróleo	4
1.2 Clasificación de los Yacimientos	5
1.2.1 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Tipo de Roca Almacenadora.....	5
1.2.2 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo con el Tipo de Trampa.....	8
1.2.3 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Tipo de Fluidos Almacenados...	10
1.2.4 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo con la Presión Original en Yacimientos de Aceite	13
1.2.5 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Tipo de Empuje Predominante..	13
1.3 Clasificación de los Recursos y Reservas de Hidrocarburos	18
1.3.1 Reservas.....	21
1.4 Perspectiva de los Campos Maduros	23
1.4.1 Reservas Mundiales	26
1.4.2 Reservas en México	27
1.4.3 Potencial de los Campos Maduros en el Mundo.....	30
1.4.4 Potencial de los Campos Maduros en México	33
CAPÍTULO II FUNDAMENTO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	39
2.1 Bombeo Neumático	41

2.1.1	Clasificación de las Válvulas de Bombeo Neumático	43
2.1.2	Tipos de Instalaciones de Bombeo Neumático	47
2.1.3	Bombeo Neumático Continuo	49
2.1.4	Bombeo Neumático Intermitente.....	51
2.2	Bombeo Mecánico.....	53
2.2.1	Equipo Superficial	54
2.2.2	Equipo Subsuperficial	62
2.3	Bombeo Hidráulico	64
2.3.1	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.....	65
2.3.2	Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	66
2.4	Bombeo de Cavidades Progresivas	68
2.5	Bombeo Electrocentrífugo Sumergible	70
2.6	Embolo Viajero	72
2.7	Sistemas Artificiales de Producción Combinados.....	75
CAPÍTULO III SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA LOS CAMPOS MADUROS		79
3.1	Factores que Afectan la Selección de los Sistemas Artificiales de Producción	80
3.1.1	Características de Producción	81
3.1.2	Propiedades de los Fluidos.....	85
3.1.3	Características del Pozo	86
3.1.4	Características del Yacimiento.....	87
3.1.5	Instalaciones Superficiales.....	87
3.1.6	Localización	88
3.1.7	Fuentes de Energía Disponibles.....	89
3.1.8	Problemas Operativos	90

3.1.9	Terminación Múltiple	92
3.1.10	Personal Operativo	92
3.1.11	Disponibilidad de Servicios	92
3.1.12	Evaluación Económica	93
3.2	Casos Prácticos de Selección y Optimización de Sistemas Artificiales de Producción para Campos Maduros.....	94
3.2.1	Selección de Sistemas Artificiales de Producción en el Campo Ras Fanar.....	95
3.2.2	Maximización del Valor Presente Neto en Campos MADuros.....	115
3.3	Metodología Genérica para la Selección de los Sistemas Artificiales de Producción en Campos Maduros.....	133
3.3.1	Recabar Información.....	134
3.3.2	Preselección de los Sistemas Artificiales de Producción que se Ajusten a las Condiciones de Explotación Marginal.....	134
3.3.3	Análisis Técnico de los Sistemas Artificiales de Producción.....	135
3.3.4	Análisis Económico de los Sistemas Artificiales de Producción.....	136
3.3.5	Toma de Decisiones	137
CAPÍTULO IV APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS		
.....		139
4.1	Cuenca del Golfo de San Jorge.....	140
4.1.1	Sistemas Artificiales de Producción en el Golfo de San Jorge.....	141
4.1.2	Análisis de Resultados.....	155
4.2	Campo Whittier.....	159
4.2.1	Histórico de Operaciones.....	160
4.2.2	Conversiones de Sistemas Artificiales de Producción	162
4.2.3	Resultado de las Conversiones	165
4.2.4	Análisis de Resultados.....	168

4.3	Yacimiento Tamabra. Tecnología Innovadora.....	169
4.3.1	Fase de Pruebas.....	170
4.3.2	Procedimiento.....	171
4.3.3	Ventajas.....	171
4.3.4	Aplicaciones.....	174
4.3.5	Descripción del Yacimiento.....	174
4.3.6	Uso del Nuevo Sistema de Bombeo Mecánico en Pozos de Gas.....	178
4.3.7	Análisis de Resultados.....	178
4.4	Cuenca de Chicontepec.....	180
4.4.1	Sistemas Artificiales de Producción en Chicontepec.....	182
4.4.2	Análisis de Resultados.....	190
4.5	Recapitulación de Resultados en la Implementación de Sistemas Artificiales de Producción en Campos Maduros.....	190
CAPÍTULO V ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS.....		193
5.1	Principios del Estudio Económico.....	194
5.1.1	Variables para la Evaluación Económica.....	194
5.1.2	Indicadores Económicos.....	195
5.1.3	Fundamentos de Probabilidad para el Análisis de Sensibilidad y de Riesgo	199
5.1.4	Análisis de Sensibilidad.....	206
5.1.5	Análisis de Decisión.....	208
5.1.6	Análisis de Riesgo.....	209
5.2	Análisis Económico de los Sistemas Artificiales de Producción de Ras Fanar	211
5.2.1	Indicadores Económicos.....	212
5.2.2	Análisis de Sensibilidad.....	214
5.2.3	Uso de las Incertidumbres.....	216

5.2.4	Obtención de Parámetros para el Análisis de Riesgo.....	219
5.2.5	Análisis de Resultados.....	220
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		225
	Conclusiones	226
	Recomendaciones	229
BIBLIOGRAFÍA		231
REFERENCIAS POR CAPÍTULO		232
	<i>CAPÍTULO I.....</i>	<i>232</i>
	<i>CAPÍTULO II.....</i>	<i>233</i>
	<i>CAPÍTULO III.....</i>	<i>234</i>
	<i>CAPÍTULO IV.....</i>	<i>235</i>
	<i>CAPÍTULO V.....</i>	<i>236</i>
BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....		237

 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I-1 Arenisca limpia.....	6
Figura I-2 Caliza detrítica.....	6
Figura I-3 Caliza fracturada.....	7
Figura I-4 Arenisca con estratificación cruzada.....	7
Figura I-5 Lutita carbonosa.....	8
Figura I-6 Rocas carbonatadas arrecifales.....	8
Figura I-7 Anticlinal.....	9
Figura I-8 Discordancia.....	9
Figura I-9 Combinación de pliegue y fallas.....	10
Figura I-10 Intrusión ígnea.....	10
Figura I-11 Diagrama de fase del aceite negro.....	11
Figura I-12 Diagrama de fase del aceite volátil.....	11
Figura I-13 Diagrama de fase del gas y condensado.....	12
Figura I-14 Diagrama de fase del gas húmedo.....	12
Figura I-15 Diagrama de fase del gas seco.....	13
Figura I-16 Empuje de gas disuelto liberado.....	14
Figura I-17 Empuje por casquete de gas.....	15
Figura I-18 Empuje por agua.....	17
Figura I-19 Desplazamiento por segregación gravitacional.....	18
Figura I-20 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.....	20
Figura I-21 Definición y clasificación de reservas.....	22
Figura II-1 Sistema esquemático de bombeo neumático.....	41
Figura II-2 Válvula de bombeo neumático.....	44
Figura II-3 Válvula balanceada.....	44
Figura II-4 Bombeo neumático instalación abierta.....	48
Figura II-5 Bombeo neumático instalación semicerrada.....	48
Figura II-6 Bombeo neumático instalación cerrada.....	49
Figura II-7 Diagrama bombeo neumático continuo en 3 etapas.....	50
Figura II-8 Ciclo del bombeo neumático intermitente.....	52
Figura II-9 Esquema del sistema de bombeo mecánico.....	54

Figura II-10 Unidades superficiales de bombeo mecánico de balancín clase I.	55
Figura II-11 Unidades superficiales de bombeo mecánico de balancín clase III aerobalanceada (izquierda) y Mark II (derecha).	55
Figura II-12 Unidad Tieben de bombeo mecánico.	56
Figura II-13 Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga.	58
Figura II-14 Unidad Corlift de bombeo mecánico.	59
Figura II-15 Unidad Morlift de bombeo mecánico.	60
Figura II-16 Bomba subsuperficial-ciclo de bombeo mecánico.	62
Figura II-17 Varilla de bombeo mecánico.	63
Figura II-18 Bomba hidráulica tipo pistón.	65
Figura II-19 Bomba hidráulica tipo jet.	67
Figura II-20 Bomba de cavidades progresivas.	68
Figura II-21 Configuración típica del sistema de bombeo de cavidades progresivas.	70
Figura II-22 Diagrama de bombeo electrocentrífugo.	71
Figura II-23 Instalación típica del émbolo viajero.	74
Figura II-24 Perfiles de presión del sistema artificial regular y combinado.	77
c) Figura II-25 Flexibilidad y adaptación del ESP-BN y la curva de IPR del pozo.	78
Figura III-1 Contorno del mapa estructural del campo RF.	97
Figura III-2 Propuesta integral para la optimización de problemas de bombeo neumático. ...	118
Figura III-3 Caso de estudio de un campo maduro costa afuera con bombeo neumático.	119
Figura III-4 Red de tuberías superficiales integral aplicado en el modelo de simulación de flujo (VIP).	120
Figura III-5 Proceso general de producción en el pozo-batería de separación.	122
Figura III-6 Región de eficiencia positiva de levantamiento de la curva de comportamiento del bombeo neumático.	126
Figura IV-1 Localización de la Cuenca del Golfo de San Jorge.	140
Figura IV-2 Motor de ángulo directo.	148
Figura IV-3 Histéresis en la bomba de cavidades progresivas.	150
Figura IV-4 Instalación superficial para la inyección de fluido motriz (agua) del bombeo hidráulico, sistema cerrado.	161
Figura IV-5 Unidad hidráulica superficial computarizada.	171

Figura IV-6 Representación esquemática del diagrama de flujo que muestra la forma de realizar el aparato operativo y de control para el sistema de bombeo de este método.	173
Figura IV-7 Localización del campo de aceite maduro del yacimiento Tamabra.	175
Figura IV-8 Distribución de sectores en Chicontepec.	181
Figura IV-9 Metodología para la selección de sistemas artificiales de producción en el AIATG.	183
Figura IV-10 Macroperas autosustentables.	188
Figura V-1 Distribución discreta.	204
Figura V-2 Distribución continua.	205
Figura V-3 Curva de distribución de frecuencias sesgada positivamente.	205
Figura V-4 Diagrama de tornado.	207
Figura V-5 Árbol de decisión del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo ras Fanar.	217
Figura V-6 Nodo de decisión.	218
Figura V-7 Nodo de incertidumbre.	218
Figura V-8 Nodo final.	218

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica I-1 Consumo mundial de energéticos [Millones de toneladas de aceite equivalente].	26
Gráfica I-2 Distribución de reservas probadas en 1990, 2000 y 2010.	27
Gráfica I-3 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.	28
Gráfica I-4 Distribución de la producción mundial de aceite [millones de barriles por día].	32
Gráfica I-5 Porcentaje de producción proveniente de campos maduros.	32
Gráfica I-6 Reservas de campos fósiles contra gastos de producción [años].	33
Gráfica I-7 Volúmenes de hidrocarburos en México (2010).	34
Gráfica I-8 Históricos de producción de PEMEX.	35
Gráfica I-9 Reserva de los campos maduros potenciales en México.	36
Gráfica I-10 Áreas potenciales de campos maduros, localización geográfica.	37
Gráfica III-1 Curvas de comportamiento de afluencia.	82
Gráfica III-2 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto $EF = 1$	84
Gráfica III-3 Histórico de producción del campo.	96
Gráfica III-4 Histórico de presión del campo.	98
Gráfica III-5 Curvas de flujo natural en la TP.	101
Gráfica III-6 Diseño y espaciamiento de mandriles del bombeo neumático.	103
Gráfica III-7 Sensibilidad en la inyección de gas con diferentes cortes de agua.	104
Gráfica III-8 Sensibilidad del gas de inyección con diferentes presiones en la cabeza del pozo.	105
Gráfica III-9 Predicción del desempeño del pozo con bombeo neumático.	105
Gráfica III-10 Predicción del desempeño de la bomba.	108
Gráfica III-11 Eficiencia de la bomba y caballos de fuerza requeridos.	108
Gráfica III-12 Capacidades de los pozos con bombeo neumático y electrocentrífugo con diferentes cortes de agua.	109
Gráfica III-13 Resultado de la predicción de los gastos con Flujo Natural (N. Flow), bombeo neumático (Gas Lift) y bombeo electrocentrífugo (BEC).	111
Gráfica III-14 Costo en barriles del BEC y el Bombeo Neumático.	114

Gráfica III-15 Gastos de aceite del campo contra en tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento).....	126
Gráfica III-16 Gastos de agua del campo contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de flujo).....	127
Gráfica III-17 Gasto de gas de la formación del campo contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).....	127
Gráfica III-18 Gasto de inyección de gas contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).....	128
Gráfica III-19 Producción acumulada de aceite (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).....	128
Gráfica III-20 VPN contra eficiencia de levantamiento.	131
Gráfica III-21 Metodología genérica para la selección de los sistemas artificiales de producción en campos maduros.	138
Gráfica IV-1 Evolución total de los fluidos producidos en el Golfo de San Jorge.	141
Gráfica IV-2 Evolución de los sistemas artificiales de producción en el Golfo de San Jorge.	142
Gráfica IV-3 Relación de profundidad vs gasto del bombeo mecánico en el Golfo de San Jorge.....	144
Gráfica IV-4 Cartas dinamométricas de superficie y del fondo del pozo de la unidad de carrera larga.....	145
Gráfica IV-5 Relación de profundidad vs gasto del bombeo de cavidades progresivas en el Golfo de San Jorge.....	147
Gráfica IV-6 Relación de profundidad vs gasto del bombeo electrocentrífugo en el Golfo de San Jorge.	151
Gráfica IV-7 Relación de profundidad vs gasto de los 9,760 pozos activos que cuentan con un método de levantamiento artificial en el Golfo de San Jorge.....	155
Gráfica IV-8 Distribución de pozos por gasto en el Golfo de San Jorge.....	156
Gráfica IV-9 Resultados de la conversión de los 14 pozos a BCP en el campo Whittier.....	166
Gráfica IV-10 Resultados de la conversión de los 14 pozos a BCP en el campo Whittier si estas conversiones se realizaran al mismo tiempo.	166
Gráfica IV-11 Histórico de producción del campo del yacimiento Tamabra.....	176

Gráfica IV-12 Producción durante la prueba en un pozo del campo del yacimiento Tamabra.	177
Gráfica IV-13 Distribución de Pozos en operación de Chicontepec.	184
Gráfica IV-14 Distribución de sistemas artificiales de producción en Chicontepec.....	186
Gráfica IV-15 Distribución de sistemas artificiales de producción que presentan fallas en Chicontepec.....	187
Gráfica IV-16 Histórico de producción de Chicontepec al año 2011. Incremento implícito de la producción a raíz de los sistemas artificiales.....	189
Gráfica V-1 Diagrama de Tornado del bombeo neumático del campo Ras Fanar.	215
Gráfica V-2 Diagrama de tornado del bombeo electrocentrífugo del campo ras fanar.	216
Gráfica V-3 Probabilidad acumulada vs flujo de efectivo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.....	219
Gráfica V-4 Distribución discreta del flujo de efectivo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.....	221
Gráfica V-5 VPN contra riesgo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.	222

 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I-1 Clasificación del petróleo crudo.....	5
Tabla III-1 Estudio comparativo entre diferentes técnicas de levantamiento artificial.....	99
Tabla III-2 Resultado de comparaciones de gradientes de flujo natural con diferentes correlaciones.....	101
Tabla III-3 Cálculo de AOFP de los pozos.....	102
Tabla III-4 Profundidad y presiones de los mandriles de cada pozo.....	103
Tabla III-5 Medidas máximas de las bombas de BEC que operan en pozos de 7 pulgadas.....	106
Tabla III-6 Medidas (caballos de fuerza/etapas) requeridas en el BEC.....	107
Tabla III-7 Predicciones sensibles para el Bombeo Neumático y el BEC.....	110
Tabla III-8 Precios del equipo de fondo del bombeo neumático.....	111
Tabla III-9 Costo capital y precios de los artículos para el BN.....	112
Tabla III-10 Costos e inversiones de los artículos del BEC.....	113
Tabla III-11 Configuración de la sarta de los pozos productores.....	121
Tabla III-12 Resumen de las características del yacimiento, pozo y equipos superficiales del modelo de flujo usado en este estudio.....	122
Tabla III-13 Resumen de variables económicas del modelo integral.....	124
Tabla III-14 Resumen del resultado económico (VPN).....	130
Tabla IV-1 Resumen de los Sistemas Artificiales de Producción [BM, BCP, BEC] aplicados en el Golfo de San Jorge.....	157
Tabla IV-2 Comparación de eficiencias de los diversos sistemas artificiales de producción.....	164
Tabla IV-3 Reducción del costo operativo en el campo Whittier.....	168
Tabla IV-4 Propiedades de los fluidos en Chicontepec.....	185
Tabla V-1 Desarrollo económico y resultados del bombeo electrocentrífugo en el campo Ras Fanar.....	213
Tabla V-2 Desarrollo económico y resultados del Bombeo neumático en el campo Ras Fanar.....	213
Tabla V-3 Análisis de sensibilidad en el Flujo de efectivo del bombeo neumático del campo Ras Fanar.....	214
Tabla V-4 Análisis de sensibilidad en el flujo de efectivo del bombeo electrocentrífugo del campo ras Fanar.....	214

Tabla V-5 Resumen estadístico del árbol de decisión correspondiente al bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar. 219

Tabla V-6 Resumen económico del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar. 220

Tabla V-7 Resultados relevantes de la grafica de probabilidad acumulada del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar. 222

INTRODUCCIÓN

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. El aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para el caso del aceite y un 70% para el caso del gas. Si se piensa en los altos volúmenes de aceite remanente que quedan en los yacimientos maduros se observa el enorme potencial que presentan estos campos para adicionar reservas. Una opción para aumentar esas reservas es la implementación de métodos de levantamiento artificial.

El objetivo de esta tesis es presentar el potencial de los sistemas artificiales de producción para ser aplicados en los campos maduros al obtener un aumento en la producción y en la vida operativa del campo o yacimiento, además de exponer una alternativa económica de selección que complemente los estudios y diseños realizados por el ingeniero, minimizando la incertidumbre de pérdida económica a través de un estudio económico integral implementando el análisis de riesgo.

Se presentan las generalidades de los campos maduros, como la clasificación del petróleo, los yacimientos, así como la clasificación de las reservas a nivel mundial y nacional. El objetivo de presentar las reservas es ver el impacto de aumentar un cierto porcentaje de ellas al enfocarse la inversión a los campos maduros. Se presentan las perspectivas de los campos maduros, en este punto se pretende explicar qué son los campos maduros, cómo se clasifican y cómo se pueden aprovechar, cuál es el porcentaje de reservas que provienen de los campos maduros a nivel mundial y cuál es el tiempo de duración de las reservas si a partir de estos momentos no se hiciese nada por reponer las reservas a explotar.

Siguiendo la misma línea introductoria hacia los conceptos básicos, se presentan los fundamentos de los sistemas artificiales de producción que son aplicados en los campos maduros, cómo es el funcionamiento de los sistemas artificiales, cuáles son sus principales componentes, ventajas y desventajas con el propósito de comprender los motivos de aplicación de los sistemas artificiales en ciertos campos, es decir, dependiendo de las

condiciones de operación del yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, se aplicará el sistema artificial que más se adapte, proporcionando una mayor producción a un menor costo.

Prácticamente cualquier sistema artificial de producción puede ser aplicado para los campos maduros, la aplicación de ciertos métodos de levantamiento artificial depende las condiciones en las que se va a instalar; no solo las condiciones del yacimiento, del pozo y de las instalaciones superficiales afectan la selección, existen otros factores que intervienen y que deben ser tomados en cuenta por lo que se expone cuales son los principales puntos para la selección de los sistemas artificiales de producción, además de presentar casos prácticos donde se desarrolla lo anterior en campos maduros.

Con el propósito de tener bases sólidas para la comprensión y elaboración de la selección de los sistemas artificiales de producción enfocado a campos maduros se presenta una metodología genérica realizada con los casos presentados en este documento, así como la propuesta de realizar un análisis económico que integre el análisis de riesgo con el objetivo de reducir la incertidumbre de fracaso en la toma de decisiones para la aplicación de los métodos de levantamiento artificial.

Existen diversos casos de aplicación de los sistemas artificiales de producción en campos maduros por lo que se analiza lo que se realizó para observar el impacto que se obtuvo al aplicar estos métodos de levantamiento artificial. De esta manera se expone la magnitud de los resultados al implementar los sistemas artificiales de producción al desarrollar los campos maduros.

Una aportación significativa de esta tesis es aplicar la evaluación económica a un caso práctico para observar las ventajas que deja el análisis económico integral. Para la evaluación económica se utilizan las principales teorías de análisis económico, se describe el proceso de evaluación económica, además de ocupar herramientas de cómputo que facilitan su evaluación. Esto integra conceptos como valor presente neto, flujo de efectivo, tasa interna de retorno, relación beneficio-costos, análisis de sensibilidad y por consecuente análisis de riesgo a través del árbol de decisión o simulación de Monte Carlo con el objetivo de tener la mayor cantidad de información económica para comparar los diversos escenarios de producción y analizar cuál representa la mejor opción al obtener la mayor ganancia pero el menor riesgo.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS MADUROS

1.1 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, compuestos denominados hidrocarburos, formado por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra parte, pequeñas porciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y solo en lugares en los que hubo cuencas sedimentarias.

Su color es variable, entre ámbar y negro. El significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

Los factores para su formación son la ausencia de oxígeno libre, restos de plantas y animales (sobre todo, plancton marino), gran presión de las capas de la corteza terrestre, altas temperaturas y acción de bacterias. Los restos de animales y plantas, cubiertos por arcilla y tierra durante millones de años (sometidos por tanto a grandes presiones y altas temperaturas), junto con la acción de bacterias anaeróbicas, provocan la formación del petróleo¹.

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen y también relacionándolo con su densidad API; los refinados también los clasifican como “dulce”, que significa que contiene relativamente poco azufre, o “amargo”, que contiene mayores cantidades de azufre y, por tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

La clasificación de los tipos de petróleo se realiza de acuerdo con su densidad API (American Petroleum Institute), con ellos se diferencian las calidades del crudo, en la Tabla I-1 se presenta la clasificación realizada por la industria petrolera mundial:

Aceite crudo	Densidad [g/cc]	Densidad [°API]
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39.0

Tabla I-1 Clasificación del petróleo crudo.¹

Para la exportación en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Itsmo.- Ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya.- Pesado con densidad de 22 °API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca.- Superligero con densidad de 39.3 °API y 0.8% de azufre en peso.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Es práctica común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo. Así, los yacimientos se pueden clasificar tomando en cuenta las características de los fluidos, el tipo de empuje, el tipo de trampa o de acuerdo al tipo de roca almacenadora.

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA ALMACENADORA¹

Areniscas.- Su porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias con limo, cieno, lignito, bentonita, etc. Su porosidad primaria es muy baja. En la Figura I-1 se muestra un ejemplo de arenisca limpia.



Figura I-1 Arenisca limpia.²

Calizas de cuenca.- En la Figura I-2 se observa un ejemplo de calizas de cuenca de textura Wackestone, las cuales están formadas por pocos aloquímicos y cemento de micrita.



Figura I-2 Caliza detrítica.²

Calizas fracturadas y/o con cavernas.- Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento o a la comunicación entre cavernas. Un ejemplo de calizas fracturadas se muestra en la Figura I-3.



Figura I-3 Caliza fracturada.²

Areniscas.- Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silíceos. Las areniscas son una clase muy importante, forman el 25% aproximadamente del total de las rocas sedimentarias. Son importantes almacenadoras de gas natural, aceite y agua; algunas pueden formar yacimientos. En la Figura I-4 se presenta la arenisca.



Figura I-4 Arenisca con estratificación cruzada.²

Lutita carbonosa.- Son todas aquellas que tienen alto contenido de carbono orgánico, producto de la evolución diagenética, en diferentes rangos, de depósitos producidos por organismos. En la Figura I-5 se muestra un ejemplo de rocas carbonosas.



Figura I-5 Lutita carbonosa.²

Rocas carbonatadas arrecifales.- Los carbonatos se constituyen básicamente de calcita, aragonita y dolomita. Los procesos de formación de los carbonatos pueden ser de tipo marino, bioquímico o terrestre. En la Figura I-6 se presenta una roca carbonatada de origen bioquímico.



Figura I-6 Rocas carbonatadas arrecifales.²

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL TIPO DE TRAMPA¹

Trampa de tipo estructural.- Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas, tales como el anticlinal mostrado en la Figura I-7.

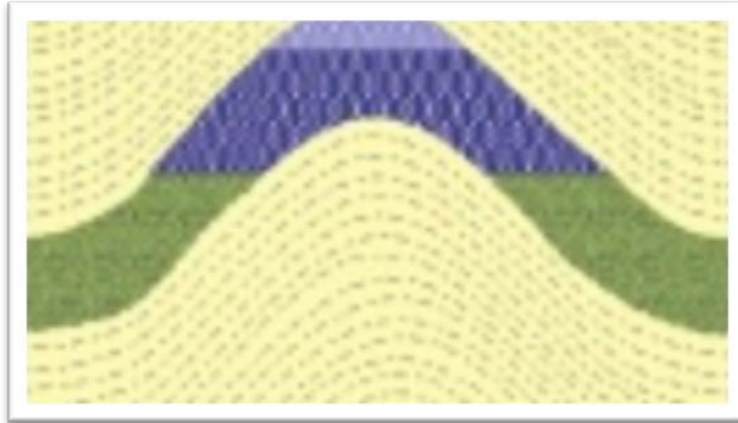


Figura I-7 Anticlinal.³

Trampa de tipo estratigráfica.- Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica. En la Figura I-8 se muestra una discordancia como trampa estratigráfica.

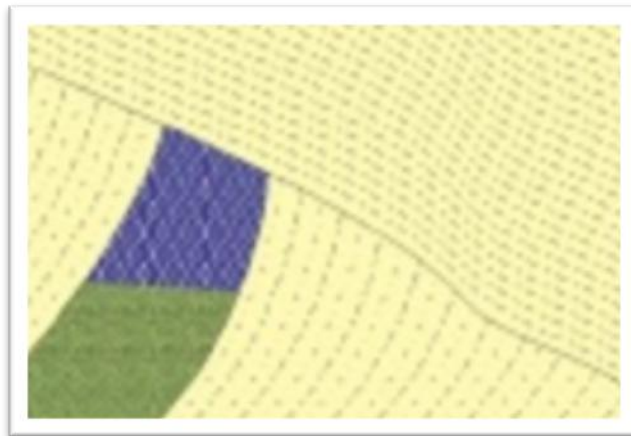


Figura I-8 Discordancia.³

Trampa de tipo combinada.- Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos como se observa en la Figura I-9.

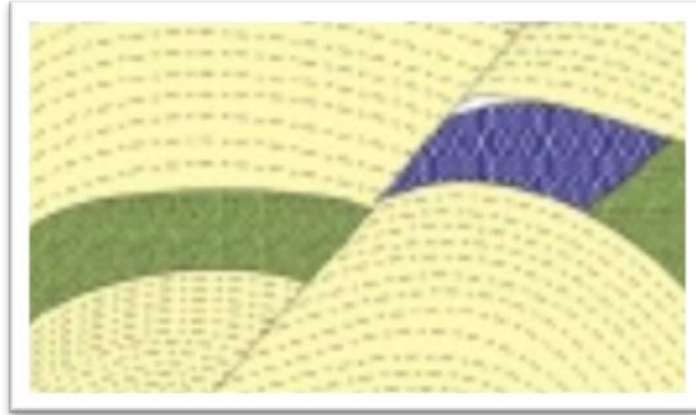


Figura I-9 Combinación de pliegue y fallas.³

Trampas de tipo asociadas a intrusiones ígneas.- Se conoce en los casos que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello como se presenta en la Figura I-10.

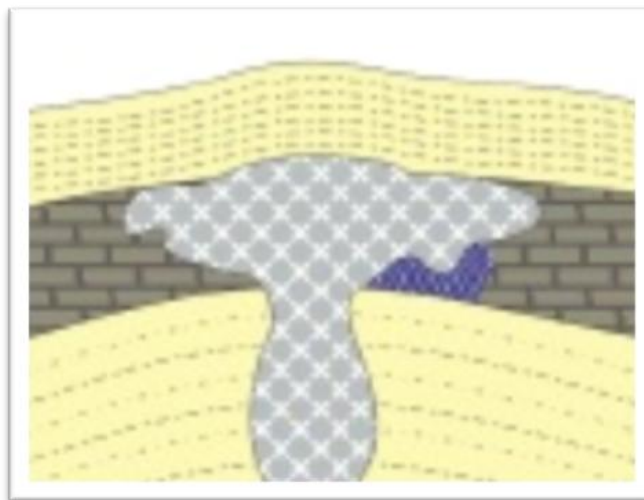


Figura I-10 Intrusión ígnea.³

1.2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDOS ALMACENADOS²

Yacimientos de aceite negro.- Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.8 y una relación gas aceite instantánea menor de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$. En la Figura I-11 se muestra el diagrama de fase del aceite negro.

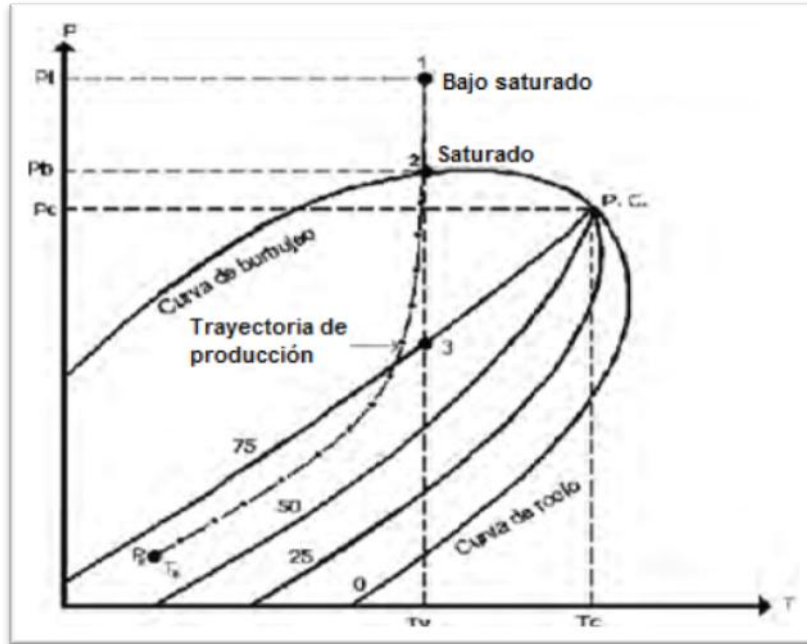


Figura I-11 Diagrama de fase del aceite negro.²

Yacimientos de aceite volátil.- Produce un líquido de café oscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.8 con una relación gas aceite instantáneo entre 200 y 1,500 m^3/m^3 y su diagrama de fase es representado por la Figura I-12

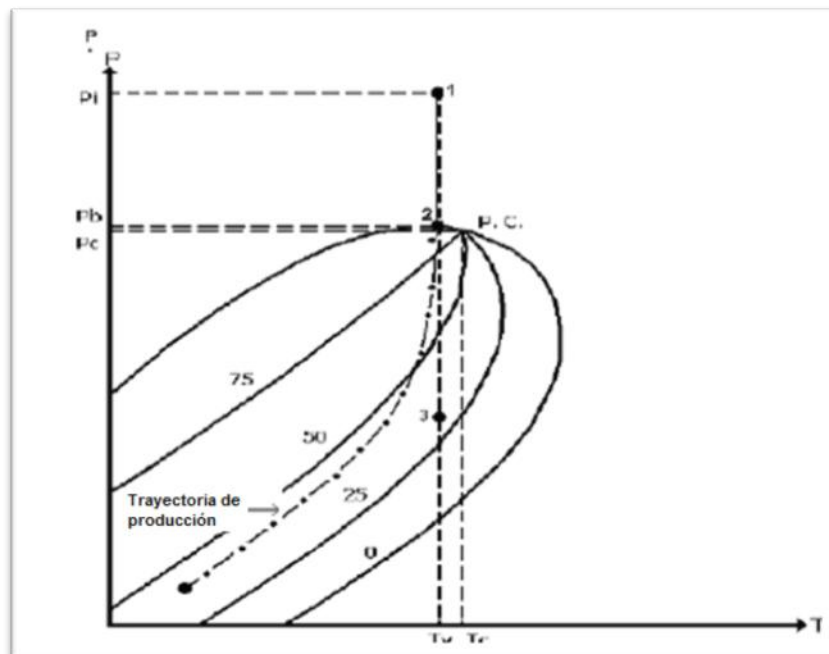


Figura I-12 Diagrama de fase del aceite volátil.²

Yacimientos de gas y condensado.- Produce un líquido ligeramente café o amarillo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con una relación gas aceite instantáneas que varían de 1,500 a 12,000 m^3/m^3 . Su diagrama de fase es representado por la Figura I-13.

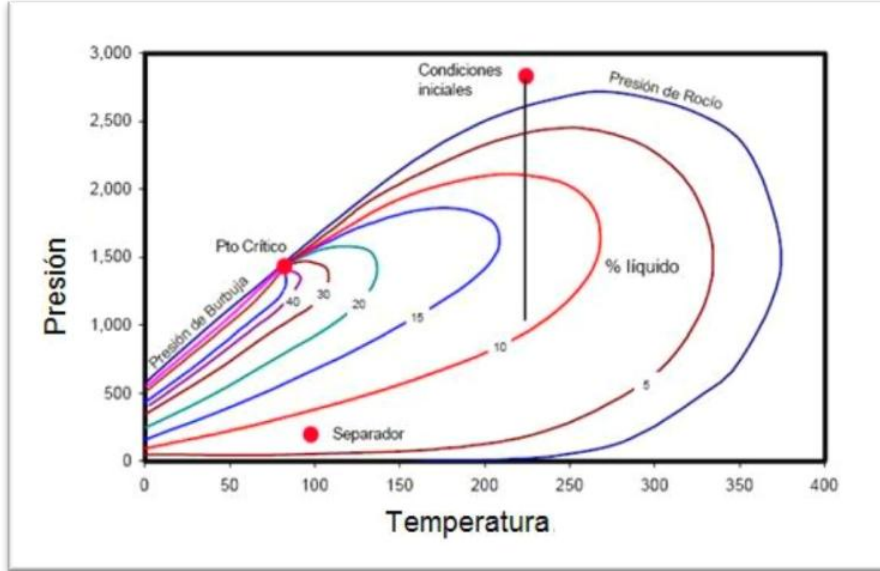


Figura I-13 Diagrama de fase del gas y condensado.²

Yacimientos de gas húmedo.- Produce un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74, con relaciones gas aceite entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 y el diagrama de fase se muestra en la Figura I-14.

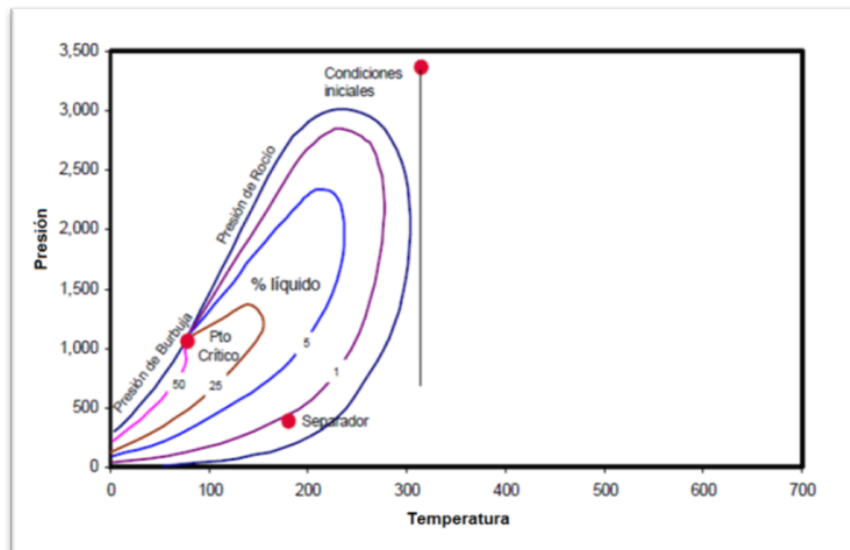


Figura I-14 Diagrama de fase del gas húmedo.²

Yacimientos de gas seco. Producen un líquido ligero; transparente (si lo hay) y con relaciones gas aceite mayores de $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$. La Figura I-15 representa el diagrama de fase del gas seco.

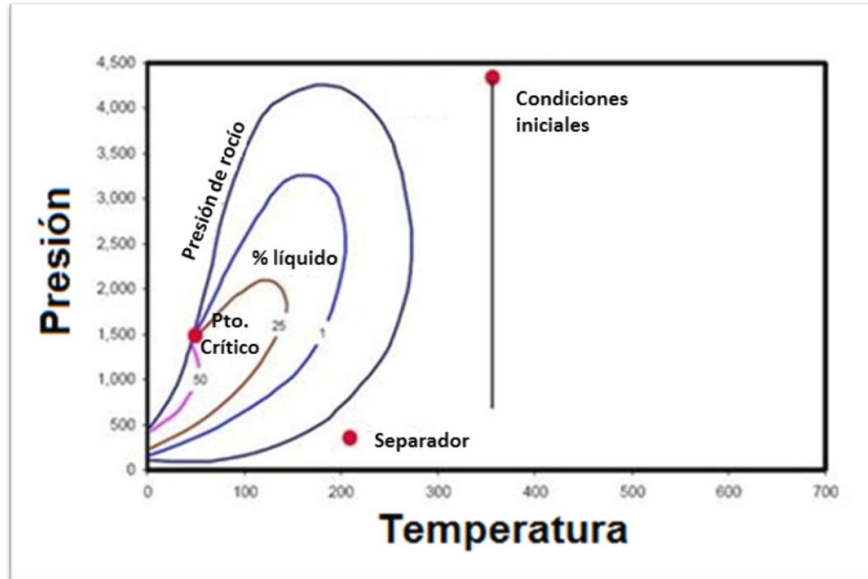


Figura I-15 Diagrama de fase del gas seco.²

1.2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO CON LA PRESIÓN ORIGINAL EN YACIMIENTOS DE ACEITE¹

Bajo saturados.- La presión inicial es mayor que la de saturación, en este caso todo es gas disuelto.

Saturados.- La presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando la presión inicial (p_i) es menor a la presión de burbuja (p_b), hay gas libre, ya sea disperso o en casquete.

1.2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE²

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento o mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, con expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drene gravitacional. En yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que

consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Expansión roca – fluido.- Es el único mecanismo de desplazamiento que actúa en los yacimientos volumétricos en la etapa de bajosaturación; la expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, por lo tanto el aceite contenido en el yacimiento se va hacia los pozos productores. Debido a la baja compresibilidad del sistema en este caso, el ritmo de declinación de la presión, con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite puede ocurrir en la tubería de producción, cuando se llega a la presión de saturación.

Empuje de gas disuelto liberado.- Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento de aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansibilidad) del gas es mayor que la de otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales debido a la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos o hacia la cima estructural. La Figura I-16 muestra el comportamiento del mecanismo de empuje por gas disuelto liberado.

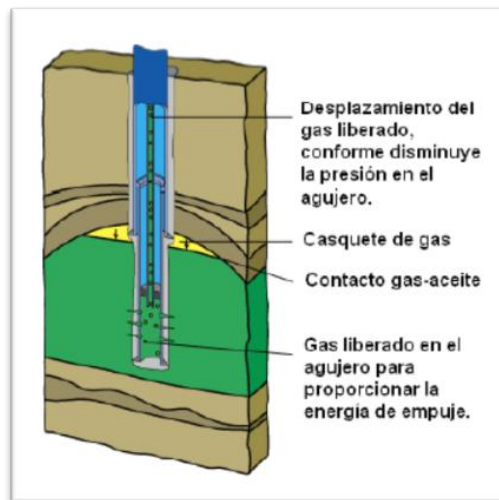


Figura I-16 Empuje de gas disuelto liberado.⁴

Debido a que este mecanismo predomina generalmente en yacimientos volumétricos, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado son casi siempre bajas, variando generalmente entre 5 y 20%.

Empuje por casquete de gas.-El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas como se muestra en la Figura I-17, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- a. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- b. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete.

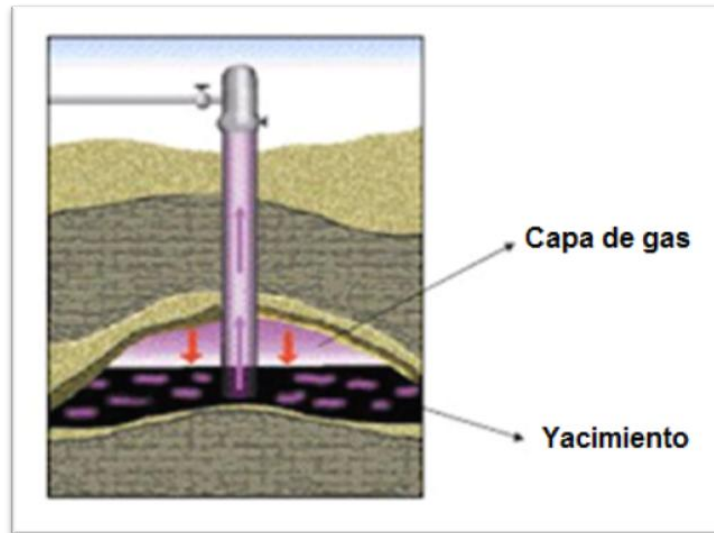


Figura I-17 Empuje por casquete de gas.⁴

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- a. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.

- c. Las capas de gas pueden crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación gravitacional, se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

Empuje por agua.- El desplazamiento del aceite por entrada de agua es similar al del casquete de gas; tiene lugar en este caso atrás y en la interface agua-aceite móvil, ocurre cuando existe un acuífero activo, de tamaño importante, asociado al yacimiento y éste le aporta agua al expandirse, por el abatimiento de presión que le transmite el yacimiento, como el que se muestra en la Figura I-18. El empuje puede variar desde muy débil hasta muy fuerte, según la magnitud del acuífero y sus características; la entrada de agua al yacimiento será mayor, a medida que el volumen del acuífero y su grado de conexión con el yacimiento (permeabilidad) aumenten. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y, asimismo, el desplazamiento que ocasione. Los requerimientos básicos para este proceso son:

- a) Una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- b) Una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial; para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación sin barreras entre el aceite y el agua; la permeabilidad de la formación facilitará su filtración adecuada.

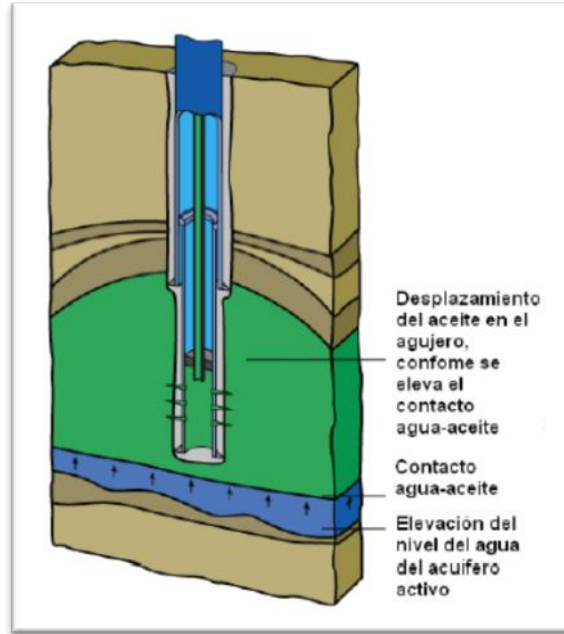


Figura I-18 Empuje por agua.⁴

Desplazamiento por segregación gravitacional.- La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo así a la formación o al incremento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento. Los yacimientos presentan condiciones propias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos, por lo que el factor de recuperación puede ser mayor al 50%. Un ejemplo de mecanismo de empuje por segregación gravitacional se muestra en la Figura I-19.

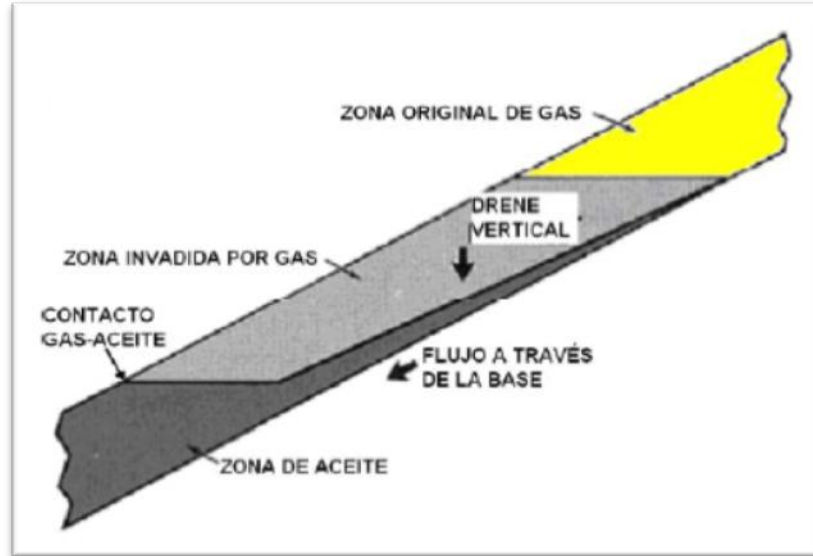


Figura I-19 Desplazamiento por segregación gravitacional.⁴

Combinación de empuje.- La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo, un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuyen substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS³

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupo de proyectos y las carteras completas de compañías de acuerdo con los pronósticos de perfiles de producción y recuperaciones. Dicho sistema debe considerar tanto factores técnicos como comerciales que impactan en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva y los flujos de efectivo relacionados.

Volumen original de hidrocarburo.- El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Recursos Petroleros.- Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

La clasificación de recursos se muestra en la Figura I-20, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable, y probada más probable más posible, para cada una de las tres estimaciones anteriores, respectivamente. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

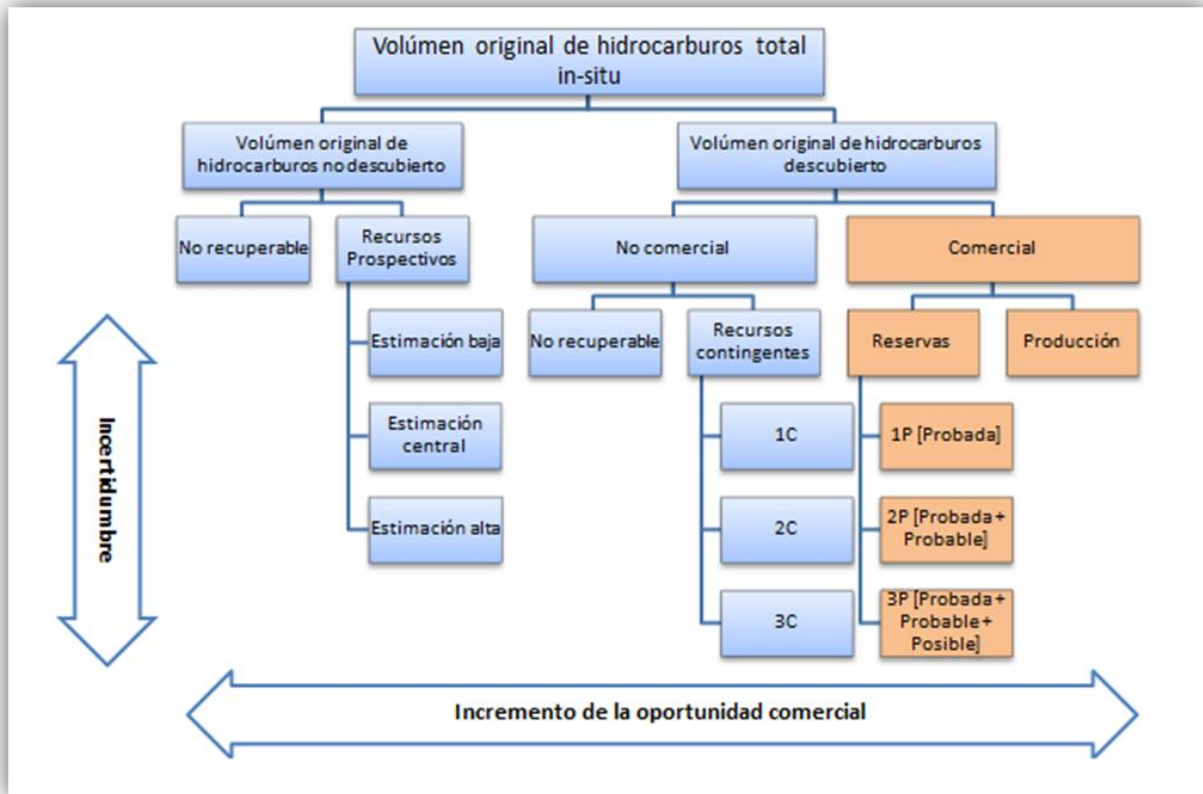


Figura I-20 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.⁵

- Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*.- Es esa cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún a descubrir (equivalente a los “recursos totales”).
- Volumen original de hidrocarburos descubierto.- Es la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.
- Volumen original de hidrocarburo no descubierto.- Es aquella cantidad de petróleo estimada, a fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.
- Recursos prospectivos.- Son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la

aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

- Recursos contingentes.- Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser subclasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.
- Reservas.- Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

1.3.1 RESERVAS

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se anticipan como recuperables por medio de proyectos de desarrollos aplicados a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones establecidas. Estas reservas deben satisfacer cuatro principales criterios que son⁴:

- Estar descubiertas.
- Recuperables.
- Comerciales.
- Remanentes.

Todos en la fecha de evaluación y basados en los proyectos de desarrollo aplicados. En la Figura I-21 se observa de manera general como clasifica PEMEX las reservas, esta clasificación está basada en las definiciones emitidas por la SEC y SPE.

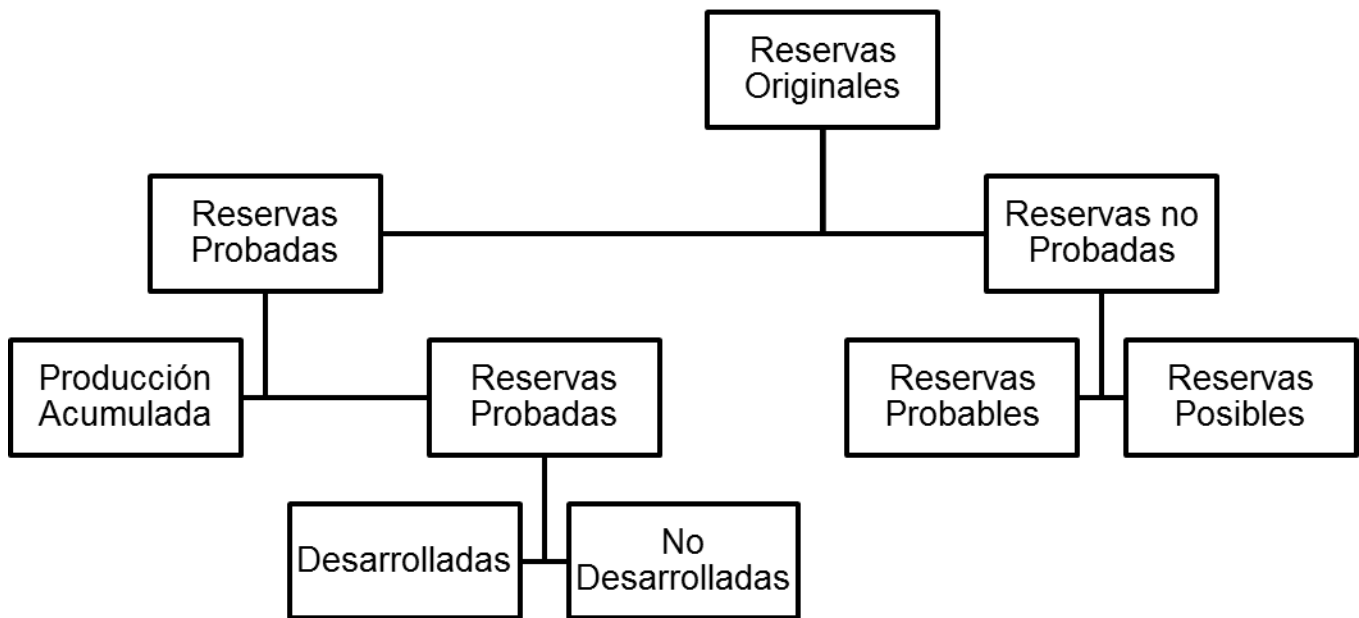


Figura I-21 Definición y clasificación de reservas.⁶

En general las **reservas probadas** son aquella cantidad de hidrocarburo que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable al ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas, también se le denomina reservas 1P. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Las reservas probadas se pueden clasificar como reservas desarrolladas o no desarrolladas dependiendo del estado de operación del pozo, además de las instalaciones asociadas al mismo, es decir, las reservas desarrolladas son las cantidades de hidrocarburos esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes, mientras que las reservas no desarrolladas son aquella cantidad de hidrocarburos que se esperan ser recuperadas a través de inversiones futuras al proyecto de explotación.

En el caso de la evaluación de las reservas del yacimiento, si ya cuentan con sistemas artificiales se considera la producción del mismo en las reservas desarrolladas de lo contrario caería en las reservas no desarrolladas.

Las **reservas probables** son aquellas reservas adicionales donde un análisis de datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas con las reservas probadas pero más ciertas a ser recuperadas comparadas con las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, deberá haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualaran o excedan la estimación de 2P.

Las **reservas posibles** son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualaran o superaran la estimación 3P.

1.4 PERSPECTIVA DE LOS CAMPOS MADUROS

Existen diversas definiciones para campos maduros, la mayoría coinciden en que se considera un campo maduro a aquel que alcanza el pico de su producción o se encuentre en una etapa de declinación, habiendo producido por más de 20 años en general e incluso

señalan 10 años. Otros autores señalan que para que se considere un campo maduro éste tiene que haber alcanzado su límite económico después de una recuperación primaria, secundaria y terciaria¹.

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. El aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para el caso del aceite y un 70% para el caso del gas. Si se piensa en los altos volúmenes de aceite remanente que quedan en los yacimientos maduros se observa el enorme potencial que presentan estos campos para adicionar reservas⁵.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en la recuperación del hidrocarburo, lo cual extendería la vida útil del campo y se mejoraría la rentabilidad del mismo. Ya que estos campos cuentan con una infraestructura existente, no se requieren de grandes inversiones en sistemas de tratamientos y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o requerir de costosos proyectos de perforación de nuevos pozos.

Actualmente la gran ventaja de tener un precio de hidrocarburo alto, sumado al constante incremento de la demanda hacen que se puedan aplicar técnicas y metodologías para el mejoramiento de la productividad que antes no eran económicamente rentables, dando como resultado un aumento real en el volumen de crudo y gas.

Existen diversas alternativas para el mejoramiento de la producción, cada una con diferentes costos, grados de dificultad y tiempo de respuesta. Entre las principales alternativas están:

- Mejorar el conocimiento del yacimiento. Empleando técnicas como la sísmica y perfiles de pozos se puede tener una mejor idea de las características de la formación, por ejemplo la presencia de heterogeneidades como la presencia de fallas, capas con diferentes permeabilidades, etc. También al tenerse una historia de producción y presiones se puede refinar el cálculo de las reservas originales de hidrocarburos usando balance de materias, que además permite corroborar los mecanismos de producción asociados al yacimiento e identificar la presencia de acuíferos.

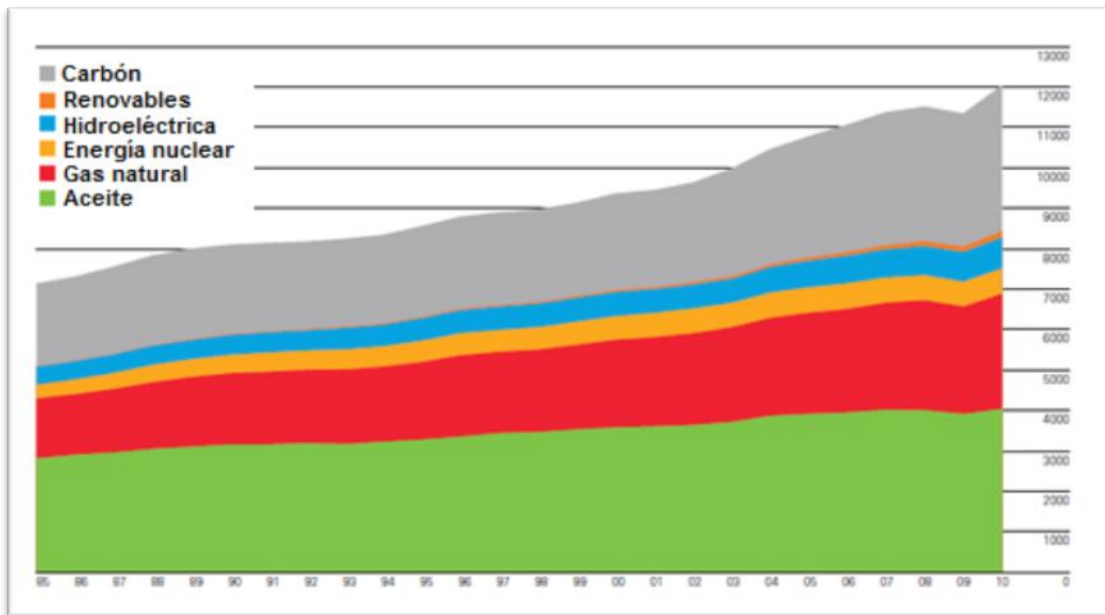
- Perforar más pozos. Al hacerse una revisión de datos geológicos y de producción se puede mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevos pozos en áreas antes ignoradas. Los nuevos pozos pueden incluso perforarse horizontalmente o con multi-laterales para drenar mejor el yacimiento y llegar a zonas aisladas.
- Ejecutar proyectos de recuperación secundaria o terciaria. En esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor y CO₂), de polímeros y la combustión in-situ, entre otras.
- Mejorar la productividad de los pozos existentes. Con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por problemas mecánicos, deposición de parafinas o asfaltenos, daño o skin en perforaciones y alrededores del pozo y por disminución en la eficiencia de métodos de levantamiento artificial por daños de equipos o aumentos en la producción de gas o de agua.
- Instalar sistemas artificiales de producción (SAP). Los principales métodos de levantamiento artificial ayudan a mejorar la producción de dos formas: suministrando una energía extra en el fondo del pozo (por ejemplo bombas de bombeo electrocentrífugo o BEC) o disminuyendo la densidad del fluido a producir, por ejemplo con inyección de gas, haciendo que una presión de fondo baja sea económica y operativamente apta para la producción.
- Revisión del sistema de tuberías y equipo de superficie, los cuales pueden estar restringiendo la producción si no están bien diseñadas para los cambios que puedan presentar.

Una forma rápida de lograr aumentos en la producción sin incurrir en inversiones iniciales muy altas es mejorar la producción en los pozos existentes y eliminando las restricciones al flujo que se puedan tener en la superficie.

Es importante revisar cual es el potencial de los campos maduros tanto a nivel nacional como a nivel mundial, por esta razón se hace referencia a las reservas que a la fecha se tiene registradas en ambas partes.

1.4.1 RESERVAS MUNDIALES⁶

El petróleo sigue siendo el combustible líder en el mundo, con un 33.6% de consumo energético total, sin embargo se ha observado que desde hace 11 años ha perdido su presencia en el mercado. En la Gráfica I-1 se observa que el carbón y el gas natural son las fuentes energéticas que han tenido un repunte en los últimos años en su consumo, desplazando al aceite.



Gráfica I-1 Consumo mundial de energéticos [Millones de toneladas de aceite equivalente].⁷

Como se observa en la Gráfica I-2 a lo largo de los últimos 20 años las reservas mundiales han crecido de 1,003.2 miles de millones de barriles de crudo equivalente a 1,383.2 miles de millones de barriles de crudo equivalente observándose que las reservas probadas de oriente medio ha sufrido una caída, al contrario del continente americano que ha mantenido sus reservas probables o incluso las ha duplicado como el caso de Sudamérica, esto debido a que se incorporaron recientemente las reservas de Venezuela.



Gráfica I-2 Distribución de reservas probadas en 1990, 2000 y 2010.⁷

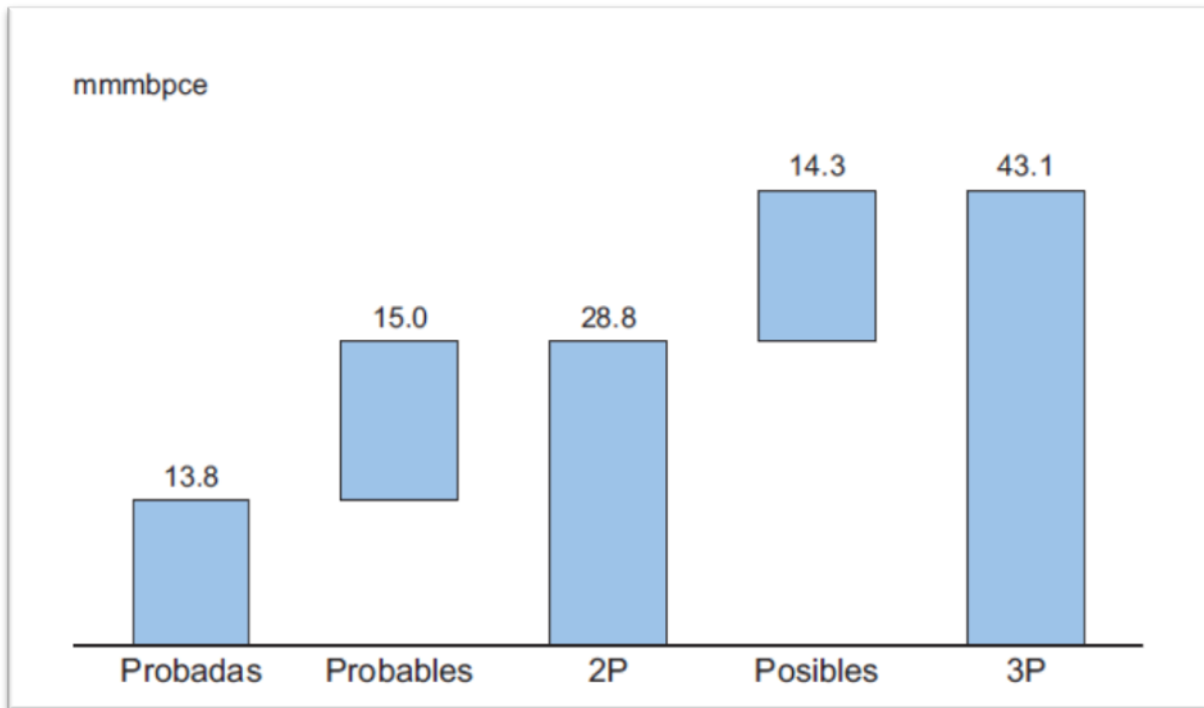
1.4.2 RESERVAS EN MÉXICO³

PEMEX para la evaluación de las reservas remanentes de hidrocarburo del país utiliza definiciones y conceptos basados en lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), el cual es un organismo estadounidense que se encarga de regular los mercados de valores y financieros de este país, y para el caso de las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y el World Petroleum Council (WPC), organizaciones técnicas donde México participa.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantizan certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como los procedimientos empleados para su estimación. Adicionalmente, PEMEX certifica sus reservas anualmente por

consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementando la confianza en las cifras reportadas.

Al 1 de enero del 2011 las reservas remanentes totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,073.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, correspondientes al 30% de reservas probadas, 34.9% de reservas probables y 33.1% de reservas posibles. En la Gráfica I-3 se muestra la integración de las reservas en sus diferentes categorías.



Gráfica I-3 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.⁵

1.4.2.1 RESERVAS REMANENTES PROBADAS

Las reservas probadas del país al 1 de enero de 2011 reportan 13,796 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Considerando el tipo de fluido, las reservas probadas desarrolladas de aceite representan el 75.3%, el gas seco equivalente al líquido el 16.4%, mientras que los líquidos de planta y condensados alcanzan el 6.9% y 1.4%, respectivamente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta el 45.5%, la Región Sur con 29%, le sigue la Región Marina Suroeste con 15.1% y finalmente la Región Norte con el restante 10.4%. Las reservas de aceite pesado contribuyen con el 60.5%, el aceite ligero aporta el 28.9% y el supeligero con 10.6% del total nacional.

Las reservas probadas de aceite crudo del país ascienden a 10,161 millones de barriles, mientras que las reservas probadas de gas natural del país alcanzan 17,316.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas de gas a entregar en planta se ubicaron en 15,388.8 miles de millones de pies cúbicos y las reservas probadas de gas seco ascienden a 12,494.2 miles de millones de pies cúbicos.

Pemex clasifica al crudo en tres categorías:

- Pesado.- Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°.
- Ligero.- Petróleo crudo con densidad API superior a 27° y hasta 38°.
- Superligero.- Petróleo crudo con densidad API superior a 38°.

La región Marina Noreste contiene la mayor cantidad de las reservas probadas de aceite pesado con 91.6 por ciento del total, de igual manera la región Sur tiene 59.3% de las reservas de aceite ligero y el 68.3% de las reservas de aceite superligero.

1.4.2.2 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables equivalen a 15,013.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual se conforma en 71.5% de aceite, 19.8% por el equivalente a líquido de gas seco, 8.3% son de líquido de planta y 0.4% es condensado. A nivel regional, la Región Norte aporta 60.3%, la Región Marina Noreste 20.5%, la Región Sur 7.8% y la Región Marina Suroeste 11.4%.

Las reservas probables de aceite son 10,736 millones de barriles y las reservas probables de gas natural ascienden a 20,905 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas a entregar en planta son 18,627.2 miles de millones de pies cúbicos.

De acuerdo a la clasificación de las reservas de aceite, las de aceite pesado aportan 48.8% del total nacional, mientras que las reservas de aceite ligero 36.2% y las reservas de aceite superligero 15%. La Región Marina Noreste concentra 55.3% del aceite pesado y la Región Norte 38.5%. Además éstas últimas contribuyen con 79.9 y 55.7% del total de aceite ligero y superligero.

1.4.2.3 RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles de petróleo crudo equivalente alcanzan 14,264.5 millones de barriles. En la Región Norte se concentra el 58.8% de estas reservas, la Región Marina Noroeste el 19%, la Región Marina Suroeste 18.3% y la Región Sur el 3.9% restante. En función de tipo de fluido las reservas a nivel nacional se constituyen de la manera siguiente 67.7 por ciento de aceite crudo, 22.9% de gas seco equivalente a líquido, 9.1% de líquido de planta y 0.3% por condensado.

En lo correspondiente a las reservas de gas natural se contabilizan en 23,053.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas de gas a entregar en planta suman 20,354.8 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la mayor parte se localiza en la Región Norte con un 68.3%; para el gas seco en esta misma categoría se tienen 16,977.8 miles de millones de pies cúbicos, siendo la Región Norte en donde se encuentran la mayor parte, con 68.9%.

Las reservas de aceite crudo se estimaron en 9,662.4 millones de barriles, la mayor parte corresponde a aceite pesado con 45.5%, el 38.4 corresponde a aceite ligero, el 16.1 restante se asocia a aceite superligero; siguiendo esta misma clasificación, en la Región Marina Noreste se concentra el mayor porcentaje de aceite pesado con 58.3%, en la Región Norte se encuentra al 84.3% de aceite ligero y 49.7% de las reservas de aceite superligero.

1.4.3 POTENCIAL DE LOS CAMPOS MADUROS EN EL MUNDO

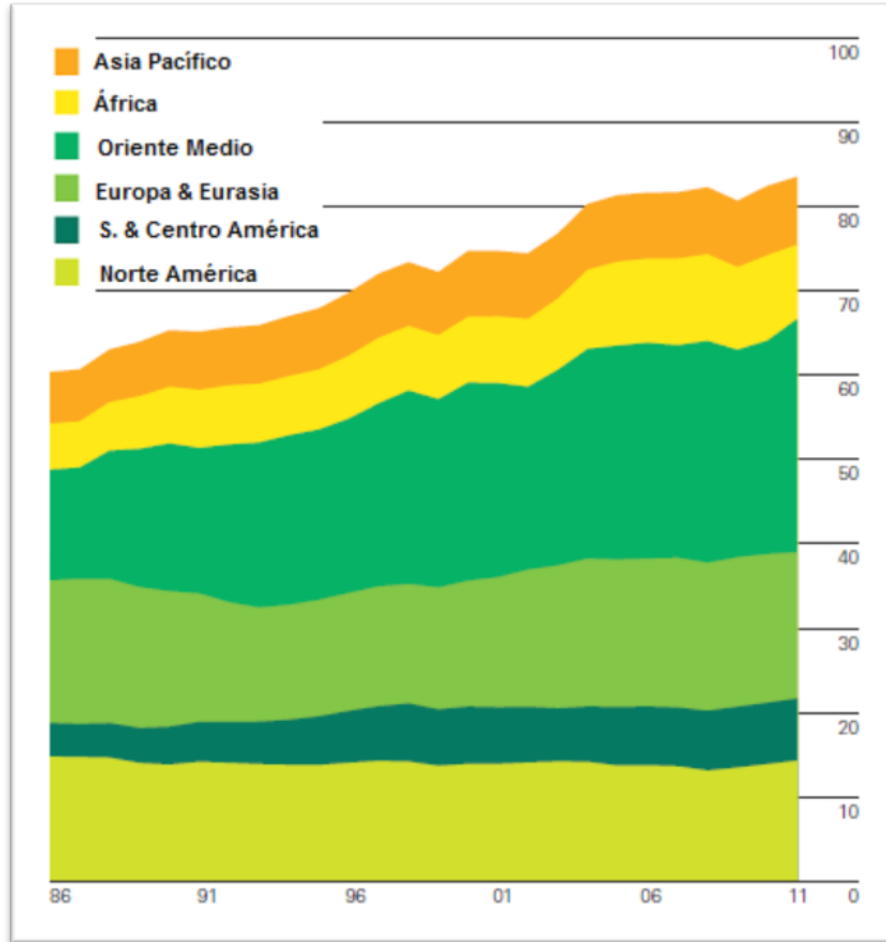
En general los campos maduros se caracterizan por que llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más variable económicamente invertir en estos campos para aumentar la producción y así extender su vida útil⁶. El mejoramiento de la recuperación desde yacimientos conocidos en tan solo un uno por ciento implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente al volumen de reservas mundiales. Los medios para el logro de este objetivo debe incluir el incremento de los factores de recuperación desde campos maduros cuya producción se encuentra en declinación, también conocidos como campos marginales. Se trata de recursos conocidos

situados en localizaciones conocidas; a menudo, lo único que se necesita para explotar el potencial de recursos es la aplicación de tecnologías de forma oportuna y metódica. Además están desarrollando nuevas tecnologías para maximizar las reservas⁷.

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas. Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones, incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos maduros. Muchos lugares del mundo que aun se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción, incluyendo México, Tailandia, Nigeria y Egipto.

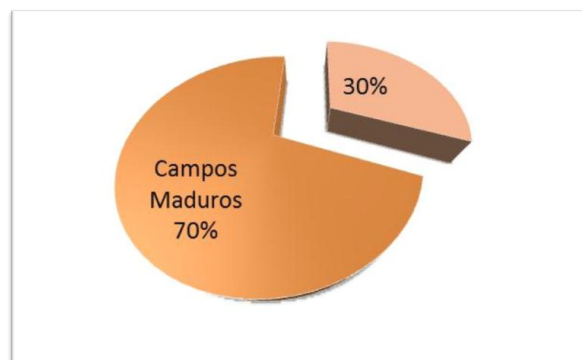
Los factores de recuperación del petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilan de menos del 5% a más del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es aproximadamente un 37%. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la zona vecina al pozo y del yacimiento en conjunto. Por ejemplo, Statoil incrementó el factor de recuperación final del campo Staffjord de 49% en 1986 a casi 66% en el año 2000, y tiene expectativas de lograr una recuperación del 68%. Durante el mismo periodo, el factor de recuperación del campo Gullfaks perteneciente a la compañía, aumentó de 46% a 54%, con una expectativa futura del 62%. Statoil atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de recursos y a la aplicación de tecnología.

En la Gráfica I-4 se observa que en los últimos 10 años la producción mundial de aceite se ha estabilizado, incluso del 2010 al 2011 solo se aumentó el 1.3% de la producción de aceite, en el caso de los países de Norte América, realizando la comparación anterior, existe una pérdida del 0.2% de la producción.



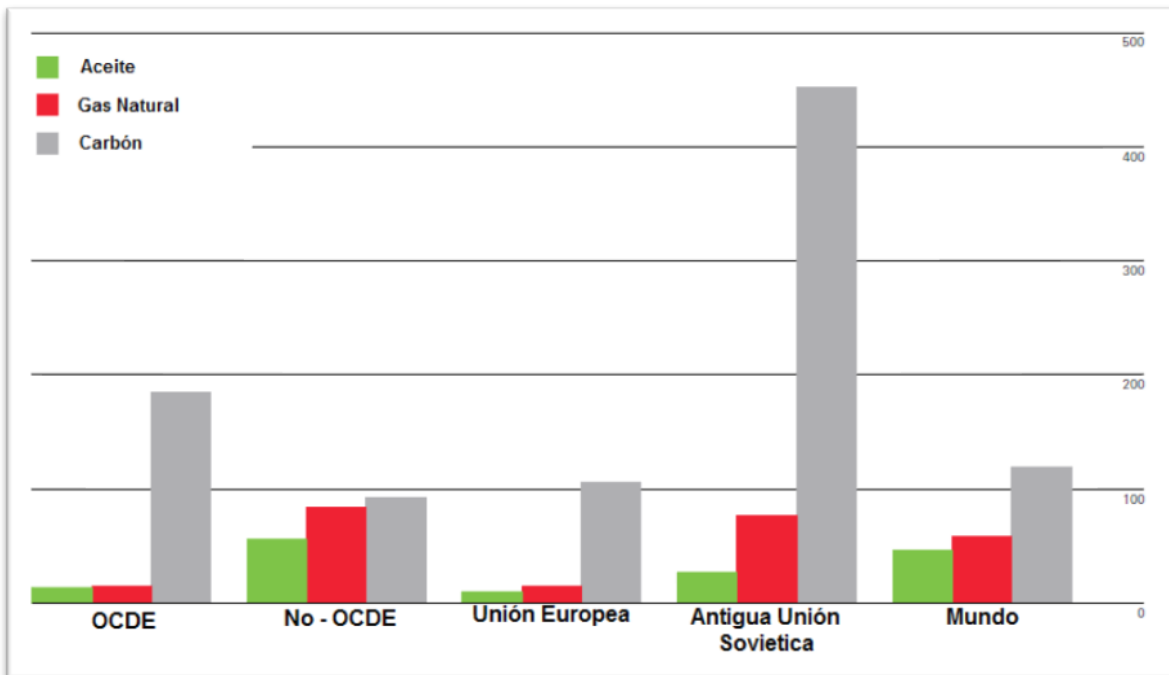
Gráfica I-4 Distribución de la producción mundial de aceite [millones de barriles por día].⁷

Como anteriormente se ha mencionado, en la Gráfica I-5 se observa que de los 83,576 miles de barriles por día (MBPD) producidos solo 58,503.2 MBPD corresponden a campos maduros, esto representa el 70% de la producción.



Gráfica I-5 Porcentaje de producción proveniente de campos maduros.⁷

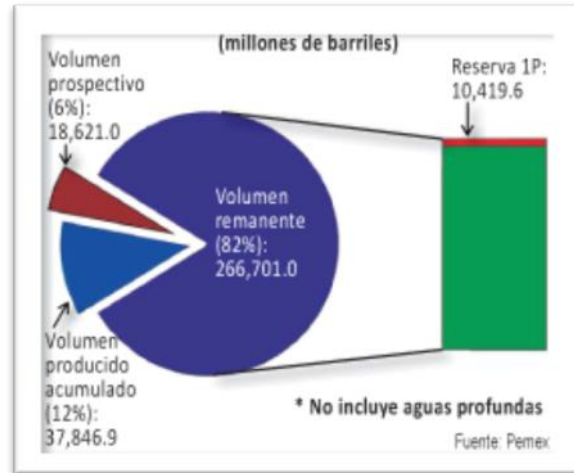
Como se ilustra en la Gráfica I-6 si en estos momentos no se realizara ningún tipo de intervención para aumentar este factor de recuperación las reservas existentes solo durarían 15 años a los ritmas de producción actuales para el caso de los países miembros de la OCDE el cual México pertenece; para el caso de las reservas probadas mundiales su existencia sería de menos de 50 años, esta grafica nos muestra la importancia de reactivar estos campos al implementar métodos que nos permitan aumentar el factor de recuperación y la vida productiva de los pozos.



Gráfica I-6 Reservas de campos fósiles contra gastos de producción [años].⁷

1.4.4 POTENCIAL DE LOS CAMPOS MADUROS EN MÉXICO^{3,8}

En México, Rangel (2011) señala que, con información recabada de PEMEX, al año 2010 se conocen del orden de 300 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales incluyen el crudo ya producido (poco más de 38 mil millones) y los recursos prospectivos (poco más de 18 mil millones), lo cual deja más de 260 mil millones de barriles de aceite, fracción conocida como volumen remanente, ilustrado en la Gráfica I-7.

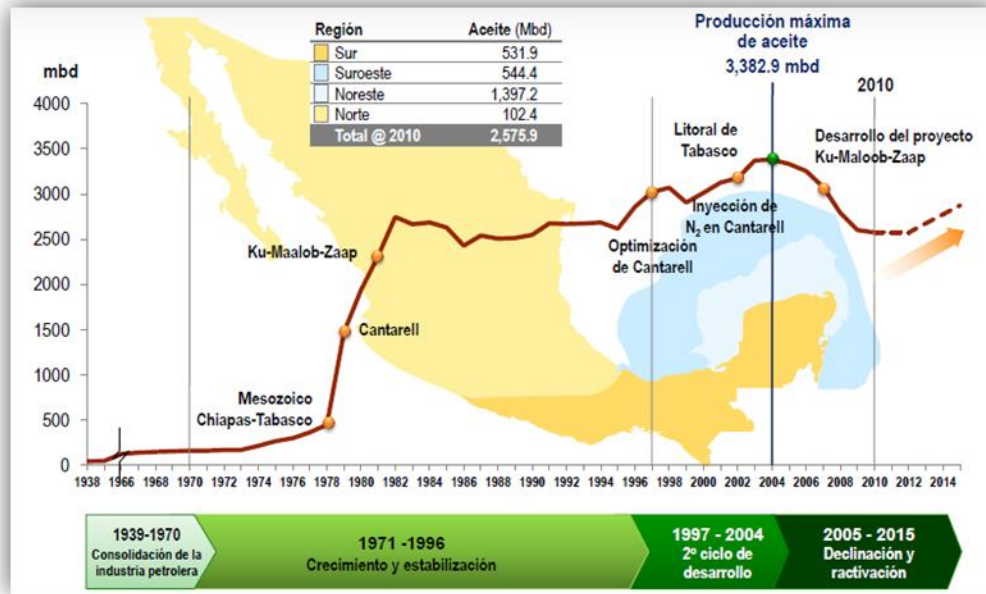


Gráfica I-7 Volúmenes de hidrocarburos en México (2010).⁸

Adicionalmente se podrían incluir cerca de 30,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en aguas profundas. Estos números señalan que en toda la historia de la nación hasta la fecha señalada, hemos producido un poco más del 12% de todo el crudo (y 15% del gas) reportado o documentado. Si nos enfocamos al volumen remanente, tenemos más de 260 mil millones de barriles conocidos y disponibles para su explotación. Es obvio que sólo una fracción de este volumen será producido (factor de eficiencia) por razones físicas, termodinámicas y económicas.

Si pudiéramos detonar tan sólo el 10% del volumen remanente, tendríamos aproximadamente 26 mil millones de barriles adicionales de producción de petróleo. Esto es un potencial del orden de las reservas 2P (probables y probadas) y más del doble de las reservas 1P (probadas) hoy conocidas en el país. Si sólo habláramos del 5% como recuperable, tendríamos un volumen superior a las reservas 1P. Si este volumen pudiera ser explotado en 20 años, podríamos incrementar la producción nacional en más de 1.5 millones de barriles diarios, adicionales a la producción que PEMEX pudiera proveer con sus presupuestos y capacidad de ejecución finitos.

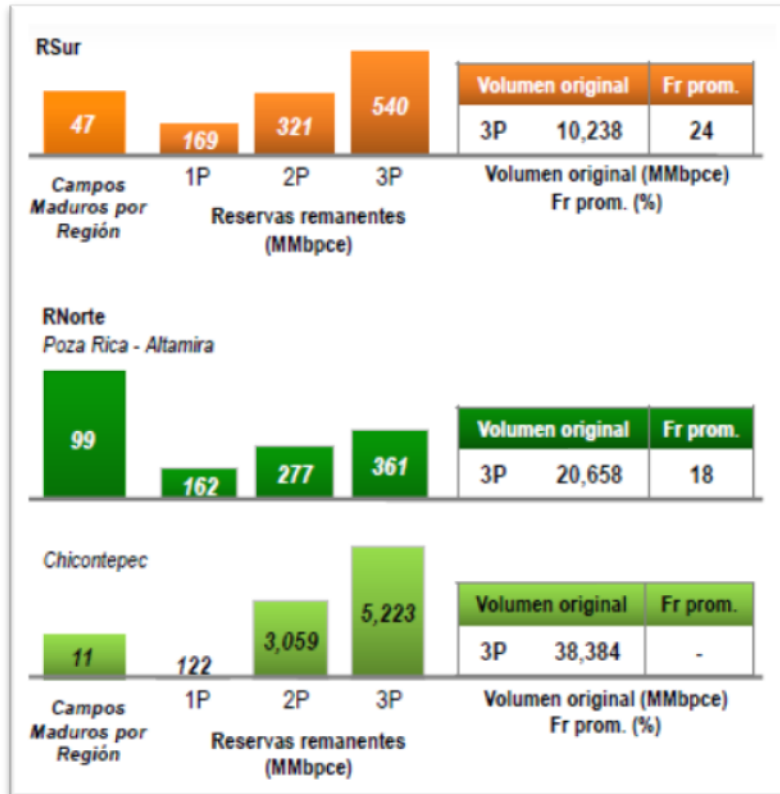
A partir del año 2004 PEMEX alcanza el máximo histórico correspondiente a la producción de aceite obteniendo un cifra de 3,382,900 barriles como se observa en la Gráfica I-8, a partir de ese momento existe una declinación en la producción.



Gráfica I-8 Históricos de producción de PEMEX.⁹

Debido a que la mayoría de los campos de México son campos maduros, prácticamente todos nuestros campos requerirán eventualmente incrementar su factor de eficiencia, incluyendo los campos maduros desde Akal (Cantarell) hasta los más pequeños, los campos más retadores como Chicontepec y en el largo plazo inclusive los campos que descubramos en aguas profundas. Es por esto que es de suma importancia establecer una estrategia y hacer las adecuaciones en las dependencias y entidades, así como en la industria y academia para prepararnos para este recompensable reto.

PEMEX ha señalado diversas áreas potenciales, en total 202 campos marginales han sido identificados. Entre la Región Norte (enfocados en los Activos Poza Rica-Altamira y Chicontepec) y Sur agrupan un total de 157 campos, como se muestra en la Gráfica I-9. En ambos casos si se llegara adicionar un 5% del volumen original 3P se lograría una recuperación de 2952.1 millones de barriles en el caso de la Región Norte y en el caso de la Región Sur 551.9 millones de barriles. En el caso de las reservas 1P, si se lograra añadir a las reservas 1P el 2% del volumen de hidrocarburo actual, la cantidad de hidrocarburo incorporada entre el total del espacio muestral sería de 462.06 millones de barriles.

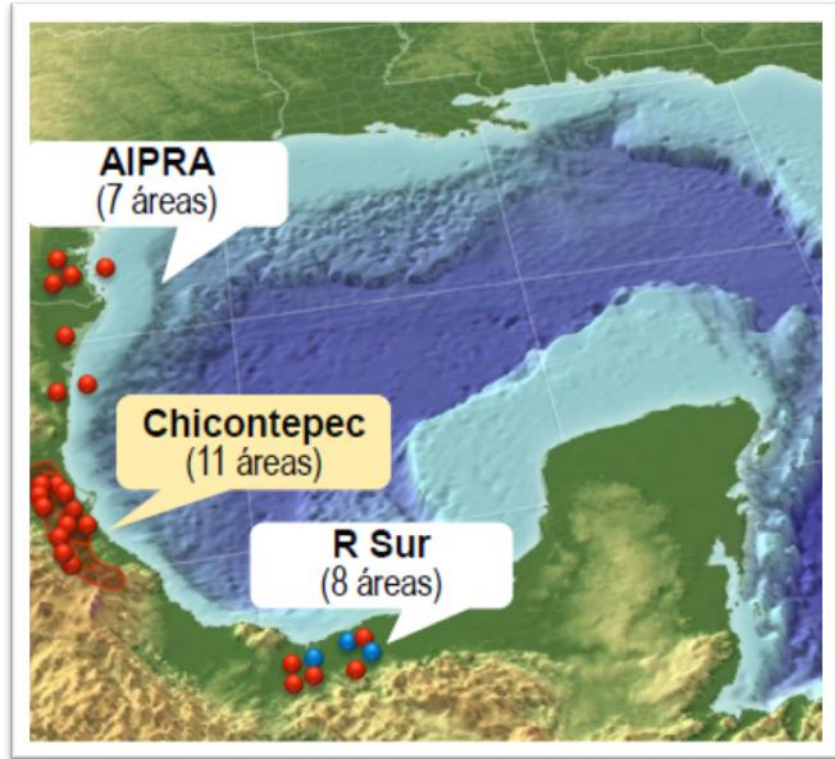


Gráfica I-9 Reserva de los campos maduros potenciales en México.⁹

Esto pretende ejemplificar que impacto se tendría en aprovechar los campos maduros al realizar un porcentaje de inversión y uno de los métodos que ayudan a aumentar los volúmenes de producción es el método de levantamiento artificial.

La distribución de estos campos con potencial se observa en la Gráfica I-10, siendo la Región Norte con mayor cantidad de campos maduros con potencial.

Ciertamente es indispensable obtener la ubicación geográfica de los campos maduros con potencial, debido a que no todos los sistemas artificiales son potenciales para todo tipo de yacimientos. Es importante señalar que Akal, a pesar de que ya inicio su proceso de declinación, es uno de los mayores campos maduros con potencial, debido a la cantidad de hidrocarburo que se encuentra remanente y a su producción; en este caso y debido a que es un campo marino, ciertos sistemas artificiales de producción están limitados en su instalación.



Gráfica I-10 Áreas potenciales de campos maduros, localización geográfica.⁹

Como se observa en la Gráfica I-9 el factor de recuperación promedio de los campos con potencial de estas regiones no sobrepasan el 30%, aun no han alcanzado el promedio de las reservas mundiales, por lo que, por medio de las referencias mundiales de los campos maduros, se señala el potencial que tienen los campos mexicanos.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Al inicio de la explotación de un yacimiento la producción de los pozos se da sin la necesidad de intervenir el pozo y el yacimiento gracias a la presión que es la suficiente para trasladar los fluidos del yacimiento hasta la superficie; estos pozos se les conocen como pozos fluentes¹. Debido a la explotación de los yacimientos durante un cierto periodo de tiempo, es común que los pozos que se encuentran produciendo declinen su producción por causa de la pérdida de presión en el yacimiento, para evitar esta caída de producción existen ciertas alternativas como²:

- Mantenimiento de presión del yacimiento.
- Suministro de energía al pozo necesaria para fluir.

Cuando la energía no es la suficiente para levantar la columna del fluido del pozo es necesario implementar un método que permita el flujo del fluido del yacimiento a la superficie por lo que es recomendable la implementación de sistemas artificiales de producción que se enfocan en proporcionar energía adicional al pozo, así como procesos de recuperación secundaria que es básicamente la inyección de fluidos al yacimiento a través de un pozo inyector y/o la combinación de éstos para continuar con la explotación de las reservas remanentes del campo¹.

El propósito del sistema artificial de producción es administrar energía a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada y/o mantener una reducción de la presión de fondo fluyendo para que la formación pueda dar el gasto de líquido deseado. Un pozo puede ser capaz de desempeñar esta tarea bajo su propia energía. En su última etapa de su vida productiva, un pozo es capaz de producir solo un porcentaje del fluido deseado. Durante esta etapa de la vida productiva del pozo y particularmente después de la muerte del pozo, un adecuado método de sistema artificial debe ser instalado y así la requerida presión de fondo fluyendo se puede mantener.

El mantenimiento de la requerida presión de fondo fluyendo es lo principal para la designación de la instalación de cualquier sistema artificial de producción; si una reducción predeterminada en la presión puede ser mantenida, el pozo puede producir el fluido requerido independientemente del tipo de sistema artificial de producción instalado³.

Los sistemas artificiales de producción pueden ser divididos en dos principales grupos:

- a) Con sarta de varillas. Aquellos en que el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial es originado en la superficie y es transmitido por medio de una sarta de varillas.
- b) Sin sarta de varillas. Aquellos que el movimiento del equipo bombeo subsuperficial es producido por otros medios que la sarta de varillas³.

2.1 BOMBEO NEUMÁTICO

El bombeo neumático (BN) es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros, en la Figura II-1 se ilustra que para poder elevar los fluidos de un pozo a la superficie se realiza mediante la inyección de gas a través de las válvulas que se encuentran en la tubería de producción, en resumen se inyectan el gas del espacio anular de ésta a la tuberías de producción. Este sistema utiliza gas a una presión relativamente alta (mayor a 250 lb/pg²) para poder aligerar la columna de fluido y de ese modo permitir el pozo fluir hacia la superficie.

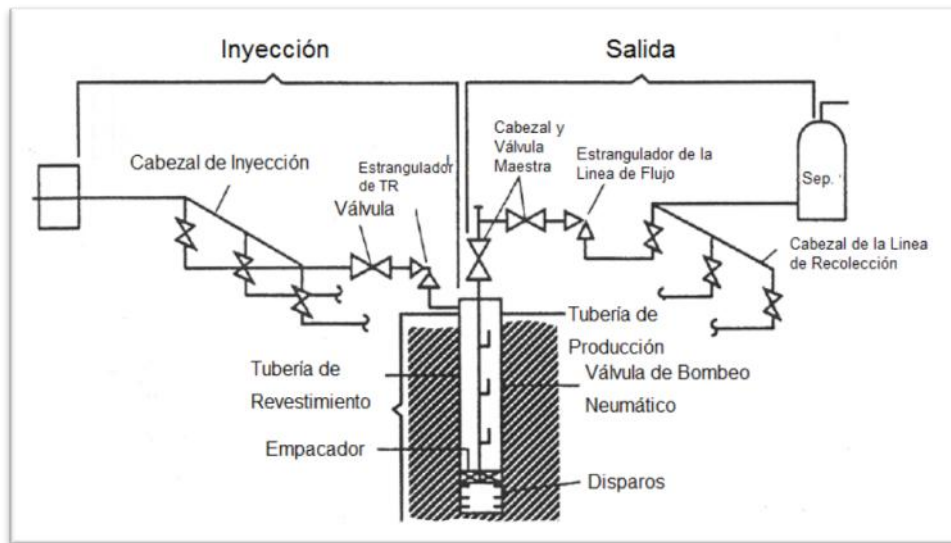


Figura II-1 Sistema esquemático de bombeo neumático.¹

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- a) Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.

- b) Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
- c) Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección con mandril).
- d) Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido¹.

El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

Muchos factores deben ser considerados en el diseño de una instalación de bombeo neumático. Uno de estos primeros factores es determinar si el pozo podría ser operado en flujo continuo o intermitente. Otro factor que influye es el conocimiento de cual tipo de flujo es mejor, este límite presenta muchas dificultades para el diseño de la instalación.

Las válvulas de bombeo neumático que están disponibles son adecuadas tanto para flujo continuo como para flujo intermitente, sin embargo muchas válvulas pueden ser usadas solo para un tipo de flujo.

El propósito de las válvulas de bombeo neumático es:

- a) Descargar el fluido del pozo de tal modo que el gas pueda ser inyectado en un punto óptimo de la sarta.
- b) Controlar el flujo de inyección del gas tanto para la descarga como para la operación.

La localización de las válvulas en la configuración de flujo está influenciada por:

- a) Disponibilidad de la presión del gas para la descarga.
- b) La densidad del fluido o gradiente de los fluidos en el pozo o un determinado tiempo de descarga.
- c) Comportamiento de afluencia al pozo durante el tiempo de descarga.
- d) La presión a boca de pozo (contrapresión entre el pozo y la central de recolección) que hace posible que los fluidos puedan ser producidos y descargados.
- e) El nivel de fluido de la tubería de producción (espacio anular) ya sea que el pozo haya sido cargado con fluidos de control o prescindido de él.
- f) La presión de fondo fluyendo y las características de los fluidos producidos del pozo.

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO⁴

Antes de que un diseño de bombeo neumático exitoso pueda ser designado, el diseñador puede seleccionar una válvula de bombeo neumático con sus características correctas. Una instalación no puede ser diseñada apropiadamente u operada eficientemente a menos que la válvula de bombeo neumático esté bien comprendida³.

La nomenclatura comúnmente usada en el campo petrolero ha sido adoptada en este capítulo, por ejemplo, la presión en la tubería de revestimiento (TR) se especifica como P_c y se refiere a la presión del gas en el espacio anular, y la presión en la tubería de producción (TP) como P_t y se refiere al flujo a la presión estática del líquido en la misma.

2.1.1.1 MECANISMO DE LAS VÁLVULAS SUBSUPERFICIALES DE BOMBEO NEUMÁTICO

Los diversos fabricantes han categorizado a las válvulas de bombeo neumático dependiendo de qué tan sensible es una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Normalmente la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula. Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos, es decir, en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción, son los mismos, y solo la nomenclatura cambia.

Las válvulas de bombeo neumático operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión. En la Figura II-2 se observa los principales elementos de la válvula.

Las partes que componen una válvula de bombeo neumático son:

- a) Cuerpo de la válvula.
- b) Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- c) Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).

- d) Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- e) Elemento medidor (orificio o asiento).

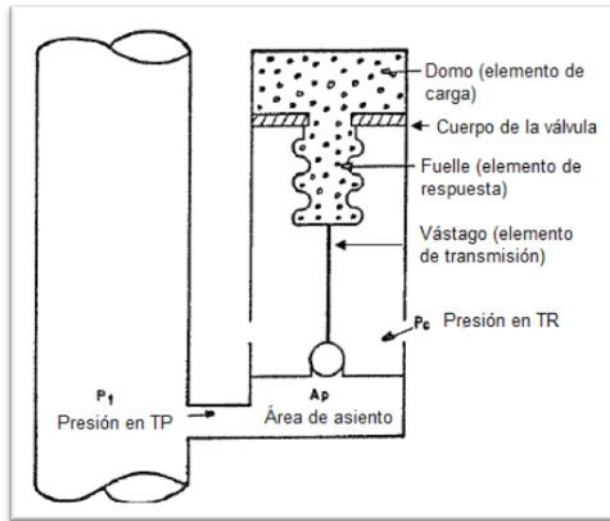


Figura II-2 Válvula de bombeo neumático.²

2.1.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

a) Válvulas balanceadas

Una válvula de presión balanceada, que se presenta en la Figura II-3, no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta.

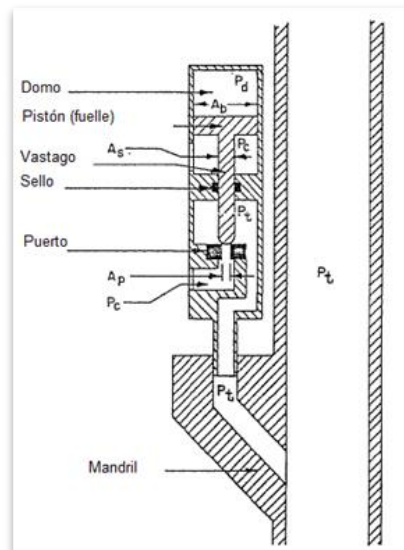


Figura II-3 Válvula balanceada.²

Observe que la presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la del cierre y la de apertura es cero.

b) Válvulas desbalanceadas

Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Los tipos de válvulas son las siguientes:

Válvulas operadas por presión de gas de inyección.

Generalmente se conoce como válvula de presión, esta válvula es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de revestimiento en la posición cerrada y el 100% sensible en la posición de apertura. Se requiere un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula.

Válvula reguladora de presión.

Esta válvula también es llamada como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Las condiciones que imperan en ésta son las mismas a la de la válvula de presión en la posición cerrada. Es decir, una vez que la válvula está en posición abierta es sensible a la presión en la tubería de producción, es lo que se requiere que se aumente la presión en el espacio anular para abrirla y una reducción de la presión en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula

Válvula operada por fluidos de la formación.

La válvula operada por los fluidos de la formación es 50 a 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la tubería de producción en la posición abierta. Esta válvula requiere un incremento en la presión de la tubería de producción para abrir y una reducción en la presión de la tubería de producción para lograr el cierre de la válvula.

Válvula combinada

También es llamada válvula de presión operada por fluidos y por presión del gas de inyección; en ésta se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular o de la tubería de producción para cerrarla.

c) Válvulas para bombeo neumático continuo.

Una válvula usada para flujo continuo debe ser sensible a la presión en la tubería de producción cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción. Cuando la presión decrezca la válvula debe empezar a regular el cierre, para disminuir el paso del gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula debe regular la apertura en la cual se incrementa el flujo de gas a través de la misma. Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la tubería de producción o tienden a mantener una presión constante.

d) Válvula para bombeo neumático intermitente.

Es recomendable para una instalación de bombeo neumático intermitente usar válvulas del tipo desbalanceadas operadas por piloto y sección motriz ya sean operadas por presión de T.R. o bien operadas por fluido, con elemento de carga que puede ser resorte o domo cargado de nitrógeno, con la característica de que la válvula debe abrir de forma instantánea sin estrangular el paso del gas. Dependiendo de tipo de control del gas de inyección en la superficie, se puede o no requerir amplitud de la válvula. Si el gas es controlado completamente desde la superficie empleando interruptor de tiempo, una válvula con amplitud pequeña puede ser usada en flujo intermitente. Si se desea usar el espacio anular para almacenar el volumen de gas a inyectar y mediante un control de válvula de aguja en la superficie, la amplitud de la válvula es extremadamente importante, ya que de ella depende el volumen de gas a inyectar por ciclo⁵.

Una instalación de bombeo intermitente puede llevarse a cabo con cualquier tipo de válvula de bombeo neumático, solo que debe ser diseñada propiamente, de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente se tienen dos tipos

de bombeo intermitente: uno es el de punto único de inyección y el otro tipo de bombeo es el de punto múltiple de inyección. En el punto único de inyección, todo el gas necesario para subir el bache de aceite a la superficie se inyecta a través de la válvula operante. La operación de la válvula enseña en cada esquema la expansión del gas elevando consigo el bache de aceite a una válvula posterior localizada inmediatamente arriba. En este tipo se abre la válvula que se encuentra debajo del bache de aceite y que se comporta como una válvula de operación.

Todas las válvulas que se tienen en la sarta de producción no necesitan estar abiertas en el tiempo que se aplica este tipo de bombeo. El número de válvulas abiertas va a depender del tipo de válvula usada, del diseño de bombeo neumático, y sí de toda la configuración del bombeo neumático. Cualquiera de las válvulas vistas anteriormente pueden ser usadas en este tipo de bombeo, pero diseñadas correctamente.

Las instalaciones de bombeo neumático son flexibles, debido a que se puede ajustar de las manera que se obtenga la máxima producción en optimas condiciones; considerando el abatimiento de la presión de fondo fluyendo, por lo cual es necesario, en algunos casos, instalar dos o tres válvulas de bombeo neumático adicionales, abajo del punto de inyección.

2.1.2 TIPOS DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO

En general, el tipo de instalación está influenciado principalmente por el método de inyección del gas para la producción del pozo (flujo continuo o intermitente), existiendo tres tipos de instalaciones de bombeo neumático:

a) Instalación abierta

Como se muestra en la Figura II-4 el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacar. El gas se inyecta en el espacio anular formado por la tubería de producción y la tubería de revestimiento y los fluidos de la tubería de producción son desplazados. Esto permite la comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características y que presenten un nivel alto de fluido que forme un sello o un tapón.

Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo⁶.

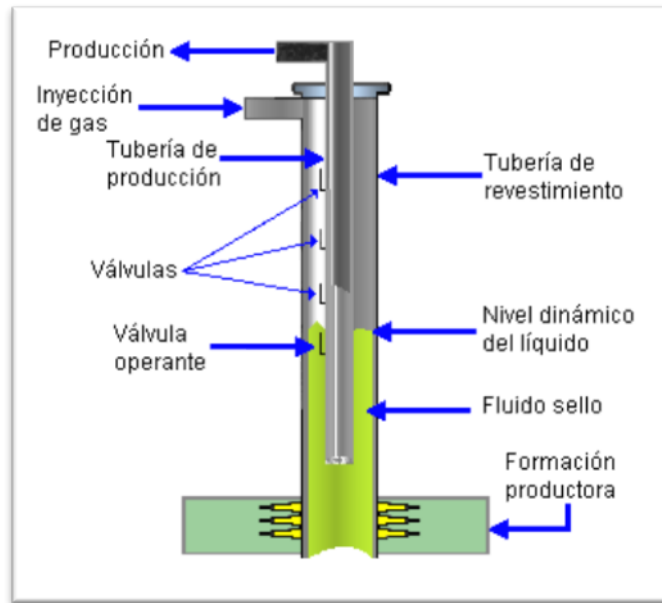


Figura II-4 Bombeo neumático instalación abierta.³

b) Instalación semicerrada

Es similar a la instalación abierta excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislamiento entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, mostrándose en la Figura II-5.

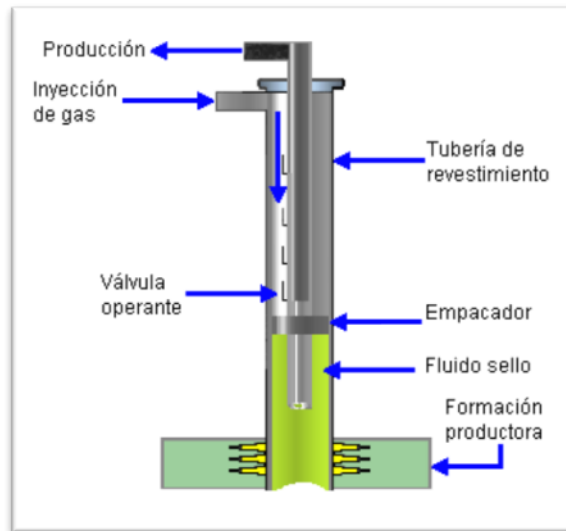


Figura II-5 Bombeo neumático instalación semicerrada.³

Este tipo de instalación puede utilizarse tanto para bombeo neumático continuo como intermitente. Para el caso del último; el empacador aísla la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación.

c) Instalación cerrada

Es similar a la instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, se puede colocar inmediatamente debajo de la válvula operante. La válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe en contra de la formación (Figura II-6).

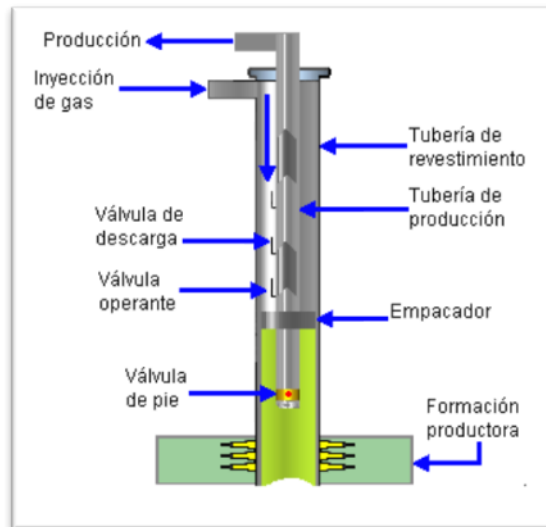


Figura II-6 Bombeo neumático instalación cerrada.³

Existen dos tipos de diseño en la operación de bombeo neumático:

- a) Bombeo Neumático Continuo.
- b) Bombeo Neumático Intermitente.

2.1.3 BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

El bombeo neumático continuo, como se muestra en la Figura II-7, es un método donde se inyecta un volumen continuo de gas a alta presión que es introducido dentro de la tubería de

producción para aligerar la columna de fluidos hasta la reducción de la presión de fondo del pozo permitiendo una diferencial de presión suficiente entre la presión del pozo y la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado de fluido³.

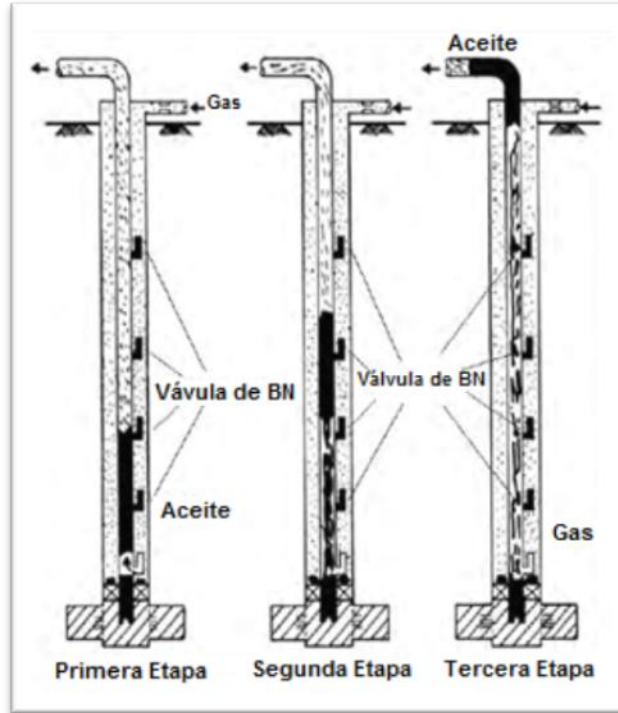


Figura II-7 Diagrama bombeo neumático continuo en 3 etapas.⁴

Regularmente se aplica en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lb/pg²/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0.5 BPD/lb/pg²). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel de pozo.

Ventajas:

- a) El bombeo neumático continuo es el mejor método para el manejo de arenas o materiales sólidos.
- b) Puede utilizarse en pozos desviados con mínimos problemas.
- c) En formaciones con altas RGA's son de bastante ayuda.
- d) El bombeo neumático continuo es flexible. A una amplia gama de gastos y profundidades puede operar esencialmente con el mismo equipo.

- e) Una central de bombeo neumático puede ser fácilmente usada para el servicio de la mayoría de los pozos o la operación entera del campo.
- f) El equipo subsuperficial, los costos de mantenimiento y reparación son relativamente baratos.

Desventajas:

- a) Relativamente la contrapresión puede ser una restricción seria en la producción del bombeo neumático continuo.
- b) El bombeo neumático continuo es relativamente ineficiente, a menudo resulta en largas inversiones y altos costos en energía operativa.
- c) El suministro adecuado de gas es necesario a lo largo de la vida del proyecto.
- d) Al incrementarse el corte de agua se incrementa la presión de fondo con un gasto fijo de inyección de gas.
- e) Se incrementa la dificultad al levantar aceites pesados (menor que 15 °API) debido a la gran fricción.

2.1.4 BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

El bombeo intermitente, como se observa en la Figura II-8, es un método cíclico de producción en el cual primero se permite que se forme un bache de líquido en la tubería de producción. Cuando la combinación de la presión en la cabeza del pozo, el peso de la columna de gas, y la presión hidrostática del bache alcanza un valor específico frente a la válvula operante, el gas se inyecta hacia la tubería de revestimiento por medio de algún tipo de control en la superficie. Cuando la presión en la tubería de revestimiento aumenta hasta el valor de la presión de apertura de la válvula operante, el gas pasa hacia el interior de la tubería de producción. Bajo condiciones ideales el líquido, en forma de bache o pistón, se desplaza hacia arriba por la energía del gas que se encuentra debajo de éste. El gas viaja a una velocidad aparentemente mayor que la velocidad del bache de líquido ocasionando la penetración del gas en el bache. Esta penetración provoca que parte del bache de líquido caiga a la fase de gas en forma de gotas y/o como una película en la pared de la tubería de producción.

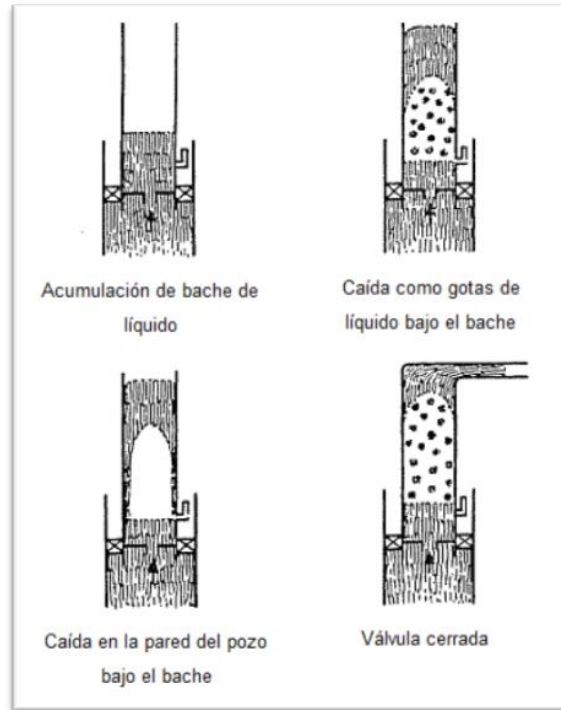


Figura II-8 Ciclo del bombeo neumático intermitente.²

Cuando el bache de líquido llega a la superficie, la presión en la tubería de producción frente a la válvula disminuye incrementando la inyección de gas a través de ella. Cuando la presión de la tubería de revestimiento baja hasta la presión de cierre de la válvula operante, la inyección de gas a través de esta válvula se interrumpe.

En el ciclo de producción del bache se presenta un periodo de estabilización en el cual las gotas de líquido del bache anterior caen al fondo del pozo formando parte del siguiente bache de líquido que se forme.

La caída de líquido puede representar una parte substancial del bache original. El control de estas caídas de líquido determina el éxito de una instalación de bombeo neumático intermitente. La imposibilidad en algunas ocasiones de predecir las caídas de líquido ocasiona que muchas instalaciones sean sobrediseñadas. En muchos casos se pueden obtener altos gastos de producción, pero frecuentemente los grandes costos de operación reducen las utilidades que se puedan conseguir en el pozo.

Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 lb/pg²/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0.3 BPD/lb/pg²) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 BPD)³.

Ventajas:

- a) Tiene la habilidad de manejar una baja producción con una presión de fondo fluyente baja, además de provocar una presión de fondo menor que el bombeo neumático continuo

Desventajas:

- a) El bombeo neumático intermitente está limitado a pozos con bajos volúmenes.
- b) Su eficiencia es muy baja.
- c) La fluctuación de los gastos y la presión de fondo pueden perjudicar el control de la producción de arena.
- d) El bombeo neumático intermitente requiere de ajustes continuos.

2.2 BOMBEO MECÁNICO

El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico (BM). Debido a la simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren sistemas artificiales. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y gastos de producción.

La función principal del bombeo mecánico es la extracción de fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, que se transmite por medio de las sartas de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción en el fondo, cerca del yacimiento.

El bombeo mecánico puede ser considerado para un levantamiento de volumen moderado para pozos poco profundos y pequeños volúmenes para profundidades intermedias. Es capaz de levantar 1,000 BPD en profundidades de alrededor de 7,000 pies y 200 BPD con profundidades aproximadamente de 14,000 pies⁷.

El bombeo mecánico consiste principalmente de cinco partes:

- a) Bomba reciprocante subsuperficial.
- b) Sarta de varillas la cual transmite el movimiento de bombeo superficial a la bomba del subsuelo.
- c) Equipo de bombeo superficial quien cambia al movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal.
- d) Unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad.
- e) Motor principal quien proporciona la energía necesaria al sistema.

En la Figura II-9 se observa la configuración del bombeo mecánico.

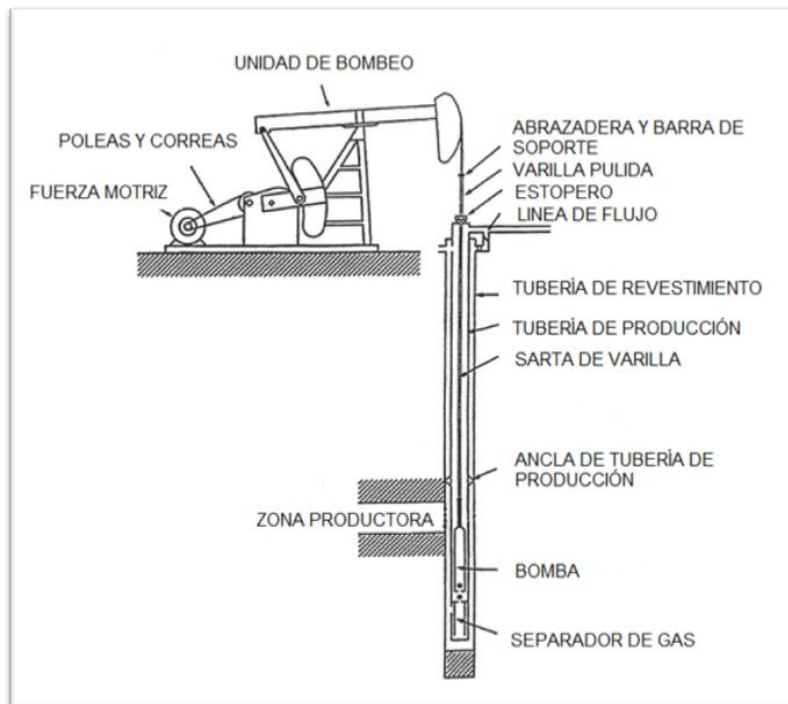


Figura II-9 Esquema del sistema de bombeo mecánico.¹

Para su mayor comprensión y mejor descripción de sus componentes el equipo del bombeo mecánico se divide en equipo superficial y subsuperficial.

2.2.1 EQUIPO SUPERFICIAL

Las unidades superficiales de bombeo mecánico de balancín caen en dos clases distintas:

- a) La clase I que tiene la palanca de velocidad (engranaje) en la parte trasera, con el punto de apoyo en la parte media, representada por la unidad convencional la cual se muestra en la Figura II-10.



Figura II-10 Unidades superficiales de bombeo mecánico de balancín clase I.

- b) La clase III donde la palanca de velocidad y el empuje hacia arriba se encuentran en la parte frontal y el punto de apoyo se encuentra en la parte posterior de la viga, representada en la Figura II-11 por la unidad de Lufking Mark II y la unidad aerobalanceada³.



Figura II-11 Unidades superficiales de bombeo mecánico de balancín clase III aerobalanceada (izquierda) y Mark II (derecha).

En la actualidad existen diversas unidades de bombeo mecánico además de la de balancín o bimbas, entre ellas se encuentran:

a) Tieben⁸

La unidad Tieben es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presiones hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión del nitrógeno, este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta $2/3$ de la carga total de la varilla pulida y remplazan a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional como se muestra en la Figura II-12.



Figura II-12 Unidad Tieben de bombeo mecánico.⁵

Las principales características y ventajas son las siguientes:

- El consumo de energía, en algunos casos, es menor que las unidades convencionales de bombeo. El nitrógeno suministra aproximadamente la mitad de la fuerza de elevación, lo que reduce el requerimiento de potencia.

- Con solo tres partes móviles (excepto el primer motor), la unidad Tieben ofrece una alta fiabilidad y bajo mantenimiento.
- El diseño ligero, compacto y sencillo de la unidad Tieben minimiza la preparación del terreno, el transporte y los costos de instalación.
- El control de velocidad variable proporciona una mayor flexibilidad en la operación del equipo y en la adaptación a las condiciones del pozo.

b) Rotaflex⁹

La unidad Rotaflex, como se observa en la Figura II-13, es una unidad de bombeo de carrera larga que se ha diseñado para uso con bombas reciprocantes. Su probada tecnológica e innovaciones en diseño permiten a la unidad de bombeo Rotaflex ofrece un bombeo eficiente y rentable en pozos profundos, complejos y de alto caudal. Con la unidad Rotaflex, se pueden utilizar bombas reciprocantes donde antes solo operaban bombas electrocentrífugas o hidráulicas.

Su larga carrera (hasta 366 pulgadas o 9.3 metros) y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica. Los gráficos dinamométricos relevados en los pozos operando con Rotaflex son similares a un gráfico de carga ideal. El bombeo con la unidad Rotaflex reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil de la instalación de fondo de pozo ya que la sarta de varillas de bombeo trabaja a velocidades relativamente constante. La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos de bombeo alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.

Esta unidad se aplica para:

- Pozos de alto caudal y alta carga dinámica.
- Pozos desviados y horizontales.
- Pozos con alta frecuencia de intervención por problemas de fondo.
- Operaciones que requieren de ahorro de energía.



Figura II-13 Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga.

c) Corlift¹⁰

Las unidades Corlift representan una nueva generación de tecnología de sistemas artificiales. Con menores costos de instalación y mínima alteración del terreno, estas unidades de bajo perfil son ideales para el bombeo en áreas remotas donde las unidades convencionales no son económicas o cuando el área de instalación es reducida. En la Figura II-14 se presenta este equipo superficial.

Las principales características y ventajas son las siguientes:

- Los costos de instalación son relativamente bajos.
- La alteración del terreno es mínima.
- Fácil instalación.
- La carga máxima es de 18,000 libras.
- Longitud de carrera máxima de 120 pulgadas.



Figura II-14 Unidad Corlift de bombeo mecánico.

d) Morlift¹⁰

El sistema hidráulico de bombeo que trabaja en conjunto con un sistema a base de nitrógeno reduce la fluctuación de la carga, disminuyendo así la presión sobre el motor y el sistema hidráulico. Su sistema de contrapeso de nitrógeno permite bombear con menos caballos de fuerza que a su vez aumenta la eficiencia de combustible. En la Figura II-15 se presenta esta unidad superficial.

Las principales características y ventajas son las siguientes:

- Bajos costos de instalación.
- La alteración del terreno es mínima.
- Fácil instalación.
- Bajo perfil que hace que sea discreto con el paisaje.
- Longitud de carrera máxima de 120 pulgadas.
- Velocidad de bombeo máxima de 6 emboladas por minuto (dependiendo de la carga).



Figura II-15 Unidad Morlift de bombeo mecánico.

Existen factores importantes los cuales deben ser considerados para el diseño superficial del equipo del bombeo mecánico:

- 1) Contrapesos.
- 2) Torque en la caja de engranes.
- 3) Caballos de fuerza en el motor principal.
- 4) Reductor de velocidad y tamaño de la polea del motor.

Contrapesos.- En el sistema de bombeo mecánico, la cantidad de trabajo de la varilla pulida necesaria para levantar la columna de fluido es requerida solo durante la primera mitad del ciclo de arranque, es decir, durante la carrera ascendente. Si una unidad de bombeo mecánico no está contrabalanceada, el trabajo total requerido de el motor principal estaría realizándose durante el ascenso cuando la máxima carga de la varilla y del fluido están siendo levantados. Durante la siguiente mitad del ciclo (el descenso) el motor principal podría ser “deslizado” mientras que la fuerza de gravedad jala las varillas y la bomba subsuperficial retrocede a si posición de arranque.

Consecuentemente, si la unidad de bombeo mecánico no está contrabalanceada, el motor principal tendría que hacer todo este trabajo durante la parte del ascenso del ciclo. Esto requeriría un motor relativamente grande al igual que su caja de engranes y produciría fluidos de una forma ineficiente. Además, el torque ejercido en la caja de engranes (la cual es considerada como el corazón de la unidad de bombeo) podría ser determinado principalmente por la carga del contrapeso.

Para reducir el tamaño del motor principal y tener una carga en la caja más uniforme, el sistema es proporcionado por contrapesos aproximadamente iguales al peso flotante de las varillas más la mitad del peso del fluido.

Torque en la caja de engranes.- El torque puede ser definido como una fuerza que actúa en el extremo de un brazo de palanca, multiplicado por la longitud del brazo, tendiendo a producir rotación y trabajo. Cuando es aplicado a unidades de bombeo mecánico, el torque es referido al número de libras por pulgada de la fuerza aplicada al cigüeñal por el eje de baja velocidad del reductor de engranes.

Básicamente el torque neto del cigüeñal de una unidad de bombeo mecánico es la diferencia entre el torque de la carga del pozo y el torque del contrabalanceo en cualquier posición del cigüeñal. Este torque neto del cigüeñal es la carga actual torsional visto por el motor principal y la caja de engranes durante el primer ciclo de arranque. El torque neto máximo es referido como el torque máximo y es el valor a la que la caja de engranes se le designa. Así, en cualquier instalación de bombeo el torque máximo actual que ocurra durante el ciclo de bombeo no debe de exceder el máximo torque indicado para la caja de engranes o reductor de velocidad.

Motor principal.- La selección optima del tipo y el tamaño del motor principal es uno de los más importantes aspectos del diseño de la instalación del bombeo mecánico. Existen dos tipos que comúnmente son usados:

- 1) Motores de combustión interna.
- 2) Motor eléctrico.

2.2.2 EQUIPO SUBSUPERFICIAL

El equipo subsuperficial está compuesto por dos elementos principales:

- 1) Bomba subsuperficial.
- 2) Sarta de varillas.

Bomba subsuperficial.- Su función es desplazar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hacia la superficie por medio de un movimiento recíprocante por el interior de la tubería de producción. Sus principales componentes son:

- a) Barril de trabajo/camisa de la bomba.
- b) Embolo o pistón.
- c) Válvula viajera.
- d) Válvula de pie.

En la Figura II-16 se presentan los 4 pasos del ciclo de operación:

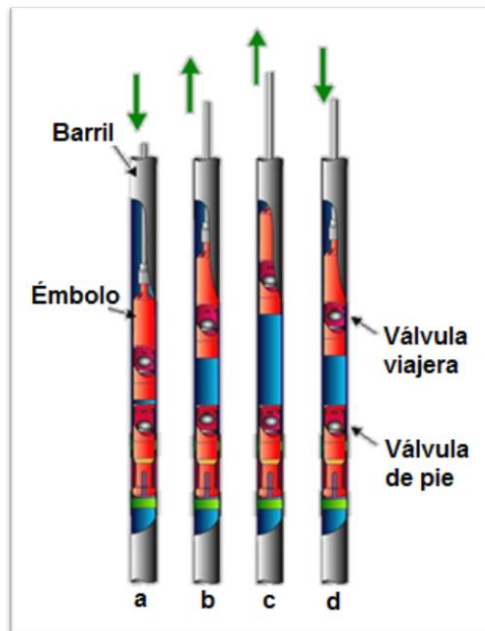


Figura II-16 Bomba subsuperficial-ciclo de bombeo mecánico.⁶

- a) Embolo hacia abajo cerca del final de la carrera, el fluido pasa a través de la válvula viajera, el peso de la columna es soportado en la válvula de pie.

- b) Embolo hacia arriba arrastrando los fluidos arriba de la válvula viajera, la válvula de pie admite fluidos del yacimiento.
- c) Embolo hacia arriba cerca del fin de la carrera, válvula de pie abierta y viajera cerrada.
- d) Embolo hacia abajo, válvula de pie cerrada por la compresión, la válvula viajera se abre por el mismo efecto.

Sarta de varillas.- La sarta de varillas de succión es un sistema vibratorio complejo mediante al cual el equipo superficial transmite energía o movimiento a la bomba subsuperficial. La selección de la sarta de varillas depende de la profundidad del pozo y las condiciones de operación de éste. Su diseño consiste en seleccionar la sarta más ligera y por lo tanto más económica, sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas. El esfuerzo de trabajo depende de la composición química de las varillas, propiedades mecánicas y fluido bombeado.



Figura II-17 Varilla de bombeo mecánico.

A continuación se describen las principales ventajas y desventajas del bombeo mecánico:

Ventajas:

- a) Diseño relativamente simple.
- b) Eficiente, simple y fácil de operar para el personal del campo.
- c) Flexible. Puede igualar los gastos, la capacidad del pozo como la declinación del mismo.

- d) Puede bombear a alta temperatura y fluidos viscosos.
- e) Puede operar en pozos con presión de fondo baja (dependiendo de la profundidad y el gasto).

Desventajas:

- a) El bombeo mecánico y los pozos con “pata de perro” a menudo son incompatibles. Los pozos desviados con perfiles lisos pueden permitir satisfactoriamente el bombeo mecánico.
- b) La habilidad del bombeo mecánico de producir arenas es limitada.
- c) Las parafinas e incrustaciones pueden interferir con la eficiencia de operación del bombeo mecánico.
- d) La profundidad es un límite debido a la capacidad de las varillas.
- e) Si la capacidad de separación del gas-líquido de la tubería de producción-espacio anular es muy baja, o si el espacio anular no es usado eficientemente y la bomba no es diseñada y operada apropiadamente, la bomba operará ineficientemente y tendrá a sufrir candados de gas.

2.3 BOMBEO HIDRÁULICO

Los sistemas de bombeo hidráulico (BH) transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motriz, es utilizado por una bomba subsuperficial que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie.

Los fluidos de potencia son:

- a) Agua.
- b) Crudos livianos.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico:

- a) Bombeo hidráulico de desplazamiento positivo (tipo pistón).
- b) Bombeo hidráulico tipo jet.

2.3.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

La bomba de desplazamiento positivo consiste en un motor hidráulico reciprocante acoplado a una bomba pistón o un embolo pistón. El fluido de potencia es bajado directamente a la sarta para operar el motor. La bomba, accionada por el motor, bombea el líquido desde el pozo hasta la superficie. Originalmente, el motor completo y la bomba se les llaman “unidad de producción”, pero en la práctica se les nombran como una bomba. En la Figura II-18 se muestran las principales partes de la bomba hidráulica tipo pistón.

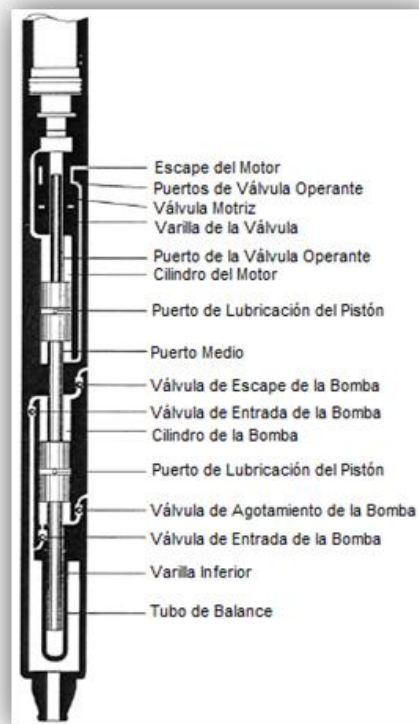


Figura II-18 Bomba hidráulica tipo pistón.¹

Las bombas hidráulicas se les clasifican en bombas de acción sencillas y de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluidos a la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y de cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo³.

Ventajas:

- a) Siendo capaz de circular la bomba dentro y fuera del pozo es la más obvia y significativa característica del bombeo hidráulico.
- b) La bomba de desplazamiento positivo es capaz de bombear a profundidades de 17000 pies.
- c) En pozos desviados típicamente no presentan problemas con las bombas libres.
- d) Flexibilidad para cambiar las condiciones de operación.
- e) Las bombas de desplazamiento positivo pueden manejar fluidos viscosos muy bien al calentar el fluido de potencia o añadir un diluyente.
- f) Inhibidores de corrosión pueden ser añadidos dentro del fluido de potencia.
- g) La bomba de desplazamiento positivo puede bombear con una presión de fondo de prácticamente cero.

Desventajas:

- a) La remoción de sólidos en el fluido de potencia es muy importante para su correcto funcionamiento.
- b) En promedio, tiene una vida corta entre reparaciones comparada con el jet o bombeo mecánico.
- c) La producción alta de sólidos es problemático.
- d) Los costos de operación son relativamente altos.
- e) Usualmente susceptible a la presencia de gas.

2.3.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

La bomba tipo jet no emplea partes móviles y logra su acción de bombeo por medio de transferencia de momento entre el fluido motriz y el fluido de producción. En la Figura II-19 se muestran las principales partes de la bomba tipo jet.

Para el bombeo tipo jet el fluido motriz a alta presión es dirigido a través de la tubería hacia una boquilla donde la energía de presión es convertida a velocidad. La alta velocidad y la baja presión arrastran el fluido de producción a través de la garganta de la bomba. Un difusor

entonces reduce la velocidad e incrementa la presión para permitir el mezclado de los fluidos para el flujo a la superficie⁷.

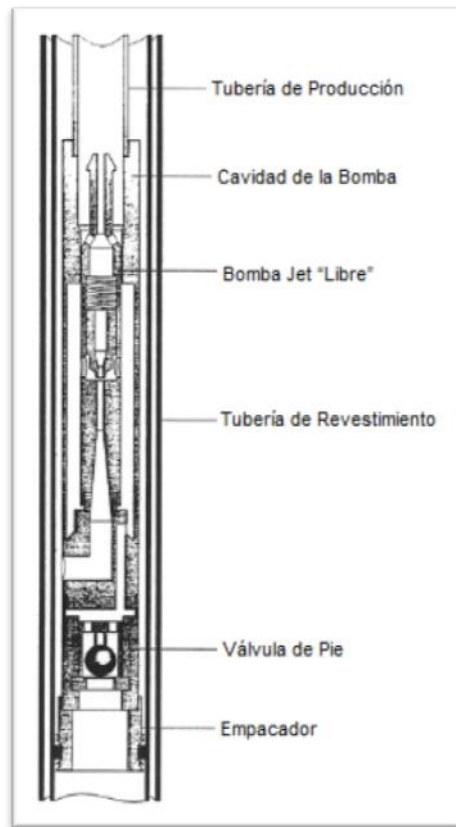


Figura II-19 Bomba hidráulica tipo jet.¹

La bomba no contiene partes móviles, esto permite que la bomba tolere un fluido de potencia de calidad mucho más pobre que la que normalmente se requiere para el funcionamiento razonable de una bomba hidráulica tipo pistón.

Ventajas:

- a) Debido a que el bombeo tipo jet no tiene partes móviles, puede manejar arenas y otros sólidos.
- b) La bomba se puede recuperar sin la necesidad de introducir herramientas al pozo.
- c) No existen problemas en pozos desviados.
- d) No ocupa mucho espacio el equipo superficial.
- e) Fácil tratamiento en el manejo de corrosión y emulsiones.

- f) Puede manejar volúmenes de hasta 30,000 BPD y el fluido motriz puede ser llevado a localidades remotas.

Desventajas:

- a) Método de levantamiento relativamente ineficiente.
- b) Requiere por lo menos 20% de sumergencia para aprovechar la mejor eficiencia.
- c) El diseño de este sistema es más complejo.
- d) Muy sensible a cualquier cambio de presión de fondo.
- e) La producción de gas a través de la bomba causa una reducción de la habilidad de manejar líquidos.
- f) Es requerida una alta presión en el fluido motriz.

2.4 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS¹¹

Las bombas de cavidades progresivas (BCP) son bombas de desplazamiento positivo que consisten de un metal rotatorio (rotor) y un molde flexible de caucho (estator) que está unido a un tubo de acero como se muestra en la Figura II-20. La rotación del rotor dentro del estator fijo causa una serie de cavidades selladas para formar un movimiento axial desde la succión de la bomba hasta su descarga. El resultado de la acción de bombeo es incrementar la presión de fluido a medida de que éste pasa por la bomba hasta que el mismo pueda ser producido a la superficie.



Figura II-20 Bomba de cavidades progresivas.

La mayoría de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas son impulsados por una varilla con el estator dentro de la tubería de producción en el fondo del pozo y el rotor conectado bajo la sarta de varillas. Sus principales partes se ilustran en la Figura II-21.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas posee algunas únicas características que hace tener ventajas en comparación con otros sistemas artificiales de producción. Una de las características más importantes es la alta eficiencia total del sistema. Exhibe una eficiencia total de 50 al 60% en comparación a otros sistemas artificiales.

Ventajas:

- a) La habilidad de producir fluidos altamente viscosos, alta concentración de arenas y altos porcentajes de gas libre.
- b) Baja tasa de gasto interno que limita la emulsión del líquido mediante la agitación.
- c) No existen válvulas o partes recíprocas que obstruyan, causen candados de gas o provoquen desgaste.
- d) Costos bajos en energía.
- e) Instalación y operación simple al igual que el mantenimiento del pozo.
- f) Bajo perfil y baja emisión de ruido en el equipo superficial.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas tiene algunas desventajas comparadas con otras formas de levantamiento artificial. Las más destacadas de estas limitaciones son la capacidad de bombeo, levantamiento y la compatibilidad del elastómero.

Desventajas:

- a) Gastos de producción (máximo 3000 BPD), profundidad (máxima 6500 pies) y temperatura (170 °C) limitados.
- b) Sensible con el entorno del fluido (el elastómero puede hincharse o deteriorarse con la exposición de ciertos fluidos).
- c) Tendencia del estator de la bomba de sufrir daños permanentes si se bombea en seco, incluso por periodos cortos.
- d) Falta de experiencia con el diseño del sistema, instalación y operación.

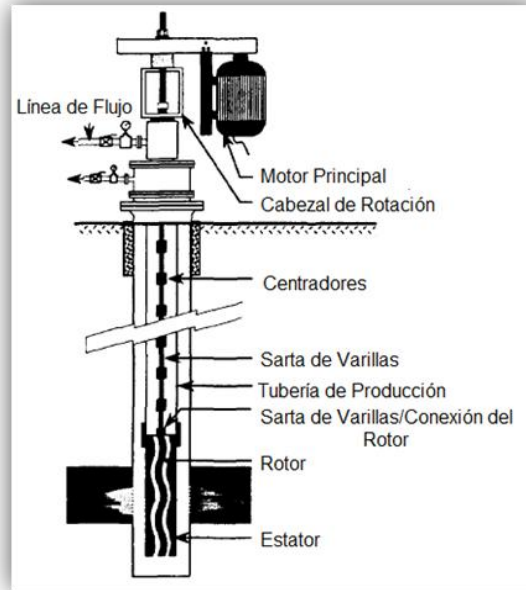


Figura II-21 Configuración típica del sistema de bombeo de cavidades progresivas.²

2.5 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE

La primera unidad de bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC) fue instalada en un pozo de aceite en 1928 y desde ese momento este método ha sido analizado en la producción de aceite a nivel mundial. Ahora, es considerado como un efectivo y económico mecanismo de levantamiento artificial para altos volúmenes de fluido y grandes profundidades bajo una variedad de condiciones del pozo. El equipo de bombeo electrocentrífugo es usado para producir desde 200 BPD hasta 60,000 BPD de aceite a diferentes profundidades³.

Una típica unidad de bombeo electrocentrífugo, como se ilustra en la Figura II-22, consiste en un motor eléctrico, protector o sección de sellado, sección de entrada o intake, bomba centrífuga, cable eléctrico, variador de frecuencia, caja de venteo y transformadores. Otros componentes diversos en la instalación incluyen los medios para asegurar y proteger el cable a lo largo de la tubería y soportes en la boca del pozo. Puede incluir equipos opcionales como sensores de fondo que detectan presión y temperatura y válvulas check.

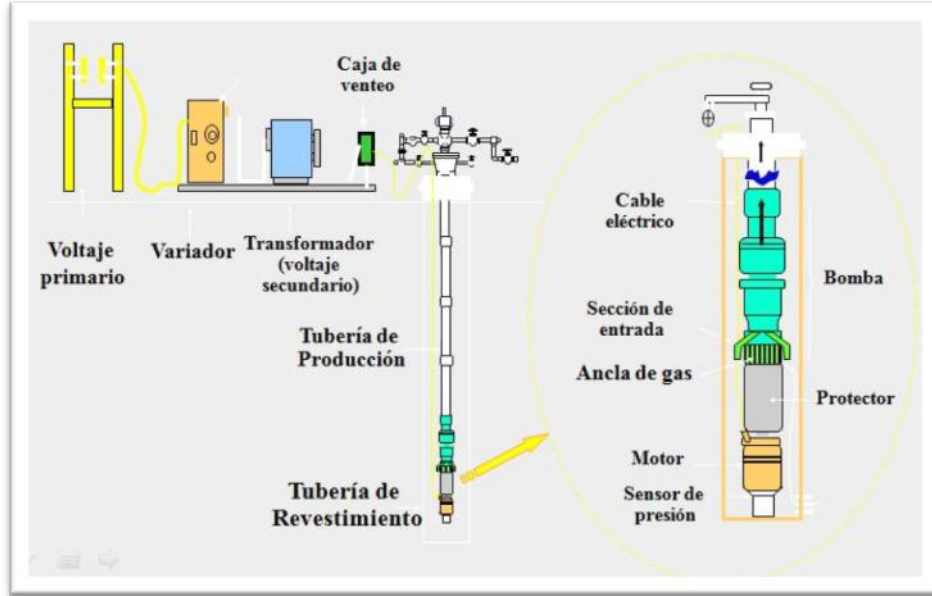


Figura II-22 Diagrama de bombeo electrocentrífugo.⁷

El motor eléctrico gira a una velocidad relativamente constante y la bomba y el motor son acoplados directamente con un protector o una sección de sello entre ellos. La potencia es transmitida al equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico el cual es fijado a la tubería en la que la unidad es instalada.

El equipo superficial de una típica instalación de bombeo electrocentrífugo consiste en un banco de tres transformadores monofásico, un transformador trifásico o un autotransformador, un variador de frecuencia y un cabezal electrocentrífugo donde se pueda instalar el cable que transmite la potencia al motor de fondo.

El desempeño de la bomba es de alta eficiencia donde solo se bombea líquido. La reducción de la eficiencia de la bomba está relacionada con la presencia de gas.

El motor y la bomba rotan de 3475 a 3500 RPM con 60Hz de potencia y 2900 a 2915 RPM con 50Hz de potencia. La unidad bajo condiciones normales de operación puede tener una vida productiva de 1 a 3 años, aunque algunas unidades han operado hasta 10 años.

Ventajas:

- a) Puede bombear volúmenes extremadamente altos.
- b) No ocupa mucho espacio.

- c) Fácil para instalar sensores de fondo.
- d) No presenta problemas en pozos desviados.
- e) Disponibilidad de diversos tamaños.
- f) Los costos para levantar altos volúmenes son generalmente muy bajos.
- g) Pozos con alta y baja viscosidad.
- h) Pozos con alta temperatura de fondo.

Desventajas:

- a) No aplicable para terminaciones múltiples.
- b) Solo aplicable con energía eléctrica.
- c) Son necesarios altos voltajes.
- d) Impráctico en pozos pocos profundos y con bajos volúmenes.
- e) Caro al cambiar el equipo al igual que en pozos en declive producción.
- f) El cable causa problemas en la manipulación del pozo.
- g) El sistema tiene un límite en la profundidad debido al costo del cable.
- h) Susceptible a la producción de gas y de arena.
- i) Falta de flexibilidad en el gasto de producción.
- j) Limitación por el tamaño del diámetro del pozo.
- k) No es rentable en pozos de baja producción.

2.6EMBOLO VIAJERO

Este método de levantamiento artificial incorpora un pistón que normalmente viaja a lo largo de la tubería de producción de manera cíclica. Generalmente, el embolo viajero es clasificado como un separado y distinto método de levantamiento artificial aunque en muchas instancias sirve como un medio temporal de mantener el flujo de un pozo antes de la instalación de otro método de levantamiento artificial. Algunas de las aplicaciones más comunes son³:

- Usado en pozos con alta relación gas-aceite para mantener la producción de manera cíclica.
- Usado en pozos gaseros para descargar la acumulación de líquidos.
- Usado en conjunto con el bombeo neumático para reducir la pérdida de líquidos.

- Usado en pozos gaseros o de aceite para mantener la tubería de producción limpia de parafinas, asfaltenos, etc.

La operación de el embolo viajero es que, en este sistema, se instala una barra metálica o pistón viajero en el fondo de la tubería de producción, dotada de un ancla y resorte que permite el paso de los fluidos del yacimiento al interior de la tubería de producción, mediante una válvula motora se cierra la línea de descarga en la superficie, lo que permite el llenado de fluidos en la tubería de producción y el espacio anular por un tiempo que por experiencia se sabe, el pozo represiona¹².

Posteriormente se abre la línea de descarga superficial, el embolo viajero inicia su ascenso desde el fondo del pozo elevando y descargando los líquidos que se acumularon sobre él, siendo impulsado por el gas que se acumuló en el espacio anular durante el tiempo de cierre; al llegar el embolo a la superficie se permite un tiempo adicional de flujo, antes de cerrar la descarga nuevamente, y permitir que el embolo caiga por su propio peso, iniciándose un nuevo ciclo de operación.

Para su óptima operación requiere de las siguientes condiciones:

- Uniformidad en la sarta de producción.
- Sarta sin fisuras.
- No restricciones al paso del embolo.
- Baja contrapresión en la línea de descarga.
- Velocidad del embolo >500 pies/min<1000 pies/min.

La Figura II-23 muestra una típica instalación del embolo viajero ampliamente utilizada. Dependiendo de los requerimientos del pozo, un extenso numero de variaciones es posible tanto en el equipo superficial como en el equipo subsuperficial. Independientemente de los equipos escogidos para un pozo, los primeros artículos que deben ser considerados para una instalación son el tipo de válvula maestra y la condición de la tubería.

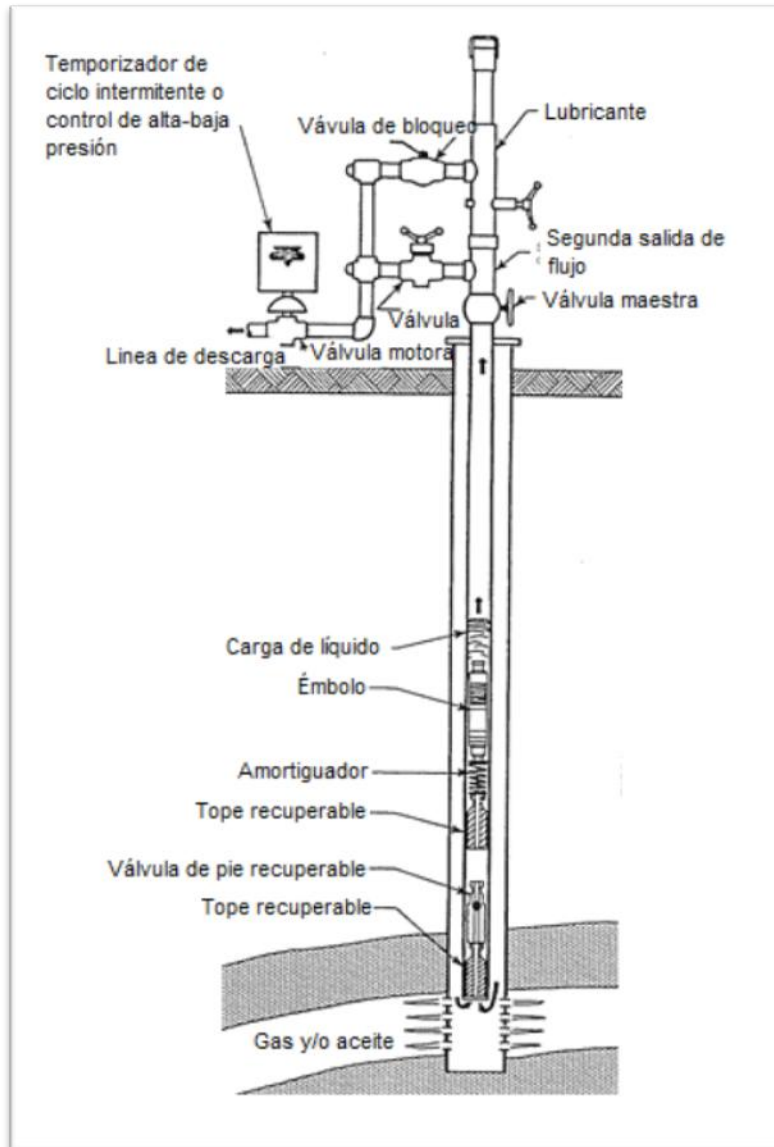


Figura II-23 Instalación típica del émbolo viajero.²

Ventajas:

- a) Recuperación de equipos subsuperficiales sin la necesidad de retirar la tubería.
- b) Instalación barata.
- c) Automáticamente mantiene limpia la tubería de parafinas y asfaltenos.
- d) Aplicable para pozos con alta relación gas-aceite.
- e) Puede ser usado en conjunto con el bombeo neumático intermitente.
- f) Puede ser usado para la descarga de líquidos en pozos gaseros.

Desventajas:

- a) No puede aplicarse en pozos depresionados por lo que en estos casos se requiere otro método de levantamiento artificial.
- b) Bueno solamente para pozos de bajo gasto normalmente menor a 200 BPD.
- c) Requiere una mayor supervisión para su ajuste a lo largo de su vida productiva.
- d) Existe el riesgo de que el embolo alcance una velocidad demasiado alta y cause daños en la superficie.
- e) La comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción es requerida para su buena operación al menos que se utilice conjuntamente con el bombeo neumático intermitente.

2.7 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN COMBINADOS^{13,14}

Métodos de levantamiento artificial, tales como el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo ofrecen grandes ventajas en la mejora del rendimiento de flujo vertical y la productividad de los pozos pero cada método tiene sus limitaciones y desventajas por pozo.

La combinación de sistemas artificiales de producción tiene como propósito el mejoramiento de la productividad de los pozos, superar muchas limitantes que al aplicarlo de manera individual se presentan y reducir al mínimo las necesidades totales de energía para maximizar la producción. Las principales áreas de aplicación incluyen el desarrollo nuevos campos, campos maduros, campos con bajo suministro de gas, IP bajas y pozos profundos.

La combinación de sistemas artificiales de producción en la industria petrolera no es común, en casos donde se presentan se ha logrado reducciones considerables de costos y aumento en la producción. Para ejemplificar el impacto que tienen los sistemas artificiales de producción combinados se resume el caso presentado en dos campos de Colombia.

Este concepto considera un sistema de bombeo primario como el bombeo mecánico o el bombeo de cavidades progresivas en conjunto con el bombeo neumático como sistema secundario. El diseño proporciona un amplio rango de funcionamiento, permitiendo la operación individual del sistema primario y secundario, además de la combinación de los

sistemas, alcanzando el rendimiento óptimo tanto técnico como económico, mientras el sistema esté en funcionamiento.

Cualquier demanda de energía de los sistemas artificiales puede ser calculada simplemente mediante la aplicación de cálculos hidráulicos de caballos de fuerza que toman en consideración la presión diferencial a través del sistema, gasto total de líquido y la eficiencia de acuerdo con el tipo de sistema artificial de producción. En resumen, el sistema de levantamiento artificial debe proporcionar la suficiente energía para que el fluido pueda llegar a las instalaciones de recolección.

Lo anterior, en términos simples, significa que con menos presión diferencial, el sistema requerirá menor energía. Considerando lo antes mencionado, los beneficios son muy claros con respecto a los tamaños de los equipos, suministro de energía, los costos de operación, etc. Por otro lado, el bombeo neumático se utiliza para reducir el perfil de presión en la tubería con el fin de permitir la producción de los fluidos del yacimiento a la batería de separación.

La reducción del peso de la columna de fluido es el principio que se utiliza para combinar un sistema artificial de producción primario. Esto básicamente significa que mediante la inyección de gas en la columna de fluido, los requisitos de presión de descarga del bombeo mecánico o electrocentrífugo se reducen.

En la Figura II-24 se muestra esquemáticamente el perfil de presión en el interior de la tubería de producción con el bombeo mecánico o electrocentrífugo trabajando solo y el perfil de presión de un sistema artificial de producción combinado, donde se ha aligerado la columna de fluido debido a la inyección de gas. Menor diferencial de presión a través de la bomba (ΔP) significa menos energía para ser suministrada por el sistema a los fluidos para llegar a las instalaciones de producción. Los beneficios son: equipos superficiales/subsuperficiales más pequeños, menos consumo de energía y menos inversiones.

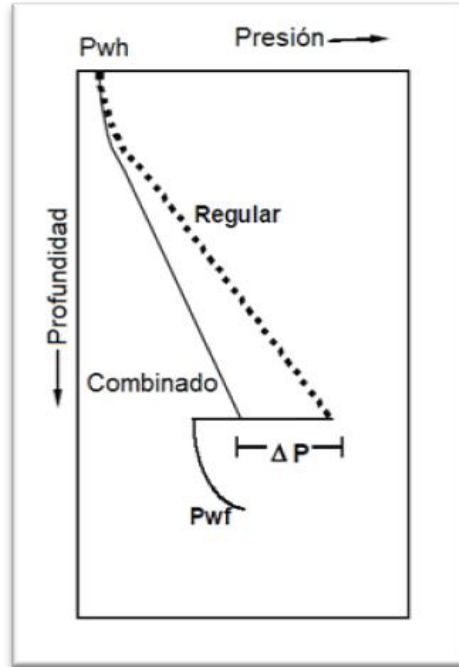
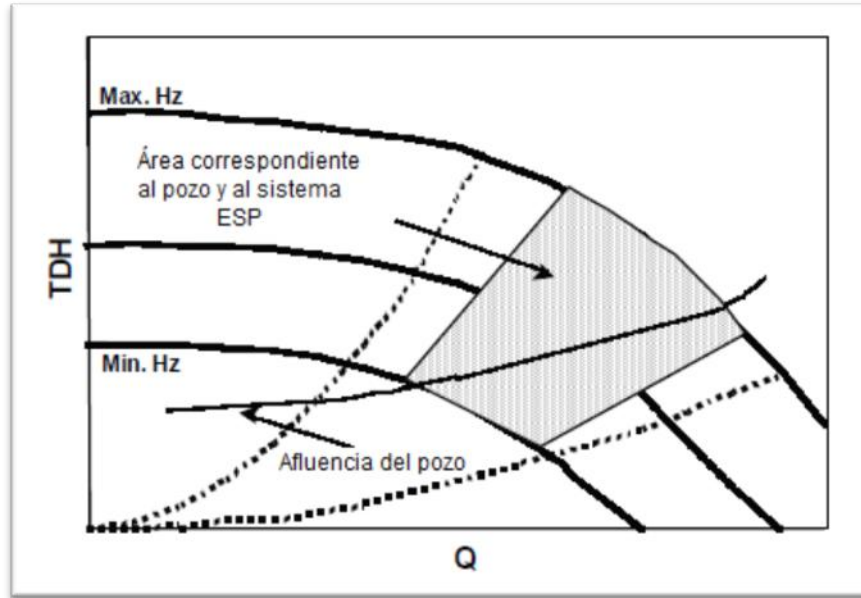


Figura II-24 Perfiles de presión del sistema artificial regular y combinado.⁸

Las principales ventajas y beneficios adicionales que se pueden esperar en la aplicación de la combinación de sistemas artificiales de producción son:

- a) Añadir en un solo sistema la flexibilidad del sistema ESP o bombeo mecánico (primario) más el bombeo neumático (secundario). La frecuencia o velocidad de la carrera se puede combinar con la cantidad de gas inyectado y obtener la máxima eficiencia de cada sistema artificial.
- b) Mejora la flexibilidad de funcionamiento de ambos sistemas y evita cualquier sobrecarga en el sistema artificial de producción primario. Por ejemplo, la Figura II-25 muestra la envolvente de funcionamiento (pozo y desempeño de la bomba) de un sistema combinado: Mientras que en un sistema ordinario el envolvente de funcionamiento de seguridad es una línea, en los sistemas combinados es un área.



a.

c) Figura II-25 Flexibilidad y adaptación del ESP-BN y la curva de IPR del pozo.⁸

- d) Evita un cambio del equipo de fondo del pozo debido a los cambios en la productividad del pozo.
- e) Mejora la vida de funcionamiento del equipo de fondo del pozo.
- f) Es posible aplicar productos químicos para el tratamiento de fondo de pozo mediante la secuencia de inyección de gas.
- g) Reduce los costos de operación y otros en el desarrollo correspondiente a: pozos profundos, agujeros delgados, altos cortes de agua, gastos de producción altos, ubicaciones remotas y la variación continua de la productividad debido a la inyección de agua en los programas de recuperación secundaria.
- h) Extiende los ciclos de vida de la infraestructura existente de métodos de levantamiento artificial en los campos maduros.
- i) Reduce la postergación de la producción en caso de averías o mal funcionamiento de un sistema artificial mediante la producción de los pozos a una velocidad reducida hasta que el problema se solucione.
- j) Reduce la caga excesiva durante la puesta en marcha del sistema primario, principalmente en los pozos que requieren la descarga de fluidos de control fuertes.

CAPÍTULO III

**SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE
PRODUCCIÓN PARA LOS CAMPOS MADUROS**

Es necesaria la selección del método de levantamiento artificial más económico para que el operador cuente con el máximo potencial de desarrollo de cualquier campo de gas o de aceite. James y Nickens (1999) señalan que históricamente los métodos usados para la selección de los sistemas artificiales de producción aplicados a un campo en particular han variado en general en la industria, incluyendo¹:

- a) La determinación de que sistema artificial elevará la producción a los gastos deseados y de la profundidad requerida.
- b) Las consideraciones técnicas al elegir el método de levantamiento artificial adecuado para poder obtener los gastos deseados e invertir lo mínimo.
- c) Evaluación de la lista de ventajas y desventajas.
- d) Uso de sistemas (computacionales) expertos que faciliten la selección y eliminación de los sistemas artificiales de producción.
- e) Evaluación de los costos iniciales, costos de operación, capacidad de producción, etc., y el uso económico como herramienta de selección.

Es preciso tener en cuenta estas y otras consideraciones para lograr la selección adecuada de los sistemas artificiales de producción y obtener una metodología que permita lograr este objetivo, para esto se pretende plasmar los principales factores a considerar en una selección y presentar un caso representativo de selección y aplicación de métodos de levantamiento artificial, así como la importancia del análisis económico como una herramienta importante al seleccionar estos métodos, con el objetivo de dar una metodología genérica de selección que permita maximizar el valor económico de un yacimiento, sector, campo ó área y minimizar los costos, los riesgos operativos.

3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN²

Existen numerosos factores que afectan la selección de los sistemas artificiales. Estos factores son las características de la producción, características del yacimiento, propiedades de los fluidos, características del pozo, instalaciones superficiales, localización, fuentes disponibles de energía, problemas operativos, tipo de terminación, automatización, personal operativo, disponibilidad del servicio y economía relativa.

3.1.1 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN

Las características de producción de los pozos que requieren los sistemas artificiales incluyen el comportamiento de flujo, gasto de producción de líquidos, corte de agua y gasto de producción de gas.

3.1.1.1 COMPORTAMIENTO DE FLUJO³

La habilidad del pozo para producir fluido (comportamiento de flujo) es un factor crítico para la selección de los sistemas artificiales. Las curvas de comportamiento de afluencia de un pozo representan la habilidad de que el pozo aporte fluidos. Una típica grafica es presentada en la Gráfica III-1 y muestra como las formas de la curva pueden diferir. Por ejemplo, el comportamiento del gasto vs presión puede ser esencialmente una línea recta (empuje por acuífero activo y/o presión arriba de la presión de saturación). La habilidad de que un pozo aporte fluidos depende de una gran medida al tipo de yacimiento, al mecanismo de empuje y a variables como la presión del yacimiento, permeabilidad, etc. Nótese que en la curva A en la Gráfica III-1 es una línea recta. Normalmente esto es cierto cuando la presión de flujo se encuentra arriba de la presión de burbuja.

Para la curva A, el índice de productividad (IP) del pozo es constante y es representada en la Gráfica III-1 por el inverso de la pendiente de la línea recta. IP es definida como los barriles totales producidos por día entre la caída de producción (BPD/lb/pg²) o simbólicamente en la Ecuación III-1 :

$$IP = J = \frac{q_o + q_w}{p_{ws} - p_{wf}}$$

Ecuación III-1 Índice de productividad.¹

Donde:

q_o = Producción de aceite [BPD]

q_w = Producción de agua [BPD]

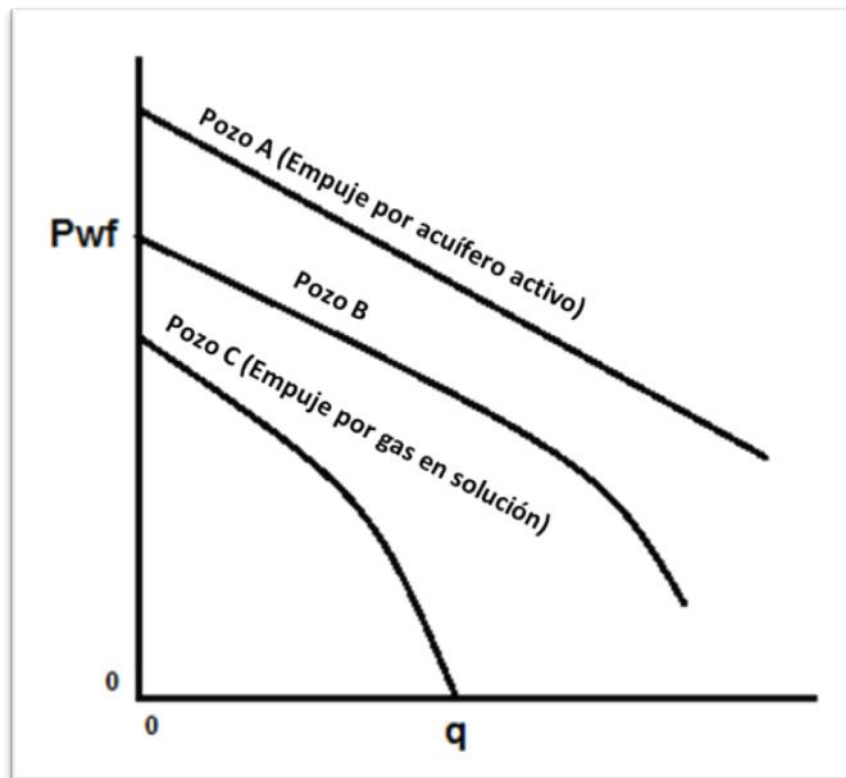
p_{ws} = Presión estática del yacimiento [lb/pg²]

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo [lb/pg²]

Cuando el valor de esta pendiente es constante, se dice que el pozo tiene una sola IP. Sin embargo, se sabe que existe una curvatura para muchos pozos. En este caso, como se observa en la Gráfica III-1, se ve que el pozo B y C no pueden tener una IP lineal debido a que la pendiente varia conforme su abatimiento.

El comportamiento de afluencia (IPR) y el IP no son equivalentes. El IPR es la relación entre la presión de fondo fluyendo y en gasto. El IP es la primera diferencial del IPR en el caso específico donde el IPR es una línea recta o está lo suficientemente cerca para considerarse una línea recta que su curvatura pueda ser despreciada.

La habilidad para predecir el comportamiento de afluencia es más complicada debido a que el comportamiento de afluencia y el IP también pueden cambiar con la producción acumulada y de nuevo depende el tipo de yacimiento.



Gráfica III-1 Curvas de comportamiento de afluencia.¹

Comportamiento en pozos de aceite bajosaturado.- Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación o presión de burbuja (p_b). Arriba de esta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto).

En el cálculo de la productividad de un pozo se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en los sistemas yacimiento-pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un solo fluido incompresible.

Comportamiento en pozos de aceite saturado.- Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la ecuación de índice de productividad no se cumple, puesto que el valor de la pendiente varía conforme a su abatimiento. Esto se justifica al entender que si la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de burbuja el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}), el IP disminuye y la relación gas-aceite instantánea (R) aumenta. El efecto resultante y de esta sería de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

Una publicación realizada por Vogel en Enero de 1987 ofrece una solución para determinar una curva de comportamiento de afluencia para un campo con mecanismo de empuje de gas en solución y una presión por debajo del punto de burbuja. Con el uso de una computadora, el calcula curvas de IPR para pozos productores con varios yacimientos con mecanismos de empujes ficticios que cubren una amplia gama de propiedades PVT del aceite y características de permeabilidad relativa del yacimiento.

El trabajo de Vogel resulta en la construcción de una curva de referencia representada en la Gráfica III-2, que es todo lo que se necesita para construir una curva de IPR de una prueba de flujo de un pozo. La Ecuación III-2 representa la curva de comportamiento de afluencia plasmada en la Gráfica III-2 :

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.20 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.80 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2$$

Ecuación III-2 Curva de comportamiento de afluencia.¹

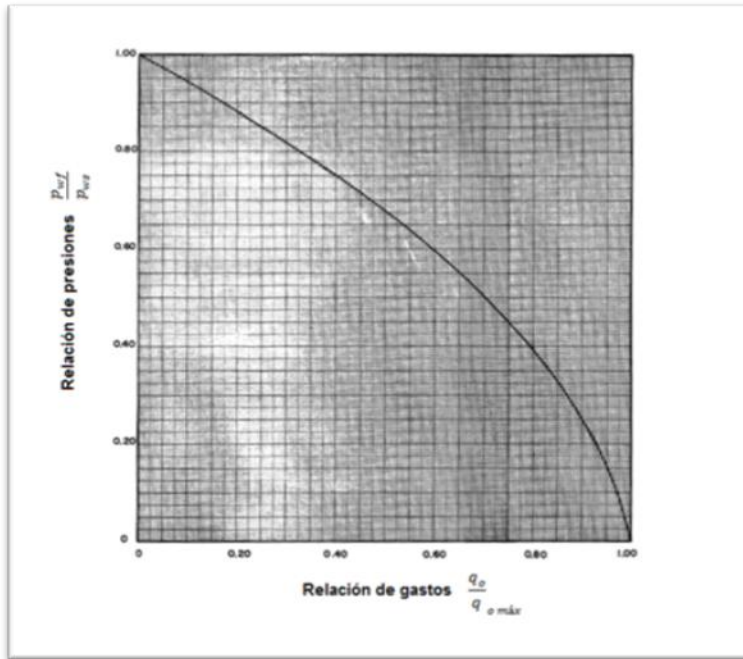
Donde:

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo [lb/pg²]

p_{ws} = Presión estática del yacimiento [lb/pg²]

q_o = Gasto de aceite medido a la p_{wf} [BPD]

$q_{o \text{ máx}}$ = Potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0$) [BPD]



Gráfica III-2 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto EF = 1.1

3.1.1.2 GASTO DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS

La producción total de líquidos es el factor que controla la selección del método de levantamiento artificial. Gastos altos son requeridos por el bombeo electrocentrífugo y el

bombeo neumático continuo. Para gastos muy bajos otros métodos pueden ser considerados excepto el bombeo neumático continuo.

3.1.1.3 CORTE DE AGUA

El corte de agua está directamente influenciado por el total de la producción de líquidos. Por ejemplo, muchos pozos pueden producir 2000 BPD o más de agua para obtener 100 BPD o menos de aceite. Altos cortes de agua afectan el comportamiento de flujo debido al efecto de la permeabilidad efectiva. El agua también ocasiona una caída adicional de presión en la tubería debido a su gran densidad a comparación del aceite. Altos cotes de agua reducen el gasto total de gas-aceite. Por lo tanto, altos cortes de agua condiciona a los sistemas artificiales a manejar altos volúmenes.

3.1.1.4 RELACIÓN GAS-ACEITE

La producción gas-aceite o relación gas-aceite influye en la selección de los sistemas artificiales y, en particular, el diseño del mecanismo de levantamiento artificial. Todos los métodos de levantamiento artificial ven reducida su eficiencia al incrementar la relación gas-aceite. Abajo de los 356 [m³/m³] puede ser ocupado cualquier método de levantamiento artificial. El bombeo mecánico ve reducida su eficiencia (aproximadamente 40%) en el límite superior de este rango. En el rango de los 356 y los 890 [m³/m³], el bombeo neumático intermitente puede ser el método más eficiente. Otros métodos requieren separadores de gas. En el bombeo hidráulico y electrocentrífugo la presencia de gas reduce la eficiencia de la bomba.

3.1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Considerando el método de levantamiento artificial, dos propiedades de los fluidos son más importantes que otras. La más importante es la viscosidad del aceite seguida por el factor del volumen del aceite; los que tienen poca influencia son la viscosidad del agua, la viscosidad del gas, solubilidad del agua y la tensión superficial. La composición del fluido es importante y será discutida en la sección de corrosión.

3.1.2.1 VISCOSIDAD

Como una regla general, viscosidades menores a 10 cp (alrededor de 30 °API) no son factor en la determinación de los sistemas artificiales. Para crudos de alta viscosidad la varilla del bombeo mecánico no cae con libertad, por lo tanto, la carrera efectiva es reducida y la varilla podría ser sobrecargada o llegarse a atascar. El bombeo hidráulico podría tener aplicación en este caso, debido a que el fluido motriz de baja viscosidad puede ser mezclado en el fondo del pozo con el fluido viscoso, reduciendo las pérdidas de presión a lo largo de la TP. Sin embargo, se requiere crudo adicional, incrementando los costos operativos.

3.1.2.2 FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN

El factor de volumen de la formación representa el número de barriles de líquido que puede ser levantado a fin de proporcionar un gasto de producción deseado. Este factor debe ser considerado por todos los tipos de sistemas artificiales de producción.

3.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL POZO

A menudo, las características del pozo, tales como la geometría, su profundidad o la desviación de éste, tienen el efecto del control en la determinación del método de levantamiento artificial.

3.1.3.1 PROFUNDIDAD

Siempre y cuando el nivel de líquido se mantenga por encima del nivel operativo de los sistemas artificiales, la profundidad puede tener un pequeño efecto en la determinación de los métodos de levantamiento artificial. Sin embargo, en algunos pozos que requieren levantar por debajo de los 3048 metros, algunos sistemas artificiales son ineficientes. El bombeo mecánico es capaz de levantar a grandes profundidades; pero los caballos de fuerza, la carrera, la longitud de la sarta de varilla, la carga y la fricción, limitan el diseño y tienden a bajar la eficiencia volumétrica. El bombeo eléctrico sumergible requeridos a altos gastos de fluido y de profundidad, con temperaturas elevadas en el fondo del pozo, ocasionan que el motor y/o el cable lleguen a fallar. El bombeo neumático intermitente es ineficiente a grandes profundidades pero es aplicable con la asistencia del embolo pistón.

3.1.3.2 GEOMETRÍA DE LAS TUBERÍAS

La geometría de la tubería de revestimiento esta determinada en la geometría del pozo, y éste en las etapas preliminares de un programa de perforación. Los métodos de levantamiento artificial pueden estar restringidos por el diámetro de la tubería. El diámetro de la tubería puede ser muy grande causando exceso de pérdidas de aforo de líquido por bajos gasto de flujo. En tuberías con diámetros pequeños causa pérdidas por altas fricciones lo que ocasiona una reducción en la eficiencia volumétrica del bombeo neumático, hidráulico y electrocentrífugo.

3.1.3.3 DESVIACIÓN

En pozos altamente desviados afecta la selección del tipo de sistemas artificiales. La reducción de la eficiencia en este tipo de terminación debe ser anticipada. Para el bombeo neumático, hidráulico y electrocentrífugo el diseño es complicado. Dado que en los pozos desviados no crea los mismos gradientes de dos fases que los que existen en los pozos verticales, deben de tener consideraciones específicas en el diseño de bombeo mecánico. En adición, todos los tipos de sistemas artificiales requieren de caballos de fuerza adicionales. El bombeo mecánico en pozos desviados tiene un riesgo adicional en el acoplamiento de las varillas y el desgaste de la tubería con la reducción de la eficiencia volumétrica.

3.1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La producción inicial es ocasionada por la expansión roca fluido, desplazando el petróleo y gas hacia el pozo. Cuando la presión del yacimiento se ha abatida en gran parte, la producción puede ser influenciada principalmente por el drene gravitacional con el fluido que está siendo levantado a la superficie por medio de sistemas artificiales. Las características de los yacimientos se encuentran desglosadas en el Capítulo I.

3.1.5 INSTALACIONES SUPERFICIALES

Las instalaciones superficiales son factores importantes para ser considerados en la selección de los métodos de levantamiento artificial.

3.1.5.1 LÍNEAS DE FLUJO SUPERFICIALES

Tres parámetros afectan la magnitud de las líneas superficiales que afectan la selección de los sistemas artificiales. Diámetro, longitud y terreno y el estrangulador superficial influyen la contrapresión en la cabeza del pozo y el gasto del fluido. Taponamiento de parafinas o sales reducen el diámetro interno de la línea de flujo e incrementa la contrapresión. La alta contrapresión en la cabeza del pozo afecta la eficiencia del bombeo neumático, hidráulico y electrocentrífugo a un alto grado y a menor medida el bombeo mecánico.

En muchos campos, la producción puede ser mejorada al reducir la contrapresión en la cabeza del pozo. Esto se logra con la limpieza de las líneas de flujo, el remplazamiento de pequeñas o grandes longitudes de líneas de flujo o removiendo el estrangulador.

3.1.5.2 PRESIÓN DEL SEPARADOR

En adición, la presión del separador tiene una influencia directa en la presión en la cabeza del pozo. Esto es un efecto aditivo para el parámetro anterior. La eficiencia puede ser incrementada al operar el separador a una baja presión para reducir la contrapresión.

3.1.6 LOCALIZACIÓN

La localización puede o no ser normalmente considerada como un factor en la selección del sistema artificial de producción, pero bajo ciertas condiciones, la localización puede ser muy importante. En todos los casos, si la fuente de energía del motor primario (tal como la energía eléctrica o gas natural) no está fácilmente disponible, entonces el aspecto económico puede llegar a ser muy importante. Los costos de operación pueden llegar a ser excesivos si el combustible debe de ser transportado hasta el sitio.

3.1.6.1 COSTA AFUERA

Las plataformas costa afuera son limitadas en la extensión del área. Consideraciones especiales deben de ser tomadas para permitir la instalación del equipo superficial en un área concentrada. Todos los tipos de sistemas artificiales han sido usados costa afuera. El bombeo mecánico requiere más espacio en el cabezal y puede ser afectado por la corrosión presentada en el lugar, además de que puede causar vibración. En muchos casos numerosos

pozos son perforados en una plataforma simple usando técnicas direccionales. La eficiencia en el bombeo mecánico es reducida en este tipo de pozos y el motor principal ocupa un área extensa en la plataforma. Con el tiempo, el bombeo mecánico falla y requiere numerosos trabajos de reparación lo que lo hace incosteable. Si la energía eléctrica está disponible, el método con mayor viabilidad es el bombeo electrocentrífugo. Las instalaciones superficiales que suelen ser más prácticas son las del bombeo neumático e hidráulico.

3.1.6.2 LOCALIZACIÓN URBANA

Consideraciones especiales deben ser tomadas para los pozos que se encuentran en centros urbanos, especialmente de seguridad, ambientales y factores de contaminación. La elección de los métodos de levantamiento artificial puede ser determinada por su solo valor estético, es decir, la habilidad del equipo de ser ocultado a la simple vista o ser mimetizado con el entorno.

3.1.6.3 CONSIDERACIÓN DEL ESPACIO

Si la ubicación es en un área con varios pozos o solo existe uno, el tipo de instalación del sistema artificial es afectada. Para ubicaciones con un solo pozo o pozos muy espaciados, la instalación del bombeo mecánico puede ser la manera más práctica y económica.

3.1.7 FUENTES DE ENERGÍA DISPONIBLES

La disponibilidad de fuentes de energía de bajo costo para los motores principales de los sistemas artificiales de producción es requerida. Usualmente, la electricidad o el gas natural son utilizados. Otros combustibles son utilizados como respaldos.

3.1.7.1 ELECTRICIDAD

En muchas áreas, la electricidad esta fácilmente disponible y a un precio económico. El equipo de bombeo mecánico, hidráulico y, por supuesto, electrocentrífugo son fácilmente adaptables a la energía eléctrica. Deben de tomarse ciertas consideraciones al implementar la energía eléctrica a cualquier equipo de levantamiento artificial.

3.1.7.2 GAS NATURAL

La disponibilidad del gas natural determinará si se trata de una fuente de energía práctica. Este combustible puede ser adaptado a motores de combustión interna. En lugares remotos el gas obtenido del pozo puede alimentar al motor principal. Hay que notar que en pozos con altos gastos de agua, la producción de gas puede no ser la suficiente para suministrar de este combustible al equipo.

3.1.7.3 OTRAS FUENTES DE COMBUSTIBLES

El diesel, el propano y la energía solar pueden ser utilizados como combustibles. En pozos aislados, el costo de almacenamiento, transporte y hasta un posible robo pueden ser condiciones prohibitivas. El costo siempre debe de ser considerado para determinar si el diesel o el propano son recursos competitivos.

3.1.8 PROBLEMAS OPERATIVOS

Los problemas operativos comunes pueden llegar a ser una complicación importante para algunos sistemas artificiales de producción, incluyendo arenas, parafinas, asfaltenos, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo del pozo y el clima de la superficie.

3.1.8.1 ARENAS

La producción de abrasivos, tales como la arena causan problemas de erosión para todos los sistemas artificiales. Una tolerancia muy cerrada se requiere en el bombeo mecánico, electrocentrífugo e hidráulico (pistón) para que su eficiencia no se vea disminuida. El bombeo neumático es el único método que no presenta problemas, debido a que la arena no pasa a través de ningún mecanismo.

3.1.8.2 PARAFINAS

La acumulación de parafinas en la parte superior de la tubería de producción, en la cabeza o en la línea de flujo puede causar contrapresiones que llegan a reducir la eficiencia. Es necesario remover o prevenir que se acumule este material. El bombeo mecánico tiene una gran ventaja con respecto a los otros métodos debido a que las varillas proveen una acción

continua de raspado. La aplicación de fluidos a alta temperatura e inhibidores pueden ser inmediatamente circulados en el bombeo hidráulico (jet).

3.1.8.3 INCRUSTACIONES

La formación de incrustaciones reducirá el diámetro interno de la tubería y por consecuencia decrecerá la eficiencia. El bombeo neumático se ve altamente afectado por estas incrustaciones. La prevención con aditivos químicos puede proveer un alargamiento de la vida del bombeo y mantener la tubería limpia.

3.1.8.4 CORROSIÓN

La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por electrolisis entre diferentes tipos de metales, el contenido en la producción de H₂S y CO₂, alta saturación de agua o salmuera u oxigenación de los metales. El H₂S evidentemente es el mayor problema y puede acelerar las fallas en el bombeo mecánico. El bombeo neumático con presencia de corrosivos puede llegar a ser incosteable.

3.1.8.5 EMULSIÓN

Anticipar el problema de la emulsión cuando se planea y selecciona el método de levantamiento artificial es difícil. Las emulsiones tienden a causar altas pérdidas de presión en la tubería. Este efecto de contrapresión requerirá de mayores caballos de fuerza y reducirá la eficiencia de cualquier tipo de sistema artificial.

3.1.8.6 TEMPERATURAS EN EL FONDO DEL POZO

Las temperaturas muy altas en el fondo del pozo reducirán la vida de operación de algunos tipos de sistemas artificiales. El motor del bombeo electrocentrífugo y el cableado se ven drásticamente afectados. Deben de tomarse ciertas precauciones al presenciarse una temperatura superior a los 300 °F. Metalurgia de alto costo y sellos serán requeridos en todo el equipo, incluyendo empacadores, tubería, equipo en la cabeza del pozo y equipo de levantamiento artificial en el fondo del pozo.

3.1.8.7 CLIMA

Las condiciones climáticas extremas pueden influenciar la selección de los sistemas artificiales. En climas con altas temperaturas los problemas más comunes son el sobrecalentamiento del equipo superficial y equipos de enfriamiento deben de ser suministrados. En climas muy fríos el principal inconveniente es el congelamiento de combustibles y la fragilización de conexiones eléctricas por lo que el aislamiento y la calefacción deben de ser proporcionados.

3.1.9 TERMINACIÓN MÚLTIPLE

Las terminaciones dobles y triples son difíciles de diseñar para un sistema artificial a comparación de una terminación sencilla. Los espacios en la tubería y en la superficie restringen la aplicación de diversos métodos de levantamiento artificial.

3.1.10 PERSONAL OPERATIVO

La habilidad técnica del personal operativo de campo puede influenciar en la selección de los sistemas artificiales de producción. El bombeo mecánico puede ofrecer menos problemas operativos para el personal de campo a comparación de otros métodos. Una supervisión más detallada es requerida para el bombeo neumático y para el caso del bombeo hidráulico y electrocentrífugo se requiere una preparación más detallada.

3.1.11 DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS

Una influencia dominante en la selección de los sistemas artificiales es la disposición del personal de servicio competente, el remplazo de partes y el equipo o plataformas de servicio. El personal de servicio para checar, analizar y reparar el equipo es obligatorio para las operaciones económicas. La habilidad para el remplazo de partes es igual de importante que el personal de servicio. Si el equipo no se le puede realizar un servicio o no se le puede reparar, entonces un método alternativo debe de ser diseñado. También debe de considerarse el acceso de plataformas de servicio o unidades de línea de acero. Algunos sistemas artificiales requieren de sartas de varillas o bombas para el servicio y mantenimiento, mientras

que otros pueden ser asistidos con líneas de acero. El bombeo hidráulico puede ser circulado en la superficie sin requerir de plataformas o unidades de líneas de acero.

3.1.11.1 EQUIPO

Los siguientes factores deben ser evaluados con la mayor precisión posible al hacer la selección del equipo.

1. Disponibilidad de excedentes del equipo.
2. Costos de operación e instalación de diversos sistemas artificiales de producción.
3. Vida del equipo.
4. Disponibilidad de servicio y partes.
5. Flexibilidad del equipo al cambio de condiciones de producción.
6. El equipo produce en pozos depresionados.
7. Costos para suplementar el equipo inadecuado.
8. Valor de salvamento.
9. Seguridad.
10. Disponibilidad de nuevos equipos.

3.1.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Seis factores económicos representan los más importantes parámetros para la selección de los sistemas artificiales:

1. Capital inicial de inversión.
2. Costos mensuales de operación / indicadores de renta mensual.
3. Vida del equipo.
4. Número de pozos a los cuales se les va a instalar un sistema artificial.
5. Equipos excedentes disponibles.
6. Vida del pozo.

Algunos tipos de sistemas artificiales de producción, dependiendo de la instalación, pueden tener altos costos iniciales a comparación de otros. El bombeo neumático puede tener altos costos iniciales por uno o dos pozos con el sistema donde un compresor debe de ser

instalado. Por la instalación de un número considerable de pozos, el bombeo neumático puede ser más económico. El bombeo hidráulico llega a ser menos costoso cuando muchos pozos llegan a ser operados por un sistema central.

El precio del gas para el bombeo neumático al día de hoy puede ser muy caro si éste es gas de mercado. Si no hay mercado, como en algunos campos remotos, el bombeo neumático e hidráulico son competitivos; los gastos operativos y la inversión inicial podrían favorecer lentamente al bombeo neumático (si no hay necesidad de comprarlo). El bombeo mecánico, hidráulico y neumático tienen ventaja sobre el bombeo electrocentrífugo al aplicarlo en localidades remotas y pozos pequeños donde la energía eléctrica es muy cara o no existe distribución de la misma.

Los costos operativos o los costos de levantamiento del sistema artificial son considerados como las medidas finales de la capacidad de un sistema por algunos y el último “truco” por otros. Ciertamente esas dos opiniones son extremas. El valor de los costos de operación (\$ por pozo por mes) o costos de levantamiento (\$ por gastos de barril producidos) es de gran importancia como los indicadores para determinar la eficiencia de operación y la efectividad de operación del campo en la capacidad de optimizar los sistemas.

3.2 CASOS PRÁCTICOS DE SELECCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CAMPOS MADUROS

En esta sección se presentan dos casos significativos para la realización de una metodología genérica de selección de sistemas artificiales enfocada hacia la explotación de los campos maduros, el primero es el desarrollo de la selección de sistemas artificiales de producción en el campo Ras Fanar el cual es un caso representativo de selección de métodos de levantamiento artificial para maduros.

El objetivo de presentar este caso es comprender el proceso de selección, cuales son los parámetros que se consideran para la selección adecuada del método de levantamiento artificial, los resultados obtenidos y las recomendaciones para mejorar la toma de decisiones; para complementar el estudio anterior se presenta la maximización del valor económico mediante el estudio del valor presente neto tomando como ejemplo dos campos colombianos

que con base en su análisis económico se tendrán mejores elementos para la toma de decisiones, asimismo, se plantea la optimización del sistema artificial en operación en este campo a través de dicho concepto como punto principal.

3.2.1 SELECCIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO RAS FANAR⁴

La decisión de que método de levantamiento artificial a utilizar es muy importante para la rentabilidad del campo a largo plazo. Una selección inadecuada del sistema artificial de producción puede reducir la producción y aumentar el costo de operación considerablemente. Una vez que se ha tomado una decisión sobre el tipo de instalación en un pozo, ésta difícilmente se alterará si el método sigue siendo óptimo para las condiciones existentes.

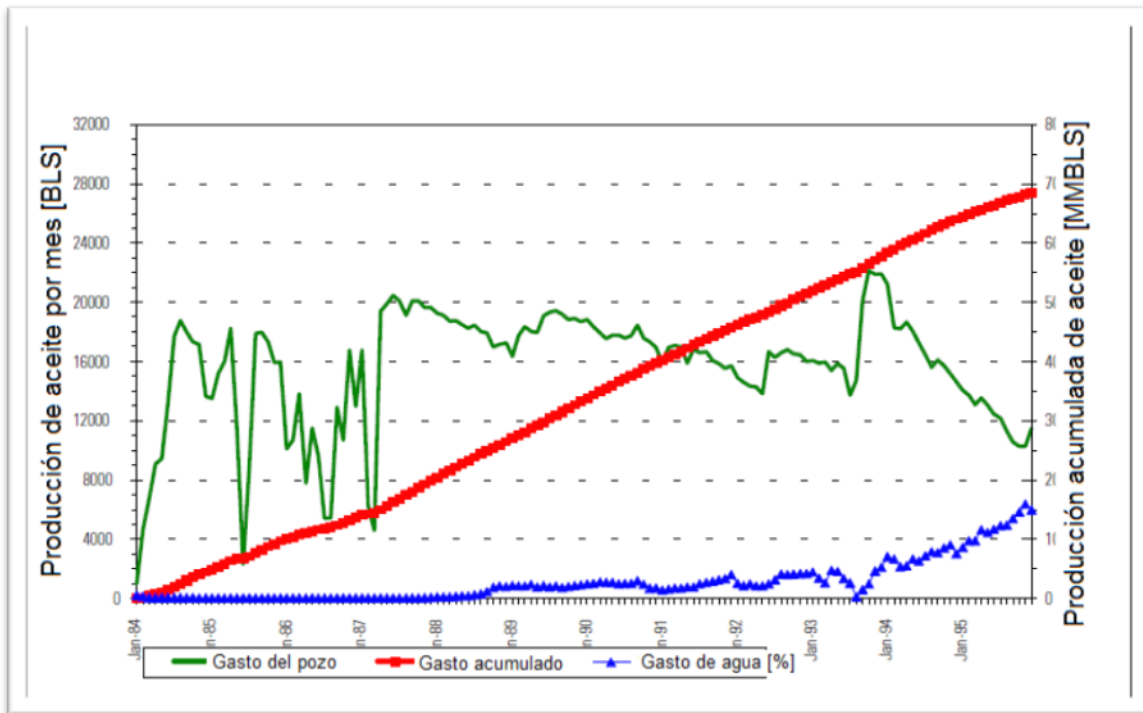
En este caso se presentan cuales son los criterios que se tomaron para elegir los sistemas artificiales de producción adecuados para las condiciones de explotación que ofrece este campo.

El campo Ras Fanar fue descubierto en 1974 por el grupo Shell-BP-Deminex, se encuentra en la parte occidental del Golfo de Suez, a unos 3 km al este de la ciudad de Ras Gharib. Fue declarado comercial y comenzó su producción en 1984 con seis pozos perforados sucesivamente y distribuidos en dos plataformas de producción. Cuando en el año de 1984 los seis pozos fueron terminados, el campo promediaba una producción de alrededor de 8 mil barriles de aceite por día.

Desde los comienzos de la explotación, el campo ha mostrado un gran potencial de producción con una reservada disminución en la presión del yacimiento. La presión ha declinado en un rango de 1.9 a 2.2 lb/pg²/MMBLS de aceite producido.

Debido a la relativa baja presión del yacimiento en el campo Ras Fanar, alguno de los pozos han presentado problemas de producción con el corte de agua (~20%), por lo que han requerido de la asistencia de nitrógeno para restaurar la producción intermitente. Los fluidos del yacimiento tienen una calidad de 30 – 32 °API con alto contenido de sulfuros de alrededor de 1.9%. El gas asociado es amargo y contiene alrededor de 12% de H₂S y 11% de CO₂ del volumen a condiciones de separador. En diciembre de 1995, el campo produjo un promedio

de gasto de 12,000 BPD y un corte de agua de 16%. La Gráfica III-3 muestra el desarrollo del campo.



Gráfica III-3 Histórico de producción del campo.²

En vista de las consideraciones anteriores, un estudio ha sido llevado a cabo para seleccionar la técnica adecuada para ser aplicada por el campo con el fin de optimizar la producción y maximizar la recuperación del campo.

3.2.1.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El campo comprende un yacimiento uniforme, llamado Nullipore. Éste es un carbonato (caliza arresifal) del Mioceno. El yacimiento está comunicado hidráulicamente. Las fallas mayores y menores no están selladas, lo cual resulta en tener un mismo régimen de presión en diferentes pozos a través del campo. En la Figura III-1 se muestra el contorno del mapa estructural del campo Ras Fanar (RF). La cima de la columna estructural está a aproximadamente entre 730 pies y 1,900 pies de profundidad vertical real (TVD) y el contacto agua aceite a 2,430 pies-TVD. El campo siempre ha mostrado un incremento en el potencial de aceite lo que resultó en la mejora de las reservas por mucho tiempo.

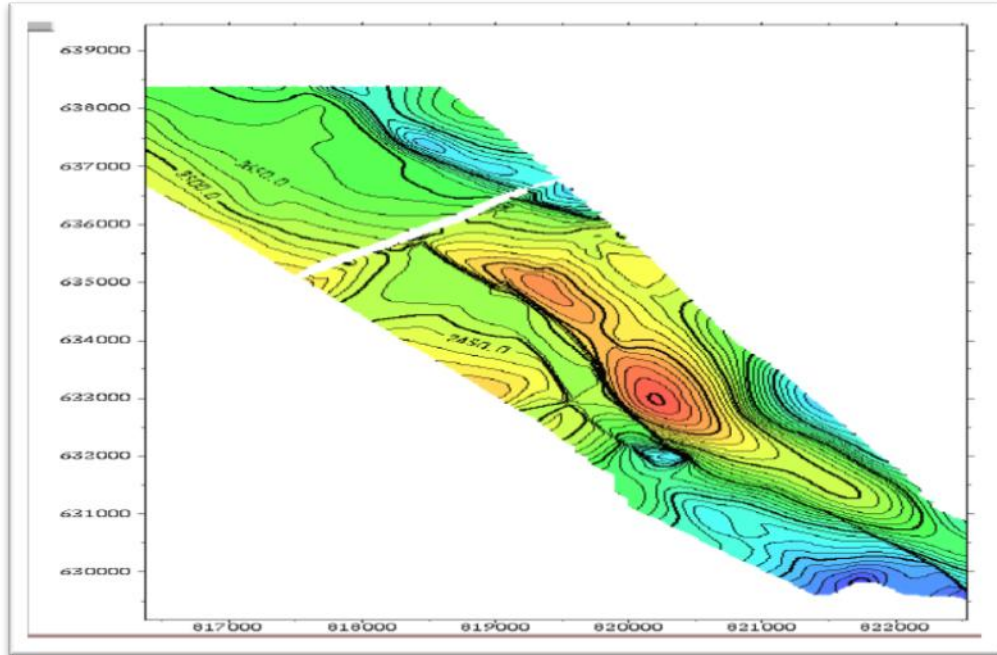
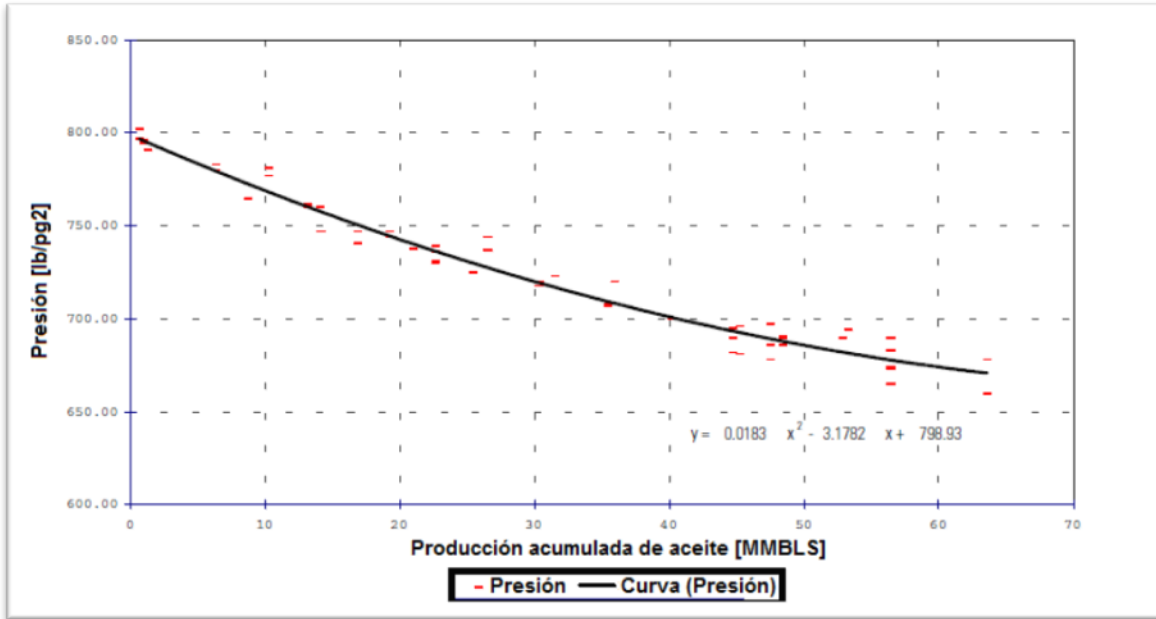


Figura III-1 Contorno del mapa estructural del campo RF.²

En total se han perforado 24 pozos a finales de 1995 en el área de Ras Fanar. La producción por flujo natural comenzó en enero de 1984 para el primer pozo (RF-B1). Durante el mismo años, otros cinco pozos (RF-A1, -A2, -A3, -B2, -B3) fueron puestos en marcha lo que aumentó la producción de 8 MBPD a 16 MBPD a finales de 1984. Después de una fase inicial el campo ha alcanzado una producción de 20,000 BPD en 1988. La penetración de agua ocurrió primero en los pozos A2 y A3 en 1987.

En 1992 un cuarto pozo fue perforado en la plataforma A (RF-A4) y esto fue seguido por un pozo de la plataforma B en el siguiente año. En 1993 fue comisionado un cambio de líneas de flujo, se remplazo la línea de 8 pulgadas por una nueva de 12 pulgadas. Después de esta instalación la producción del campo alcanzo los 22,000 BPD. Sin embargo, el corte de agua se desarrolló rápidamente.

Después de doce años de producción, la presión del yacimiento se ha declinado de 812 lb/pg² a 665 lb/pg². La Gráfica III-4 ilustra el histórico de presión del campo.



Gráfica III-4 Histórico de presión del campo.²

3.2.1.2 SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un estudio extensivo fue llevado a cabo para comparar los diferentes sistemas artificiales de producción: Bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo. La Tabla III-1 representa un estudio comparativo entre las diferentes técnicas de elevación artificial. Debido a las condiciones del pozo como altos gastos, baja RGA, nula presencia de arenas o incrustaciones, la elección fue confinada al bombeo electrocentrífugo y el bombeo neumático como las técnicas más adecuadas para ser aplicadas. La siguiente selección ilustrará el criterio del proyecto para la elección adecuada.

Detalle	Bombeo Neumático	BEC	Bombeo Hidráulico	Bombeo Mecánico
Conversión	Bajo riesgo	Alto riesgo	Riesgo moderado	Alto riesgo
Periodo de cierre del pozo para su reparación (Conversión)	Bajo	Alto	Moderado	Bajo
Periodo de funcionamiento desde su arranque hasta la primera falla	Muy alto	Medio	Alto	Muy bajo
Partes móviles	N/A	Existen	N/A	Existen
Operación con línea de acero	Fácil	Difícil	Imposible	Imposible
Inversión	Alto	Alto	Medio	Medio
Costos de operación	Bajo	Alto	Moderado	Alto
Alta RGA	Efectivo	Ineficiente	Ineficiente	Ineficiente
Alto corte de agua	Restringido	Efectivo	Inadecuado	Inadecuado
Altos gastos	Efectivo	Efectivo	Ineficaz	Ineficiente

Tabla III-1 Estudio comparativo entre diferentes técnicas de levantamiento artificial.²

Bombeo Mecánico.- Inicialmente y basado en pozos de poca productividad. Una unidad de bombeo aerobalanceada Lufking modelo A-912D fue escogida junto con una bomba de fondo de 3 ½ pulgadas de diámetro externo, una carrera de 144 pulgadas, doble acción, diseñada para manejar de 1,300 a 2,000 BPD. La unidad Lufking esta bien situada para la aplicación en plataformas debido a:

- Bajo peso de la unidad.
- Pequeño o nulo impulso horizontal.
- Suave aceleración en las varillas al empezar a succionar.
- Posibilidad de cambiar el contrapeso por el ajuste del regulador.

Tomando como base la capacidad máxima de producción del pozo, el bombeo mecánico no podría ser el adecuado para este yacimiento y sus condiciones de flujo debido al alto gasto de agua que tendría que manejar.

Bombeo Hidráulico.- El bombeo hidráulico tipo jet es excluido por razones de una insuficiente capacidad de la planta, ausencia de aceite dulcificante y la susceptibilidad del crudo de Ras Fanar a la depositación de ceras a temperaturas menores a 18 °C.

El bombeo de la producción y el fluido motriz son las desventajas más macadas del bombeo hidráulico tipo jet. Cuando la producción y el fluido motriz son primariamente aceite, la depositación de parafinas será el mayor problema debido a la condiciones de Ras Fanar. La corrosión y las incrustaciones son algunos problemas cuando altos volúmenes son manejados. Naturalmente, la presencia del 6% mol de H₂S y 3% mol de CO₂ en el fluido del yacimiento magnificará el problema.

Bombeo Neumático.- La utilidad de bombeo neumático depende altamente de la disponibilidad de volúmenes adecuados de gas. La factibilidad del bombeo neumático como una alternativa de sistema artificial para el campo Ras Fanar será desarrollado en los párrafos siguientes.

Bombeo Electrocentrífugo.- Una de las principales ventajas del bombeo electrocentrífugo es la flexibilidad con respecto a los niveles de extracción. La principal preocupación en la operación del bombeo electrocentrífugo es el majo del gas de producción. Un volumen excesivo de gas puede resultar en el deterioro en la presión en la cabeza, flujo inestable y la cavitación que al final causa fallas en el motor/bomba.

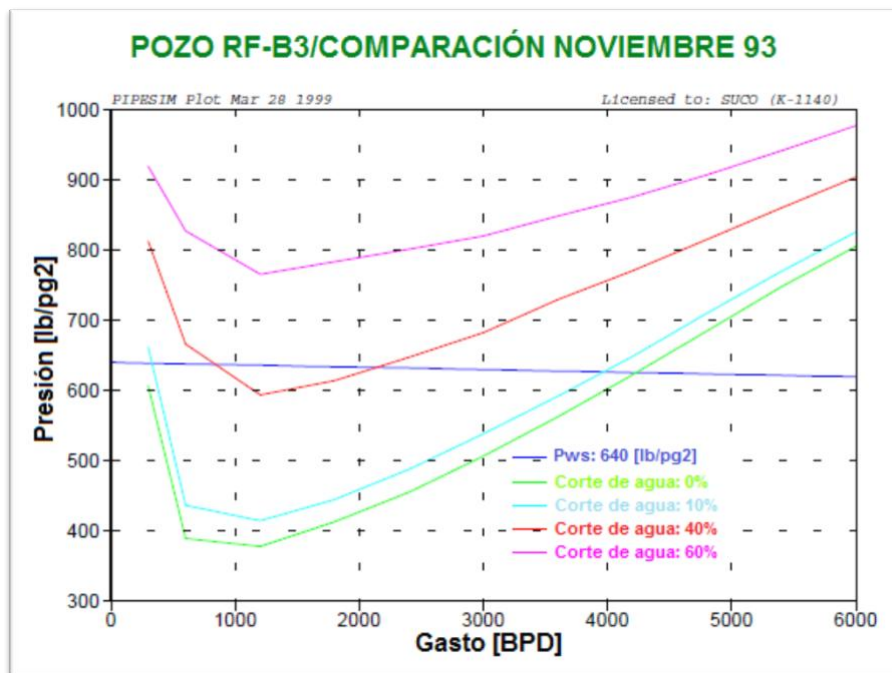
3.2.1.3 MODELADO DE POZOS EN RAS FANAR Y COMPARATIVOS HISTÓRICOS

Los gradientes de flujo natural fueron producidos para cada pozo excepto para el pozo RF-A1, el cual había sido cerrado debido a la alta relación gas-aceite. Los modelos de pozos individuales fueron desarrollados y las curvas del comportamiento de afluencia resultantes fueron comparadas para estudiar los gradientes de cada pozo. La Tabla III-2 ilustra los resultados de la comparación del histórico con el gradiente natural de flujo en diferentes correlaciones comparadas con los datos actuales de análisis de presión. Basado en los resultados de la comparación de los procesos de correlación, Hagedorn y Brown (H&B) fue seleccionado como la mejor correlación para el desempeño del flujo vertical para los pozos de RF.

Pozo	Profundidad [TVD-pie]	Pwf medida [lb/pg ²]	Pwf calculada [lb/pg ²]					
			H&B	% error	ORK.	% error	B&P	% error
RF-A2	-2,116	638.9	621	-3.5	590	-14.9	754	22.37
RF-A3	-2,181	683	666	-3.05	611	-12.9	769	15.4
RF-A4	-2,077	641	655	2.71	657	3.1	803	31.4
RF-B1	-2,077	581	570	-2.41	569	-2.63	670	19.5
RF-B2	-2,087	628	665	7.3	689	12	802	34.25
RF-B3	-2,031	618	612	-1.19	610	-1.58	771	30.3
RF-B4	-2,134	654	698	8.19	710	10.4	838	34.2

Tabla III-2 Resultado de comparaciones de gradientes de flujo natural con diferentes correlaciones.²

Después de haber seleccionado una correlación de flujo vertical, se optó por realizar un análisis de sensibilidad donde el corte de agua fue el que mayor impacto tuvo. En la Gráfica III-5 se muestra el comportamiento de flujo en la tubería a diferentes cortes de agua en los pozos de RF. La curva de comportamiento del pozo está expresada en la ecuación de Vogel.



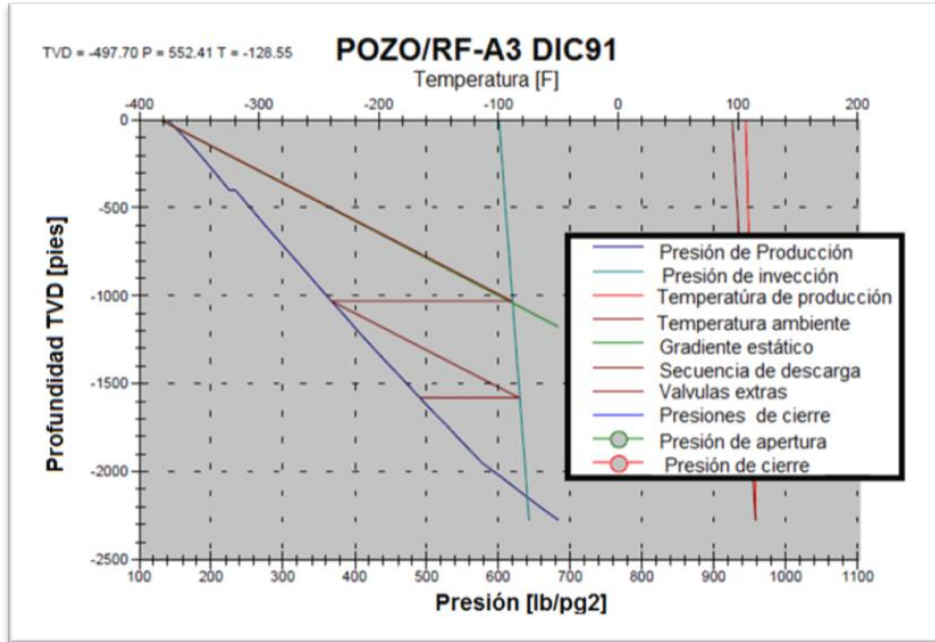
Gráfica III-5 Curvas de flujo natural en la TP.²

En la Tabla III-3 se ilustra el valor de la presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo y el potencial absoluto de flujo al abrir el pozo (AOFP).

Pozo	Pws [lb/pg ²]	Pwf [lb/pg ²]	Gasto [BPD]	AOFP [BPD]
RF-A2	655	636	4,600	91,971
RF-A3	690	683	3,000	165,030
RF-A4	645	641	4,500	449,155
RF-B1	610	581	3,500	47,195
RF-B2	633	628	4,600	232,967
RF-B3	325	618	4,500	106,623
RF-B4	664	654	5,000	174,546

Tabla III-3 Cálculo de AOFP de los pozos.²

Cálculos del diseño del bombeo neumático.- Los cálculos de diseño para el bombeo neumático fueron realizados para cada pozo de acuerdo a los siguientes supuestos: la presión máxima de inyección fue de 600 lb/pg², decayendo 50 lb/pg² en su operación, el fluido producido es agua con un gradiente de 0.47 lb/pg²/pie. La tubería de producción tiene un diámetro de 4.5 pulgadas. La profundidad del punto de inyección fue calculada. De acuerdo con estos cálculos y los supuestos mencionados anteriormente, se diseñaron los espaciamentos de las válvulas así como el gas requerido. La Gráfica III-6 ilustra los cálculos del bombeo neumático para el espaciamiento de las válvulas. En la Tabla III-4 se ilustra las profundidades de las válvulas propuestas para cada pozo y los datos de del gas requerido.

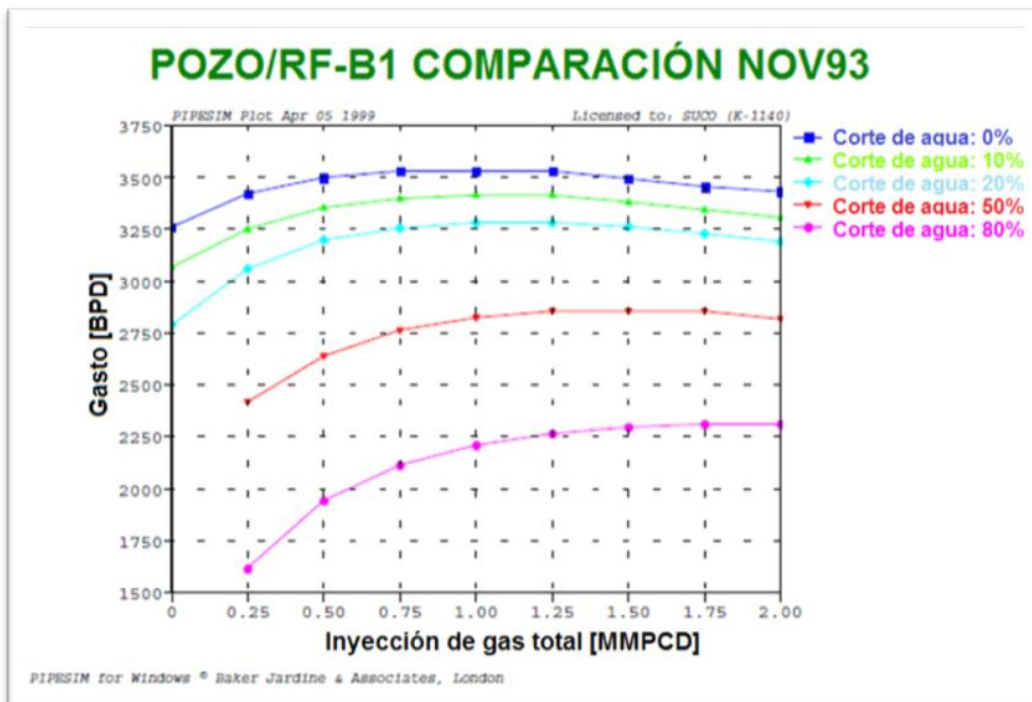


Gráfica III-6 Diseño y espaciamiento de mandriles del bombeo neumático.²

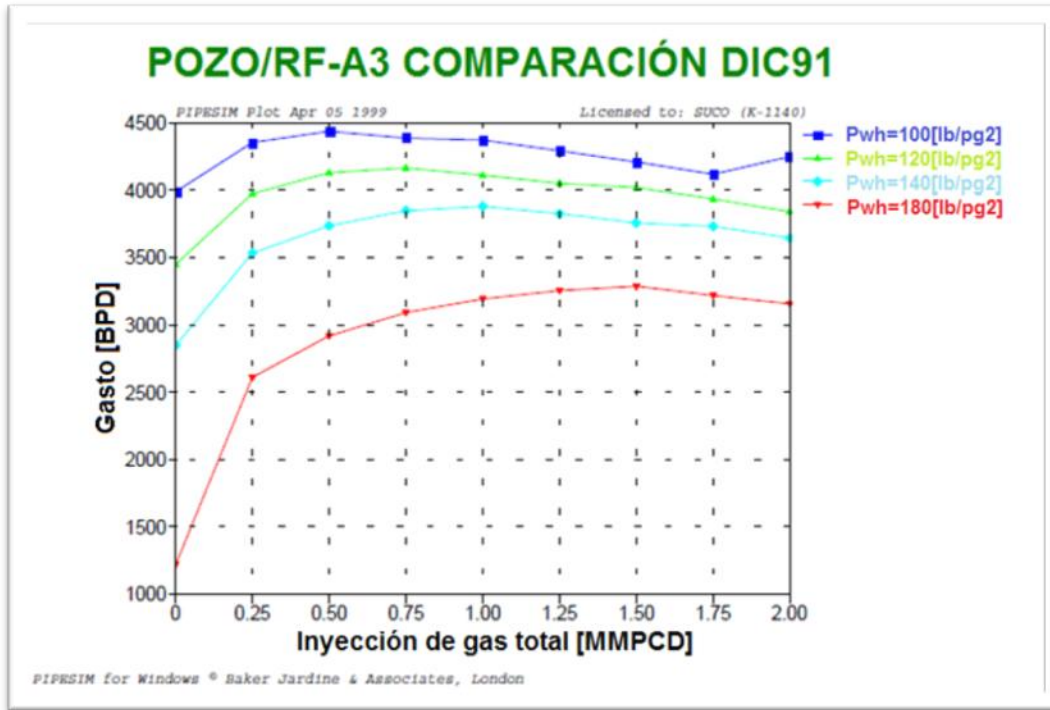
Pozo	Profundidad Punto de inyección [TVD-pie]	Espaciamiento de Mandriles [TVD-pie]	Datos de las válvulas de bombeo neumático			
			Tipo	Diam. Orificio de control [pulgada]	Ptro [lb/pg ²]	Presión de apertura de la válvula [lb/pg ²]
RF-A2	2101	1,045	Camco,	3/8	660	619
		1,585	R-20	7/16	675	629
RF-A3	2013	1,030	Camco,	3/8	620	619
		1,580	R-20	7/16	675	629
RF-A4	2016	1,055	Camco,	3/8	615	619
		1,700	R-20	7/16	645	631
RF-B1	2125	1,055	Camco,	3/8	585	619
		1,625	R-20	1/2	725	630
RF-B2	1986	1,285	Camco,	7/16	655	623
		1,825	R-20	1/2	735	633
RF-B3	2090	1,055	Camco,	3/8	620	619
		1,585	R-20	1/2	725	629
RF-B4	2017	1,100	Camco,	3/8	730	620
		1,655	BK	3/8	760	580

Tabla III-4 Profundidad y presiones de los mandriles de cada pozo.²

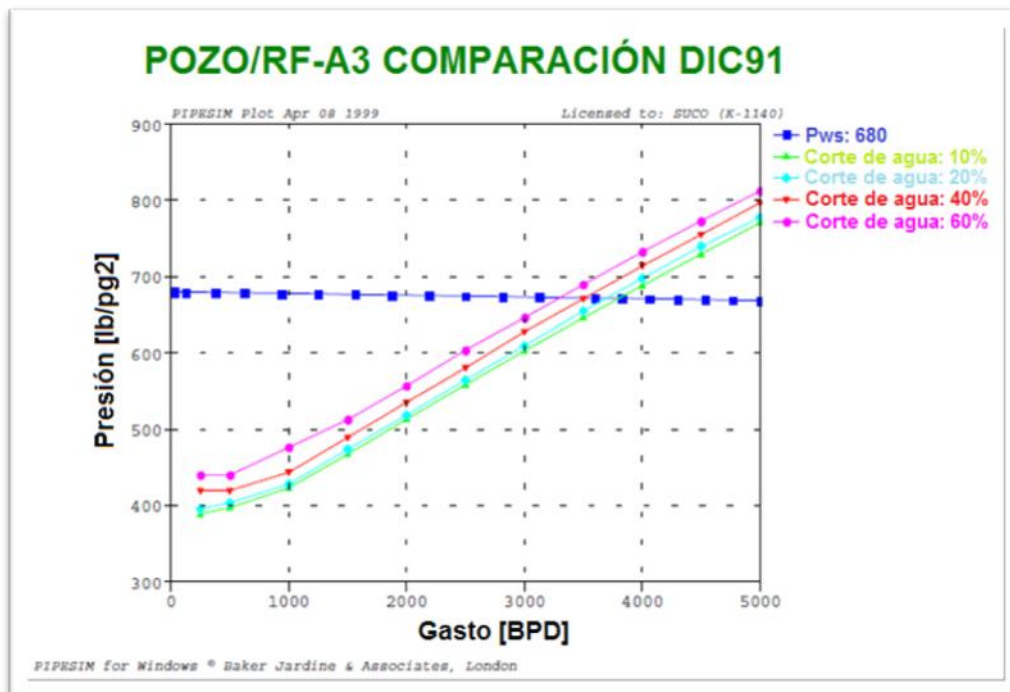
De esta manera se predijo el desempeño del bombeo neumático cubriendo una amplia gama de sensibilidades en los cortes de agua, tomando la presión en la cabeza del pozo contra la inyección de gas de cada pozo. Fue asumida la inyección del gas a través del espacio anual y la producción a través de la tubería de producción. Se anticiparon cortes de agua de 0%, 20%, 40%, 60% y 80%. Líneas de sensibilidad en los volúmenes de inyección de gas se ilustran en la Gráfica III-7. Las líneas de sensibilidad de la presión en la cabeza de pozo contra el volumen de gas inyectado se ilustran en la Gráfica III-8. Con el fin de predecir el rendimiento de los pozos bajo el bombeo neumático, fueron creadas curvas de comportamiento de flujo en la tubería bajo varios cortes de agua. En la Gráfica III-9 se ilustran estos comportamientos. Las curvas de comportamiento de flujo vertical fueron generadas para todos los pozos con el fin de simular las caídas de presión dentro de la sarta de producción y las instalaciones de producción.



Gráfica III-7 Sensibilidad en la inyección de gas con diferentes cortes de agua.²



Gráfica III-8 Sensibilidad del gas de inyección con diferentes presiones en la cabeza del pozo.²



Gráfica III-9 Predicción del desempeño del pozo con bombeo neumático.²

La solución de gas de Ras Fanal contiene aproximadamente 15% en moles de H₂S para las consideraciones de seguridad y operativas, por lo que se considera instalar un sistema cerrado y la necesidad de una planta de endulzamiento de gas y un compresor de gas para la inyección. Esto implica una gran inversión. Por todo lo antes visto, la opción del bombeo neumático se ha considerado. Se estimo que el volumen de inyección de gas óptimo es de 1.5 MMPCD para cada pozo con 10.5 MMPCD para todo el campo. Esta propuesta se considero bastante atractiva para el campo.

Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).- El sistema artificial de bombeo electrocentrífugo ha sido considerado para este campo. Una de las mayores ventajas del BEC es la flexibilidad de adaptarse a la condiciones de flujo del pozo. La principal preocupación en la operación del BEC es la capacidad para manejar la producción de gas libre. Un exceso en el volumen de gas libre puede resultar en un deterioro del desempeño de la capacidad en la cabeza del pozo, provocando flujo inestable y cavitación que al final se refleja en la falla de la bomba/motor. La mayoría de los fabricantes recomiendan que la cantidad de gas en la entrada de la bomba de un BEC no deba exceder un máximo de 10% en volumen total. Por consiguiente, se consideró necesario el uso de un separador de gas de fondo de pozo. La bomba será colocada en una tubería de 7 pulgadas en la tubería de revestimiento. Los pozos de Ras Fanar son terminados en tuberías de 7 pulgadas con 29 lb/pie y 9 5/8 de pulgada en la superficie. El diámetro máximo de bomba a ser utilizada para este tipo de tubería (ID = 6.184 pulgada, drift = 6.059 pulgadas) se encuentra ilustrado en la Tabla III-5.

Marca	Serie	Bomba	Rango de operación recomendada	Tamaño [diámetro en pulgadas]
Reda	540	GN 7000	4,000-1,000	5.73
Centrlift	513	GC 8200	3,670-8,670	5.73
ODI	70	K100	7,000-9,480	5.98

Tabla III-5 Medidas máximas de las bombas de BEC que operan en pozos de 7 pulgadas.²

Las grandes dimensiones de la bomba ODI no permite una holgura suficiente en los diámetros de 7 pulgadas para compensar el “dog leg severity” que existe en los pozos de Ras Fanar. Por lo tanto la bomba ODI no fue considerada. Los siguientes supuestos fueron

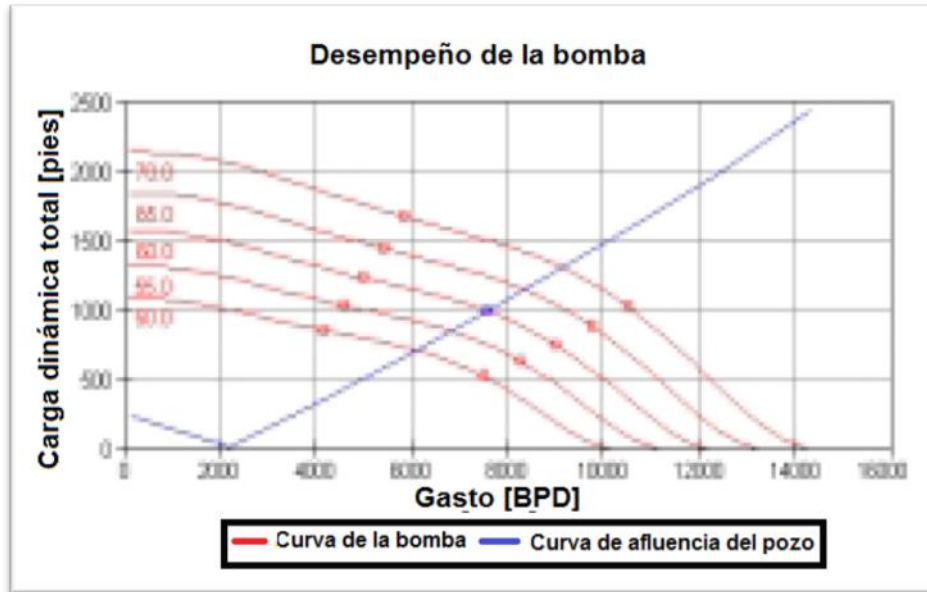
asumidos para el diseño, a una profundidad de la bomba de 100 pies arriba de los disparos, la tasa de producción deseada va de 5,000 a 7,000 BPD y la TP con un diámetro de 3 ½ pulgadas.

Un Software computacional especializado fue usado para seleccionar el tipo óptimo de bomba, cable y equipos de fondo de pozo. Usando los supuestos anteriores de los datos del pozo y también parámetros PVT y de yacimiento, las condiciones operacionales fueron utilizadas como datos de entrada. Puede seleccionarse la bomba adecuada para dar los gastos de producción deseados. La bomba Reda fue seleccionada para todos los pozos contando con la serie GN-7000 y Centrlift con serie GC-8200.

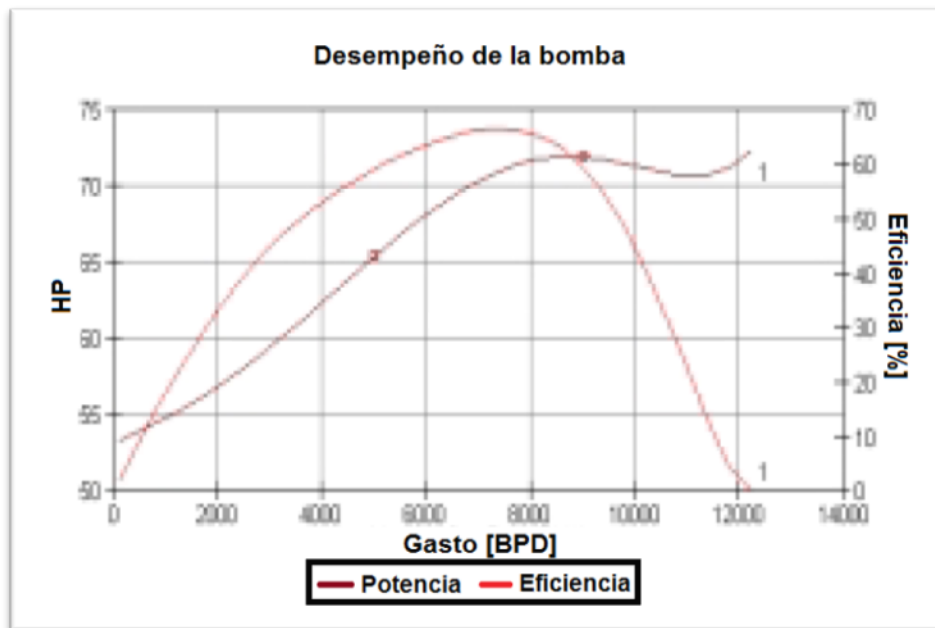
La Tabla III-6 ilustra las medidas del BEC (etapas/caballos de fuerza) requeridas, tanto para el inicio con Reda y Centrlift. La Gráfica III-10 ilustra la producción y el rendimiento de los variadores de velocidad con las bombas seleccionadas. La Gráfica III-11 muestra la eficiencia de la bomba y la potencia requerida para el pozo.

Datos de entrada BEC			Medidas BEC			
Pozo	Gas libre [%]	Corte de agua [%]	Presión en la cabeza de pozo [lb/pg ²]	Presión en la entrada de la bomba [lb/pg ²]	No. de etapas	HP
A2	17	10	315	481	36	58
A3	17.6	10	315	434	27	68
A4	18.6	10	315	425	36	110
B1	17.5	10	315	427	35	103
B2	16.1	10	315	449	39	86
B3	17.2	10	315	431	40	99
B4	17.4	10	315	425	31	78

Tabla III-6 Medidas (caballos de fuerza/etapas) requeridas en el BEC.²



Gráfica III-10 Predicción del desempeño de la bomba.²



Gráfica III-11 Eficiencia de la bomba y caballos de fuerza requeridos.²

Selección del equipo.- Existen fluidos potencialmente corrosivos en el campo Ras Fanar. Basado en el desarrollo del agua que inicialmente tiene cortes relativamente bajos, en el intervalo de 20% a 40%, han sido recomendados para la tubería de producción y de

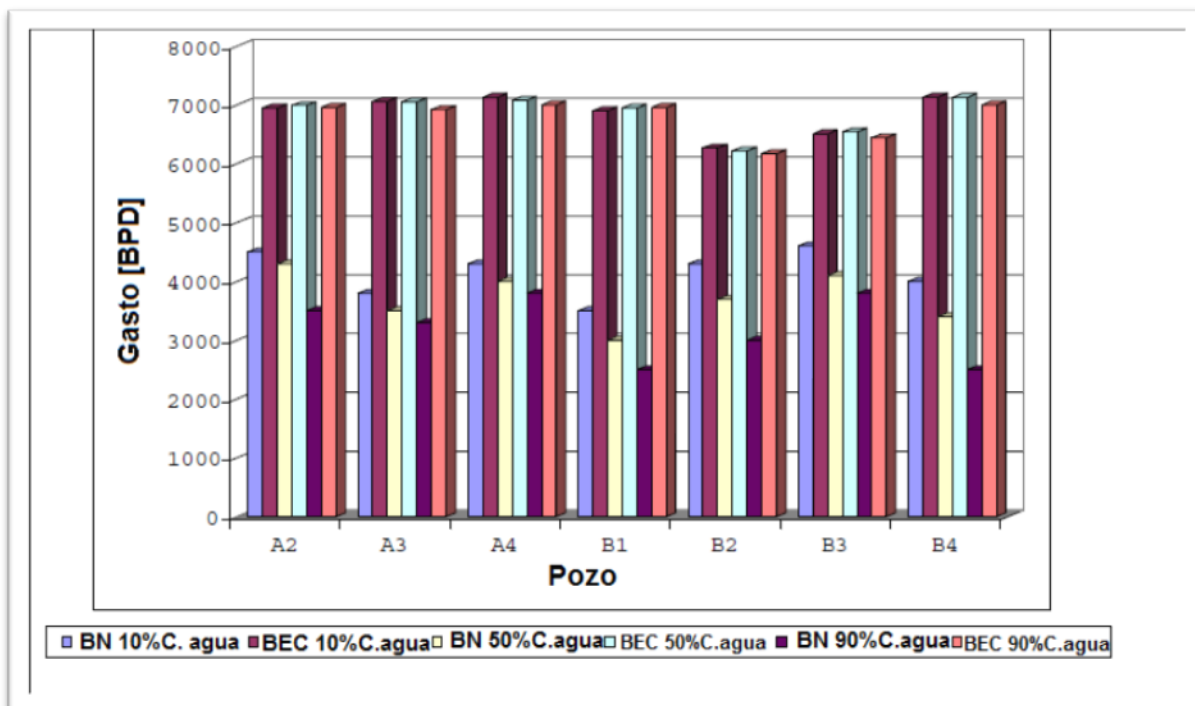
revestimiento, acero con aleación de carbono, además de que los accesorios de terminación deben de ser resistentes a la corrosión/erosión y para el equipo de boca de pozo, el acero debe de ser inoxidable.

Evaluación del desempeño de los métodos de bombeo neumático y electrocentrífugo.-

Con el fin de evaluar el desempeño de los pozos de Ras Fanar con los sistemas artificiales de bombeo neumático y electrocentrífugo, se realizó una comparación del rendimiento de los pozos en ambos casos y los resultados indicaron lo siguiente:

El bombeo neumático es más eficiente a los diferentes cortes de agua con una contrapresión limitada por lo que la producción de agua en el caso del bombeo neumático será menor que en el caso del BEC.

El BEC es eficaz en la aceleración de la producción con mayor producción de agua que en el caso del bombeo neumático. La tasa de producción del bombeo neumático es mucho menor que el BEC. La Gráfica III-12 ilustra el rendimiento del pozo en ambos casos.

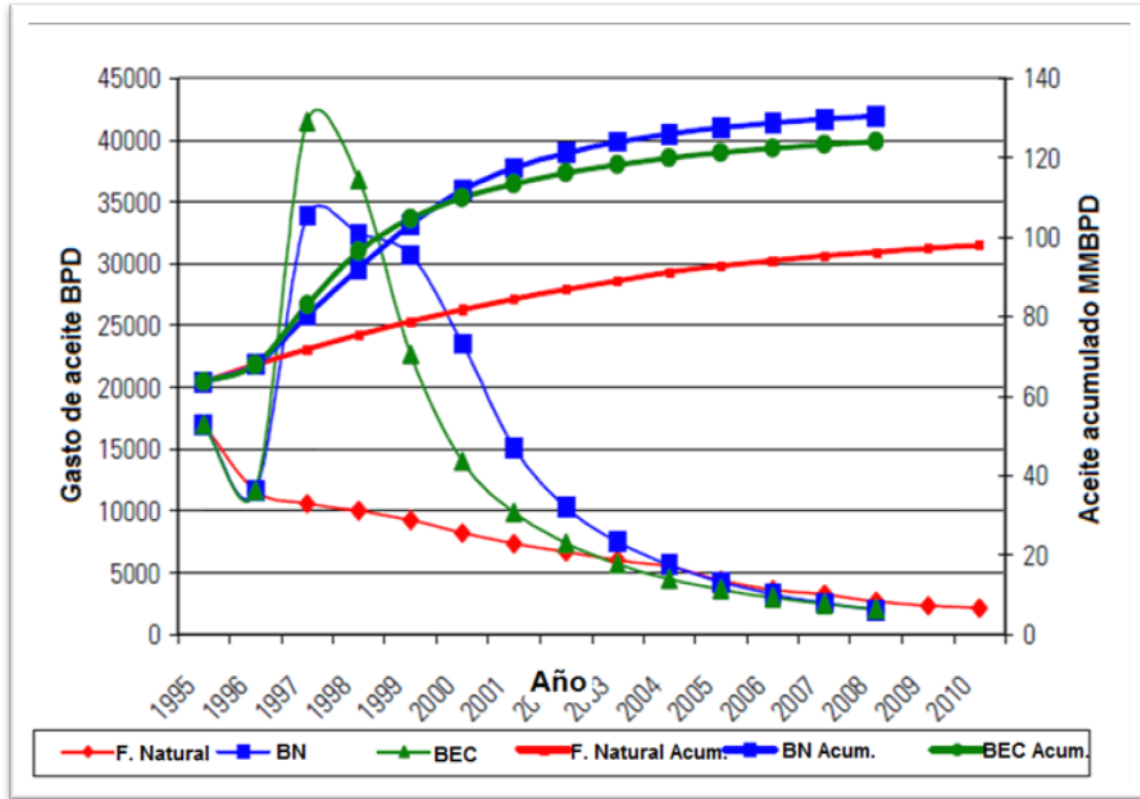


Gráfica III-12 Capacidades de los pozos con bombeo neumático y electrocentrífugo con diferentes cortes de agua.²

Predicciones sensibles para el Bombeo Neumático y Electrocentrífugo.- Los cálculos del desempeño del campo se realizaron utilizando el modelo de simulación del yacimiento más reciente para Ras Fanar en el caso de flujo natural, bombeo neumático y electrocentrífugo. El flujo natural y el bombeo neumático fueron importados dentro de la simulación del yacimiento con el fin de modelar el comportamiento del pozo de forma correcta. Para el caso del BEC, las hipótesis irían en contra de la presión mínima de entrada de la bomba 250 lb/pg². La Tabla III-7 muestra los supuestos para ambos casos, BEC y bombeo neumático. El resultado de las predicciones más sensibles está ilustrado en la Gráfica III-13. El resultado indica que el bombeo neumático provee una constante producción en los primeros 4 años y luego se deteriora, en adición a un factor de recuperación del +/- 50% e incrementa la producción de aceite en +/- 32 MMBLS. La producción del campo es acelerada bajo el funcionamiento del BEC y el perfil de la producción es contante en aproximadamente 1.5 años y solo recuperara el +/- 48% de aceite con un incremento de aceite de +/- 26 MMBLS.

	Bombeo neumático	BEC
Fecha de inicio	Enero 1996	Enero 1996
Plan de trabajo	2 pozos/mes	2 pozos/mes
Capacidad mínima en Pwf	Controlada por la curva de elevación	250 lb/pg ²
Capacidad mínima en Pwh	Controlado por el estrangulador	Controlado por el estrangulador
Gasto de abandono del campo	2000 BPD	2000 BPD

Tabla III-7 Predicciones sensibles para el Bombeo Neumático y el BEC.²



Gráfica III-13 Resultado de la predicción de los gastos con Flujo Natural (N. Flow), bombeo neumático (Gas Lift) y bombeo electrocentrífugo (BEC).²

Inversión del Bombeo Neumático.- El equipo subsuperficial consta de tubería de producción de 4 ½ pulgadas, mandriles para bombeo neumático, válvulas, empacador de producción, camisas deslizables (SSL), válvulas de seguridad y accesorios. En la Tabla III-8 se presentan los artículos y los precios de estos equipos subsuperficiales.

Artículo	Costo [DLS/pozo]
Empacador	35,000
SSD + acoplamiento de flujo	22,000
Mandriles del BN	9,000
Válvulas de seguridad	28,000
Niples de asiento	1,500
	95,000
7 pozos a \$95,500	668,500
18000 pies de nueva tubería \$8/pie	144,000
Total	812,500

Tabla III-8 Precios del equipo de fondo del bombeo neumático.²

Las estimaciones de los cotos del equipo superficial para el caso del bombeo neumático se desarrollaron bajo los siguientes supuestos:

El requisito máximo de gas es +/- 24 MMPCD. El suministro de gas será proporcionado por EGPC y principalmente por “Ras Shukier –Suez” a través de la tubería que pasa por Ras Fanar. El gas es seco, dulce y limpio. La presión de operaciones de +/- 70 bares. En la Tabla III-9 se observa el costo de todos los artículos para el proyecto.

Artículo	Costo [MDLS/pozo]
Materiales	1,880
Construcción	2,320
Servicios marinos y de logística	250
Servicio de ingeniería	500
Equipo del proyecto supervisión/inspección en sitio	680
Seguro	220
Contingencia	380
SubTotal	6,230
Equipo de fondo del pozo	812
Actividades de riesgo (7 días/pozo)	1,880
Total	8,922

Tabla III-9 Costo capital y precios de los artículos para el BN.²

Naguib y Bayoumi (2000) describen un breve análisis económico estableciendo los siguientes supuestos en los costos e inversiones para el bombeo neumático y electrocentrífugo:

Costos de operación del Bombeo Neumático.- Los siguientes supuestos fueron hechos para el bombeo neumático. La tarifa actual para el tratamiento de GPC es del rango de 0 a 5,000 BPD \$1.2 DLS/BPD., de 5,000 a 10,000 DLS/BPD \$1.08 DLS/BPD y para más de 10,000 BPD \$0.96 DLS/BPD. El trabajo de conversión de la sarta tiene un costo de \$1.5 MMDLS/mes. Todo el gas debe de ser suministrado por terceros. El precio del gas es de

\$2,000 DLS/MMPCD. El trabajo de conversión requerido sobre los pozos se hará uno por año (cada uno de los pozos convertidos durante 7 años).

El costo de operación del bombeo neumático, incluyendo válvulas de bombeo y piezas de repuestos, etc., es de \$0.07 MMDLS/año.

Inversiones para el Bombeo Electrocentrífugo.- El costo de las inversiones del sistema BEC se ilustra en la Tabla III-10, esto incluye el tratamiento del agua en tierra, el sistema eléctrico y su instalación, el equipo del fondo del pozo y la instalación superficial además del costo de instalación del aparejo.

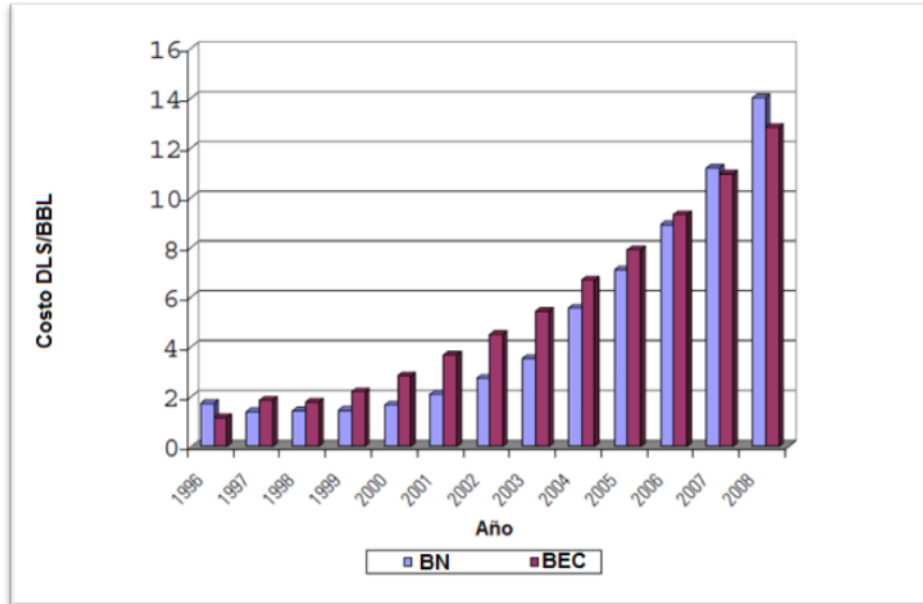
Artículos	Costos [MMDLS]
Tratamiento de agua costa fuera	1.1
Sistema eléctrico costa fuera e instalaciones de plataformas	1.3
Terminación de pozos + equipo superficial	2.6
Instalación del aparejo de 7 pozos [10 días/pozo]	2.65
Total	7.65

Tabla III-10 Costos e inversiones de los artículos del BEC.²

Costos operativos del BEC.- Los siguientes supuestos fueron hechos para el bombeo neumático. La tarifa actual para el tratamiento de GPC es del rango de 0 a 5,000 BPD \$1.2 DLS/BPD., de 5,000 a 10,000 BPD \$1.08 DLS/BPD y para más de 10,000 BPD \$0.96 DLS/BPD. Dos trabajos de conversión de la sarta el primer año y una conversión por pozo en cada año subsecuente con un gasto de \$1.15 MMDLS/mes (cada trabajo de reparación con un costo de \$0.3 MMDLS). El presupuesto de servicios al pozo es de \$0.05 MMDLS/año.

Análisis económico del Bombeo Neumático y Electrocentrífugo.- Sobre la base de los supuestos anteriores, en costos por barril calculados e ilustrados en la Tabla III-10, se observó que el costo por barril de en el caso del BEC es siempre mayor que el bombeo neumático. El análisis de los costos operativos y del capital del BEC y el bombeo neumático se puede resumir de la siguiente manera: Para el caso del bombeo neumático, del aceite incremental de

32 MMBLS se requiere de \$11.2 MMDLS de inversión y de \$165 MMDLS para el costo de operación. Para el caso del BEC, del aceite incremental de 26 MMBLS se requiere una inversión de \$9.26 MMDLS y para el costo de operación unos \$185 MMDLS.



Gráfica III-14 Costo en barriles del BEC y el Bombeo Neumático.²

3.2.1.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El bombeo neumático y el BEC son las dos técnicas más adecuadas para ser aplicadas en el campo.

El modelo de simulación se utiliza para la predicción del rendimiento del campo en ambos casos.

El factor de recuperación en caso del bombeo neumático es mayor que el BEC pero la evaluación económica indicó que el costo de inversión del BEC es menor que el del bombeo neumático.

Los costos de operación del bombeo electrocentrífugo son mayores que los del bombeo neumático.

Finalmente se optó por la aplicación del bombeo electrocentrífugo y se aplicó a mediados de 1996 debido a que dispone de un alto grado de independencia, mayor al del bombeo neumático que puede sufrir del corte del gas por parte de la empresa suministradora.

Para un mayor análisis se tomarán los datos obtenidos de este estudio para profundizar la decisión al aplicarle una evaluación económica más exhaustiva.

3.2.2 MAXIMIZACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO EN CAMPOS MADUROS⁵

Ciertamente este caso no representa la selección de múltiples sistemas artificiales de producción en un campo maduro, pero aborda un tema importante para la selección y, en este caso, optimización de los sistemas artificiales de producción, el valor presente neto, un parámetro económico que se debe de tomar en cuenta, debido a que este parámetro refleja el conjunto de la producción obtenida y los costos e inversiones realizados. Este caso, vinculado con lo visto anteriormente, permitirá realizar una metodología de selección que permita tomar la mejor decisión para la selección de los sistemas artificiales en los campos maduros.

Los avances en la modelación matemática y la supervisión en tiempo real han permitido realizar modelos físicos y económicos más realistas y precisos en el desarrollo de los pozos con bombeo neumático. Los campos maduros, con instalaciones de bombeo neumático (compresores, líneas de flujo, y válvulas de fondo), yacimientos caracterizados y modelos de flujo establecidos presentan una oportunidad favorable para aplicar los métodos de optimización mejorada más generales.

Este caso describe un nuevo enfoque para la optimización de las operaciones de levantamiento por gas en yacimientos maduros. El nuevo enfoque maximiza el valor presente neto mediante la integración de modelos matemáticos que describen el comportamiento del yacimiento, el comportamiento de la recolección de los fluidos y el bombeo neumático. Este enfoque integrado está en contraste con los de uso común que suelen tratar de maximizar los gastos de producción de aceite de forma individual, aislando el estudio económico.

Para demostrar la metodología se ha probado en estudios para un campo costa fuera en América del Sur. Los resultados mostraron que las condiciones óptimas de operación maximizan el valor presente neto donde no necesariamente se produce con el gasto máximo,

o la máxima eficiencia del bombeo neumático. De hecho, el valor presente neto mejora un 12% para el escenario base del precio del petróleo y hasta un 57% para el escenario alto del precio del crudo, cuando se aplica el enfoque integrado de este caso.

Complejidad en la operación del bombeo neumático que impacta en la rentabilidad del campo.- En yacimientos con alta RGA y altos cortes de agua se puede utilizar el bombeo neumático en la etapa de madurez. La razón de esto es que el bombeo neumático ofrece un funcionamiento sencillo al tener una alta eficiencia de adaptabilidad a los cambios de las condiciones del yacimiento. Sin embargo, a medida que el número de pozos que usan este método incrementa, la operación llega a ser crítica debido a la variedad de materiales producidos (aceite, agua, gas de la formación, gas de inyección y sólidos). En los campos complejos el análisis individual de los pozos llega a ser difícil debido a que los cambios en las variables individuales del bombeo neumático pueden afectar a otros pozos y las operaciones en las instalaciones. La operación del bombeo neumático en campos complejos depende de la disponibilidad de compresión, la capacidad de las instalaciones superficiales, la interconexión de líneas de flujo y otras limitaciones.

En un campo de aceite donde existe una máxima demanda de bombeo neumático, el seguimiento diario y los requisitos de mantenimiento intensivo de compresión puede aumentar los costos operacionales y, finalmente, un mayor requerimiento de elevación de gas podría aumentar las inversiones debido a las nuevas necesidades de capacidad de compresión y distribución de gas.

Estos problemas pueden afectar dramáticamente la rentabilidad de un campo, si un plan adecuado no se lleva a cabo para obtener la máxima eficiencia. Los operadores de campos petroleros buscan formas de mejorar la producción de aceite y reducir al mínimo los costos operativos e inversiones. Sin embargo, durante este proceso las estrategias transversales deben tenerse en cuenta. Algunos estudios infieren que los ingenieros de producción pueden perder la pista de las optimizaciones tratando de incrementar la producción al reducir los pozos cerrados con los recursos disponibles y/o justificar la inversión adicional para aumentar los recursos necesarios. Finalmente la rutina operativa intensa coloca al ingeniero en un proceso cíclico donde la maximización de la tasa de producción de aceite se convierte en su principal objetivo.

Problemas de optimización del bombeo neumático.- Durante los últimos 20 años la mayor parte de la literatura disponible sobre “Optimización de las operaciones del bombeo neumático” se ha centrado en aumentar los gastos de producción de aceite y en la reducción de los costos. Este trabajo se divide en tres categorías principales:

1. Asignación y optimización del bombeo neumático. Este enfoque se puede definir como el proceso de asignación eficiente de la cantidad de gas para ser inyectado en cada pozo del campo para maximizar la tasa de producción de aceite.
2. Mejora del equipo y el proceso de bombeo neumático. Se ha dirigido muchos esfuerzos para hacer que el equipo de bombeo neumático sea más eficiente para levantar más aceite con menos gas, este concepto implica la optimización hidráulica y el diseño dinámico de los equipos de bombeo neumático.
3. Monitoreo en tiempo real aplicado a los campos que funcionan con bombeo neumático. En esta categoría caen la mayoría de los esfuerzos de la industria petrolera. En este enfoque se basa la automatización de las operaciones de levantamiento artificial por gas y su objetivo es mejorar las operaciones de elevación a gas, reduciendo al mínimo la producción diferida. Esto se logra mediante la adopción de acciones gracias a los primeros monitoreos en tiempo real de las variables del bombeo neumático y también de su operación.

Estos conceptos se aplican a unos sistemas simples y pequeños o de otro tipo, por lo general sugieren un enfoque de análisis nodal con la asignación de gas como la solución matemática. Además, la automatización del proceso ha sido utilizada para operar y monitorizar grandes campos de forma remota, lo que reduce los costos mediante la adopción de medidas tempranas, reduciendo al mínimo las visitas del operador. A pesar de ello, el campo de optimización de problemas globales de aceite es complejo y no está garantizado. “State of the art” en el enfoque de optimización de la producción, indica que en un futuro se utilizarán herramientas más sofisticadas para maximizar los beneficios durante la vida del campo. Saputelli sugiere el uso de un control multinivel y la estrategia de optimización para resolver los objetivos de negocio de corto y largo plazo.

3.2.2.1 OPTIMIZACIÓN INTEGRAL DEL PROYECTO DE BOMBEO NEUMÁTICO

La Figura III-2 muestra la metodología seguida en este trabajo. El enfoque propuesto toma en cuenta diferentes conceptos para lograr la optimización integral del bombeo neumático.

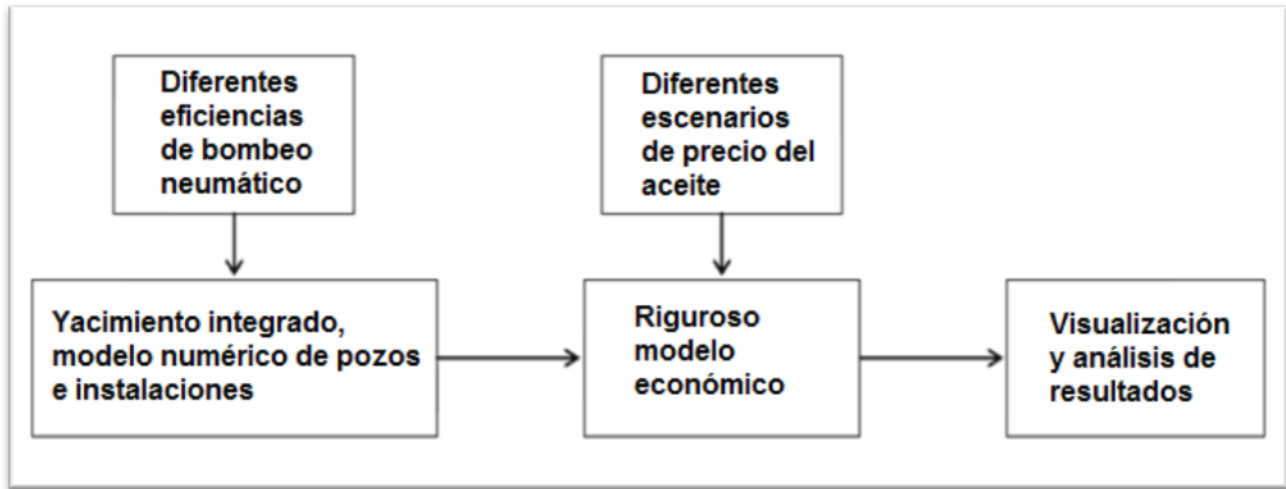


Figura III-2 Propuesta integral para la optimización de problemas de bombeo neumático.³

Simulación de yacimiento, pozos e instalaciones integrales.- El concepto fue aplicado por primera vez por Startzman y permite la comparación del campo actual, además de predecir su comportamiento mediante el uso de modelos del yacimiento completos conectados con un simulador hidráulico que predice los gastos de flujo multifásico en las sartas de tubería y las instalaciones superficiales. El simulador comercial, para ser utilizado en este estudio, no solo permite la simulación integral, sino también mejora la asignación del bombeo neumático sobre un grupo de pozos para entregar la respuesta en frecuencia más eficaz desde el yacimiento.

Maximización del Valor Presente Neto.- Los pronósticos de producción a partir del modelo de flujo integrado se introducen en una ecuación matemática que describe el valor económico del campo en función de las variables más significativas del proceso de producción de aceite. Los resultados de esta ecuación permiten encontrar la combinación más eficiente de las variables que maximizan el valor presente neto del campo. La combinación adecuada se encuentra probando el modelo de flujo de bombeo neumático con diferentes eficiencias.

Análisis de sensibilidad en el precio del aceite.- Encontrar el máximo valor económico del campo en diferentes escenarios de precios del aceite permite dar fe de la solidez de la metodología propuesta.

Para desarrollar el modelo era necesario obtener una completa descripción de todos los procesos operacionales del bombeo neumático en un estudio del campo de los casos seleccionados. Este considera los sistemas subsuperficiales (yacimiento-pozo) y superficiales (equipo superficial). También el proceso limita las variables económicas dentro del mismo.

3.2.2.2 CAMPO CON BOMBEO NEUMÁTICO. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio utilizado corresponde a un área seleccionada de un campo maduro costa afuera de América del Sur. El campo tiene una producción diaria de 1.5 MBPD por pozo. La presión promedio del yacimiento es de 1,300 lb/pg² y la calidad del aceite producido es de 24 °API con una RGA de 800 pies cúbicos/STB. El bombeo neumático se utilizó como método de producción. La Figura III-3 muestra un esquema de toda la configuración del sistema utilizado en este caso de estudio. El sistema está conformado por el yacimiento, los pozos y los equipos superficiales en red.

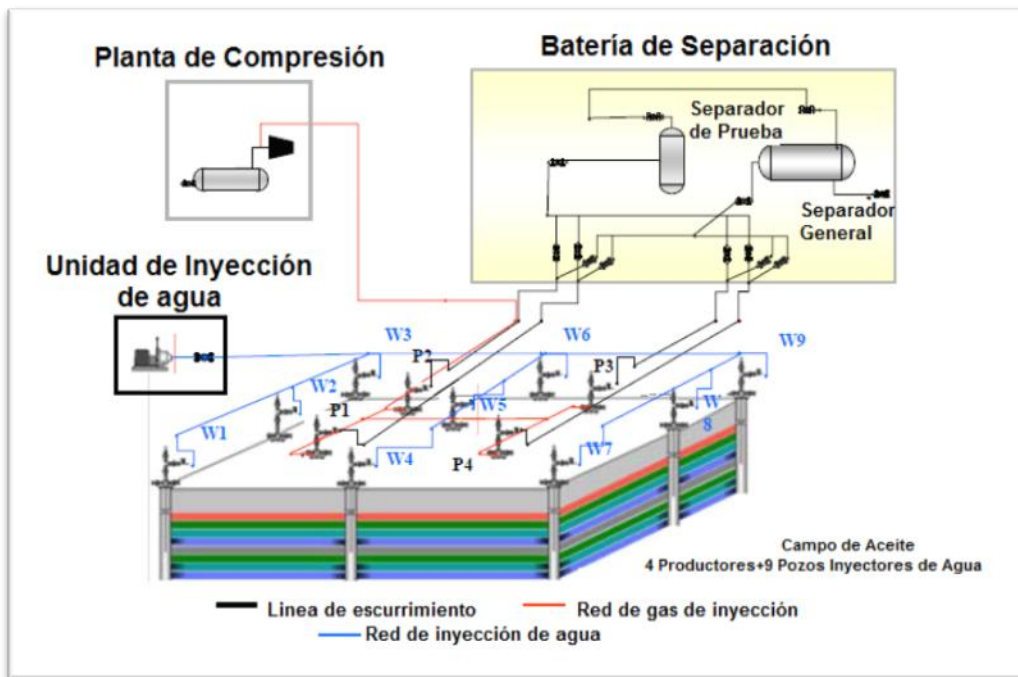


Figura III-3 Caso de estudio de un campo maduro costa afuera con bombeo neumático.³

El campo contiene cuatro pozos de producción (P1 a P4) que están interconectados mediante una red de tuberías superficiales, como se muestra en la Figura III-4, y con sarta de tuberías donde se ilustra en la Tabla III-11. Este campo tiene un proyecto de inyección de agua para mantener la energía del yacimiento, que está conformado por nueve pozos de inyección (W1 a W9). El campo tiene un sistema de automatización de bucle cerrado que permite el control y seguimiento del bombeo neumático, la inyección y otras variables del proceso. Estas variables se pueden modificar por medio de un Sistema de Control y de Adquisición de Datos (SCADA). Este sistema permite el monitoreo en tiempo real del sistema de inyección de gas (volumen de gas de inyección, presión en la TR), las variables operacionales y pueden controlar el gas de inyección.

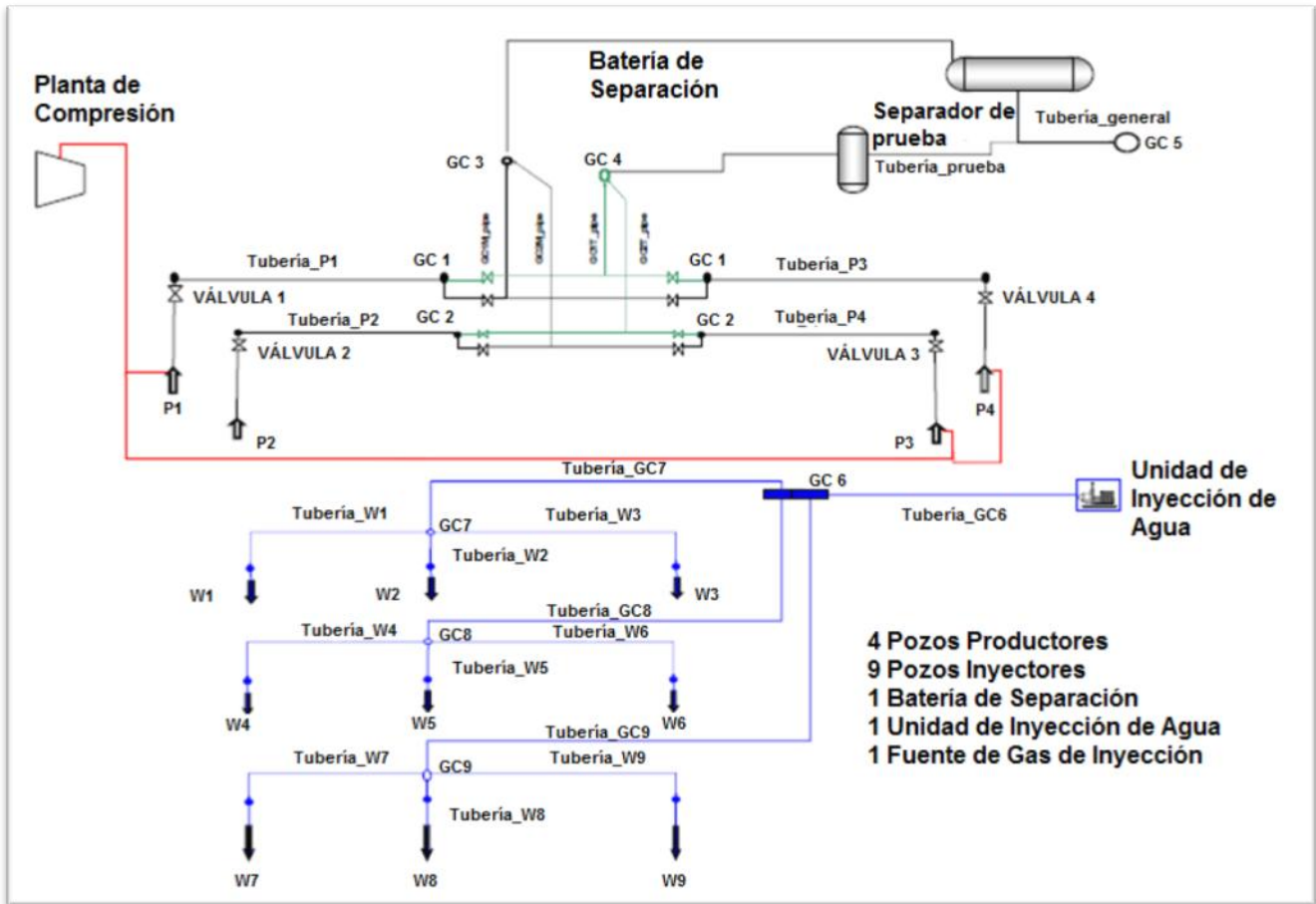


Figura III-4 Red de tuberías superficiales integral aplicado en el modelo de simulación de flujo (VIP).³

Pozo	TR	TP 1	TP 2	Válvula de BN 1	Válvula de BN 2
Profundidad [pies]	6,428	6,388	4,624	6,388	4,624
Diámetro [pulgadas]	5	2 7/8	2 7/8	1	1

Tabla III-11 Configuración de la sarta de los pozos productores.³

El yacimiento, los pozos, la red de tuberías superficiales y los tanques de almacenamiento se modelaron en un simulador comercial. Este simulador permite realizar la distribución eficiente de pozos con bombeo neumático.

3.2.2.3 RESTRICCIONES FÍSICAS Y VARIABLES ECONÓMICAS QUE INFLUENCIAN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ACEITE EN POZOS OPERADOS CON BOMBEO NEUMÁTICO

Un simulador de flujo integral es básicamente una descripción matemática de las leyes de flujo de fluidos que se producen en el yacimiento, pozo vertical/horizontal y la red de producción. La relación entre los fenómenos físicos (individual y/o flujo multifásico) que ocurren en estas tres etapas del proceso de producción permite un pronóstico del yacimiento. Sin embargo, la solución a estas ecuaciones matemáticas depende de los supuestos, los límites físicos o las restricciones ofrecidas por el ingeniero. Estos supuestos y/o restricciones permiten al simulador predecir las respuestas del yacimiento con mayor exactitud. Además, las características operativas del campo deben ser evaluadas para encontrar las variables que impactan en la economía del campo.

Restricciones físicas.-Las restricciones físicas que afectan el modelo de flujo se determinan mediante el análisis de cada etapa del proceso de producción de aceite, como se muestra en la Figura III-5. Por ejemplo, la presión del separador controlada (P_{sep}) se conoce exactamente, por lo que la respuesta del yacimiento se verá limitado por esta presión en todos los tiempos. Si la línea de flujo entre el pozo y el separador es considerablemente larga, entonces la caída de presión a lo largo de la tubería se debe considerar también para calcular con exactitud la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}). Este análisis del sistema evita desestimar el gasto cuando el rendimiento del flujo vertical del pozo y las curvas de IPR se cruzan para calcular el punto óptimo de operación.

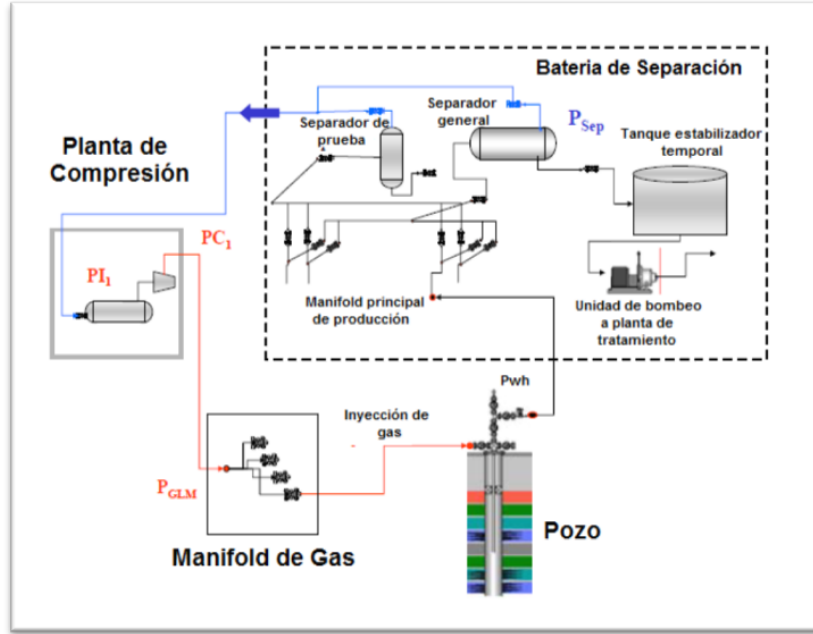


Figura III-5 Proceso general de producción en el pozo-batería de separación.³

Para el simulador de yacimientos que predice la respuesta del yacimiento, varias restricciones operacionales deben ser definidas, por ejemplo: P_{wh} , gasto máximo de los pozos, presión mínima del yacimiento. Además, debe de incluir los factores que influyen la elevación del gas tales como: la eficiencia de inyección de gas, inyección mínima de gas, volumen de gas de inyección máximo disponible en el campo, etc., necesario para definir el procedimiento de asignación. Las limitantes físicas a partir de la elaboración del modelo de flujo se resumen en la Tabla III-12.

Descripción	Valor físico – Rango
Presión de separación	60 [lb/pg ²]
Presión máxima en la cabeza del pozo	150 [lb/pg ²]
Volumen de gas de inyección disp.	5.0 MMPCD
Presión de yacimiento mínima	1,300 [lb/pg ²]
RGA mínima a ser inyectada	73-78 PC/BBL
RGA máxima a ser inyectada	1,000 PC/BBL
Eficiencia de gas de inyección	10-500 BBL/MMPC
Gasto máximo en los pozos	400 BPD
Máximo corte de agua	90%

Tabla III-12 Resumen de las características del yacimiento, pozo y equipos superficiales del modelo de flujo usado en este estudio.³

Variables económicas que influyen en el proceso de producción.- El proceso de producción de aceite y sus repercusiones económicas pueden resultar sencillas para algunos campos, pero muy complejos en otros. Para identificar cada variable significativa, se recomienda realizar un diagrama de flujo del proceso de producción en el campo considerado. En este caso, la Figura III-5 describe dicho proceso permitiendo la captura de “grandes elementos económicos”.

Inyección de gas.- Desde el manifold del gas de inyección, un volumen de gas específico se inyecta en el pozo. Este gas se desplaza con el aceite y el gas producido a lo largo de la sarta de tubería del pozo y la línea de escurrimiento a la batería de descarga y, después de ser separado, regresa a la planta de compresión. Aunque este proceso es cíclico, hay ineficiencias o pérdidas que se contabilizan por: gas utilizado como fuga de combustible, sistema de venteo, accidentes, etc. Estas pérdidas se pueden resumir en un indicador de la eficiencia del ciclo que en este caso se estimó en alrededor del 90%. Esto significa que el 10% del gas de inyección no volverá al ciclo. Esto es otra variable económica a considerar en este proceso e incorporado al proceso de costo de inyección de gas: compresión, transporte y distribución.

Producción, transporte y procesamiento de líquidos.- Después de llegar a la superficie, los fluidos producidos y el gas inyectado son transportados por el oleoducto, junto al colector principal de producción ubicado en la batería de separación. Los componentes líquidos (aceite y agua) se separan de componentes gaseosos y se envían a diferentes corrientes. El líquido separado (aceite y agua) se envían al tanques de almacenamiento y las instalaciones de deshidratación a través del sistema de recolección de aceite. Para permitir que el aceite se convierta comerciable, puede requerir una deshidratación adicional, aumentando los costos. Existe la necesidad de eliminar el agua producida, por lo que los requisitos de las regulaciones ambientales exigen solo unas pocas partes por millón de aceite en el agua. Esto puede requerir un tratamiento adicional. Por ultimo, la mayoría de las empresas operadoras tienen un indicador de costo asociado con los costos operacionales generales por cada barril de petróleo producido. En general este indicador está asociado a: nominas, regalías, costos de operación de las instalaciones, los gastos administrativos y otros costos de mantenimiento.

Las variables económicas que se derivan del proceso de producción de este estudio se resumen en la Tabla III-13.

Descripción	Valor
Indicador de la eficiencia de ciclo – costo (10 % del gas inyectado que se perderá durante cada ciclo de inyección)	0.1 X volumen de gas inyectado X precio de gas
Costo de inyección del gas	\$2.55 DLS / MPC
Costo de tratamiento de agua	\$1.8 DLS / BBL de agua producida
Costo del transporte del líquido	\$0.20 DLS / BBL de líquido producido
Costo de operación asociado a la producción por barril	\$3.89 DLS / BBL de aceite producido
Precio de gas de inyección	\$5.0 DLS / MMBTU

Tabla III-13 Resumen de variables económicas del modelo integral.³

3.2.2.4 MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de flujo incluye tres procedimientos de simulación que describen el proceso de optimización de campo: afinación, predictivo y optimización. Estos procedimientos realizan la simulación dinámica en el corto y largo plazo respectivamente, basados en el modelo inicial o estático, que contiene las propiedades físicas y del fluido del yacimiento.

Ajustes del modelo de simulación.- Este procedimiento se repite en menor escala, el procedimiento de ajuste fue presentado por Litvak. Los beneficios de este modelo son los siguientes:

1. Validación del modelo de simulación integral al comparar las mediciones reales del campo en tiempo real o en cualquier intervalo de tiempo específico.
2. Identificación de las discrepancias entre los resultados de la simulación y mediciones de campo que pueden lanzar alertas para el ajuste de los parámetros del modelo o detectar los problemas de campo específicos.
3. La obtención de un modelo actualizado que permite predicciones exactas en virtud de cambios en las condiciones controladas (mantenimiento planificado de los equipos de compresión, las líneas principales de escurrimiento, etc.) y también el desarrollo a largo plazo del campo.

El modelo de optimización en este caso de estudio coincide con las condiciones reales de campo, tales como: P_{wh} , gasto inicial de aceite, producción de agua, producción de gas. También se considera el volumen de inyección de gas. Una vez que el ajuste se realiza, se almacena en el simulador los parámetros ajustados, por lo sucesivo la predicción a largo plazo se hace con mayor precisión considerando estos ajustes.

Predicción o mejoramiento del modelo de bombeo neumático.- Se realiza la predicción o mejoramiento del modelo de bombeo neumático a los cuatro pozos. Este proceso se basa en cada curva de afluencia de cada pozo generada por el simulador en cada tiempo y las curvas de afluencia en la tubería definiendo una amplia gama de posibilidades (presión, mezcla de líquido) para cada pozo. Las curvas de afluencia en las tuberías fueron obtenidas usando modelos tradicionales de análisis nodal y se incorporaron a través de tablas de búsqueda en el modelo yacimiento-pozo.

La metodología seguida fue el algoritmo de optimización multinivel para el bombeo neumático disponible en simuladores comerciales (por ejemplo, VIP), el cual, como función primaria, optimiza (minimiza en este caso) el gas de inyección requerido para cumplir los objetivos especificados de aceite en cualquier grupo de pozos específicos.

La optimización es desarrollada para encontrar la máxima eficiencia operativa del bombeo neumático común. La eficiencia encontrada no será menor a la eficiencia especificada como límite (eficiencia mínima de gas de inyección).

En el Bombeo Neumático la eficiencia se mide por los barriles diarios de aceite producido entre cada MMPC de gas inyectado con fines de levantamiento. Usando diferentes eficiencias de levantamiento para su optimización, al software se le permitió operar a diferentes vertientes de la curva de rendimiento, lo cual se muestra en la Figura III-6, para encontrar el máximo gasto de aceite.

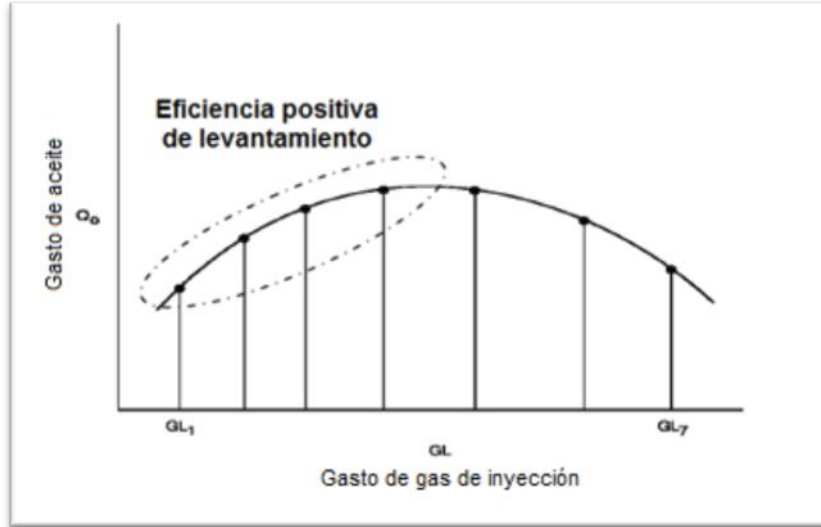
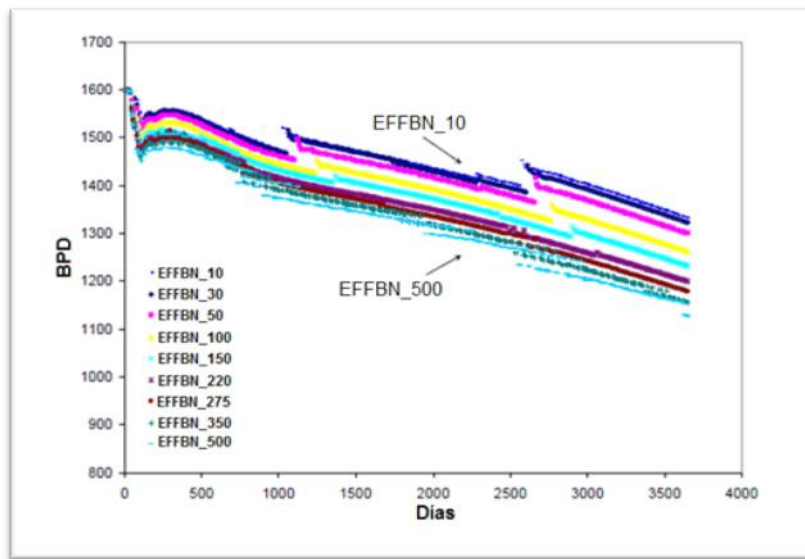


Figura III-6 Región de eficiencia positiva de levantamiento de la curva de comportamiento del bombeo neumático.³

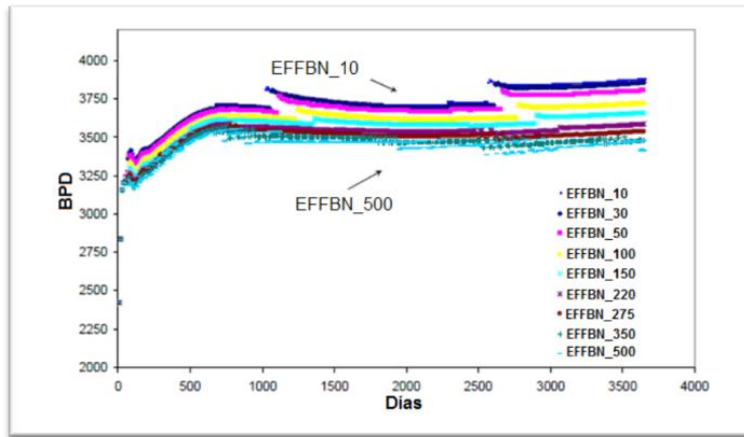
Este procedimiento se probó frente a nueve diferentes eficiencias de elevación, como se muestra en la Gráfica III-15 a la Gráfica III-19.



Gráfica III-15 Gastos de aceite del campo contra en tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento).³

La Gráfica III-15, Gráfica III-16 y Gráfica III-17 representan los gastos de producción de aceite, agua y gas de la formación contra el tiempo, y para diferentes eficiencias de bombeo neumático. Esto muestra que para eficiencias bajas (por ejemplo, EFFBN = 10 BLS/MMPC) el

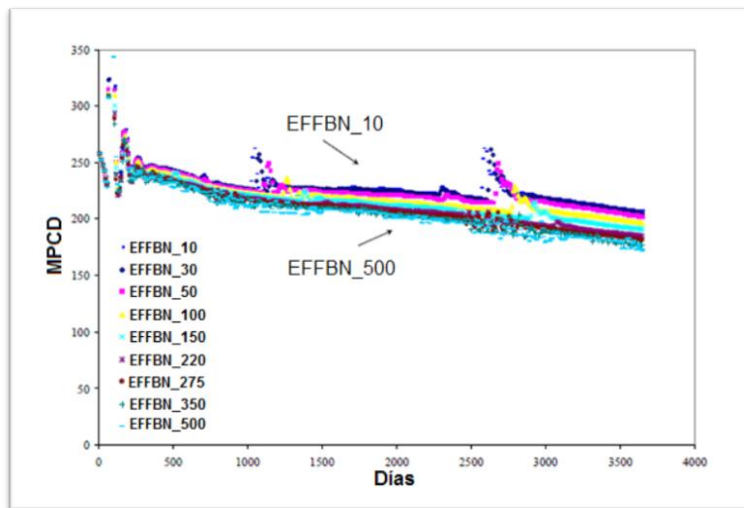
aceite, el agua y el gas de la formación son los más altos, lo que también corresponde a la más alta tasa de inyección de gas.



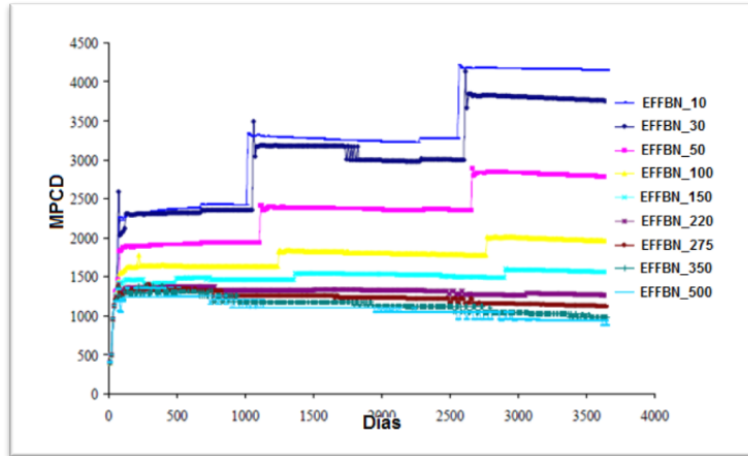
Gráfica III-16 Gastos de agua del campo contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de flujo).³

La Gráfica III-18 muestra los gastos de inyección de gas del campo contra el tiempo de diferentes eficiencias de bombeo neumático. Nótese que la eficiencia más pequeña del bombeo neumático corresponde al gasto de inyección más grande.

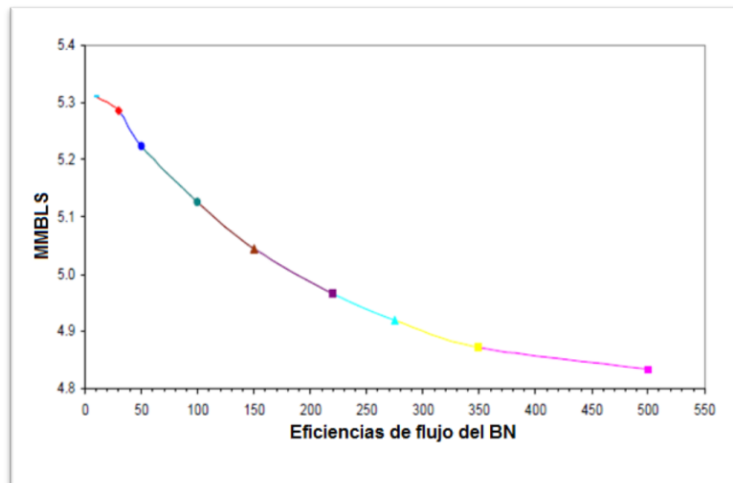
La Gráfica III-19 muestra la producción de aceite acumulado (en un horizonte de 10 años) en comparación con la eficiencia del bombeo neumático. Tenga en cuenta que la recuperación de aceite disminuye en comparación con el aumento de la eficiencia del bombeo neumático.



Gráfica III-17 Gasto de gas de la formación del campo contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).³



Gráfica III-18 Gasto de inyección de gas contra el tiempo (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).³



Gráfica III-19 Producción acumulada de aceite (Sensibilidad de nueve eficiencias de levantamiento de flujo).³

3.2.2.5 MAXIMIZACIÓN DEL VALOR DEL CAMPO A TRAVÉS DE LA INTEGRACIÓN DE MODELOS DE FLUJO Y ECONÓMICOS

Los resultados previos del modelo del bombeo neumático definido en un horizonte de 10 años fueron evaluados para determinar su impacto en el valor económico del campo. El impacto se evaluó en diferentes escenarios económicos definidos por los precios del aceite.

El objetivo de este análisis es identificar las condiciones de explotación del bombeo neumático (eficiencia) que optimizan las operaciones del campo completo. Estos resultados dependerán

de la balanza del flujo de efectivo generado por la respuesta del yacimiento contra los cambios de inyección de gas evaluado.

La función objetivo a maximizar esta definida por la Ecuación III-3:

$$VPN = \sum_{k=1}^N \frac{(Q_o^k P_o + Q_g^k P_g - Q_o^k C_{op} - Q_{wp}^k C_{wp} - Q_{wi}^k C_{wi} - Q_{gli}^k C_{gli}) \Delta T_k - I_T^k}{(1+i)^{\sum_{j=1}^k \frac{\Delta T_j}{365}}}$$

Ecuación III-3 Valor Presente Neto.³

Donde,

Q_o = Producción de aceite [BLS]

Q_g = Producción de gas [MMPCD]

Q_{wp} = Producción de agua [BLS]

K = Periodo de tiempo [días]

Q_{wi} = Agua inyectada [BLS]

Q_{gli} = Gas inyectado [PC]

P_o = Precio promedio del aceite [DLS]

P_g = Precio promedio del gas [DLS]

C_{wp} = Costo promedio del tratamiento de agua [DLS/BBL]

C_{wi} = Costo promedio de inyección de agua [DLS/BBL]

C_{gli} = Costo promedio de inyección de gas [DLS/PC]

C_{op} = Costos de operación [DLS/BBL]

I = Inversiones [DLS]

i = Tasa de interés [%]

Análisis de sensibilidad de los escenarios de modelos de flujo y precios.-El pronóstico de producción de los nuevos modelos de flujos subsuperficiales-superficiales integrados fueron estudiados usando variables económicas definidas en la Tabla III-13 y la Tabla III-14, donde los escenarios de precios son los siguientes:

1. Escenario bajo del precio del aceite(18 DLS/BBL).
2. Escenario bajo-medio del precio del aceite (28 DLS/BBL).
3. Escenario medio del precio del aceite (32 DLS/BBL).
4. Escenario alto del precio del aceite (42 DLS/BBL).
5. Pronostico del precio del aceite para los escenarios (rango 38-22 DLS/BBL).

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Eficiencia de levantamiento	Precio bajo	Precio Bajo-Medio	Precio Medio	Precio Alto	Tendencia
	Valor Presente Neto en MMDLS				
500	12.651	28.083	34.256	49.689	31.096
350	12.490	28.029	34.244	49.783	31.047
275	12.418	28.080	34.344	50.000	31.091
220	12.316	28.098	34.410	50.192	31.106
150	12.046	28.032	34.426	50.412	31.040
100	11.539	27.737	34.216	50.414	30.760
50	10.219	26.682	33.266	49.720	29.700
30	8.679	25.317	31.972	48.609	28.338
10	8.078	24.781	31.463	48.167	27.794

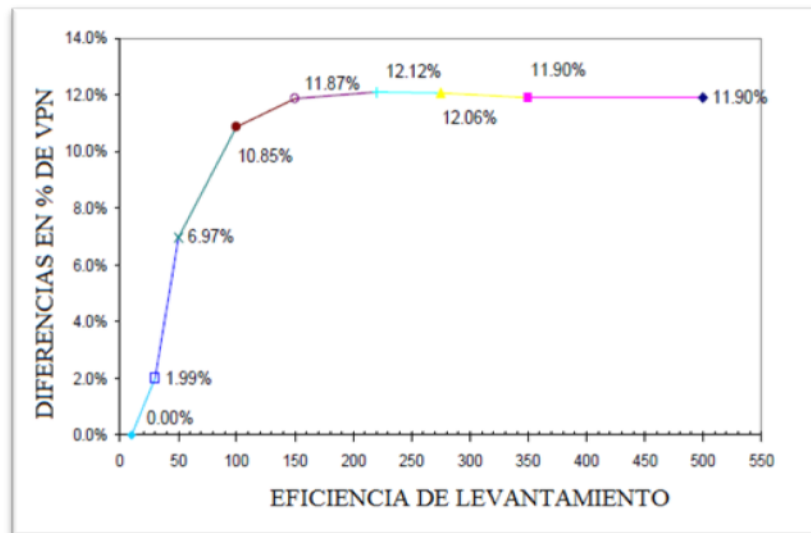
Tabla III-14 Resumen del resultado económico (VPN).³

Durante el estudio de sensibilidad, las grandes inversiones no fueron consideradas, tan solo el flujo de efectivo durante los diez años de la vida del campo fue considerado para encontrar el valor presente neto de cada condición operacional basado en la eficiencia del bombeo neumático. La inversión fue asumida como el 12% de todas las evaluaciones. Los resultados de cada escenario se muestran en la Tabla III-14.

Maximización del valor del campo.- Los valores del VPN de la Tabla III-14 comparada con los gastos de aceite y la producción acumulada indican que, dependiendo del escenario de precios, el valor del campo puede ser optimizado al operar bajo diferentes eficiencias del bombeo neumático.

El análisis del campo maduro fue evaluado utilizando una amplia gama de escenarios de precios y su valor económico fue encontrado al maximizar las eficiencias entre 100 BLS/MMPC y 500 BLS/MMPC. Estos resultados demuestran que la mayoría de los casos que operan bajo una menor eficiencia de ascenso solo garantiza la maximización de la producción del petróleo, en cambio, el VPN no se maximiza.

La Gráfica III-20 muestra un ejemplo del “Escenario probable del precio del aceite”. En esta figura la ruta del proceso de optimización para el campo con bombeo neumático es mostrada en términos de porcentaje del VPN comparado con el peor de los escenarios. El peor de los casos se encuentra operando con una eficiencia de elevación mínima de 10 BLS/MMPC.



Gráfica III-20 VPN contra eficiencia de levantamiento.³

La Gráfica III-20 muestra la mejora en la operación del campo en comparación con el peor de los casos de la eficiencia del bombeo neumático. La Gráfica III-20 muestra que el VPN es maximizado a una eficiencia de 220 BLS/MMPC. La mejora en el VPN del 12.12% muestra los beneficios de este caso con los que operan a baja eficiencia. Esto ocurre a pesar del hecho de que el aceite acumulado producido con la eficiencia de 10 BLS/MMPC es de 5.32 MMBLS de aceite comparado con la eficiencia de 220 BLS/MMPC donde producen 4.83 MMBLS de aceite.

Cada grafico particular de cada escenario de precios probados tiene un máximo valor de VPN. Éste es el efecto combinado de las variables importantes que afectan a la operación del campo con bombeo neumático.

3.2.2.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La fiabilidad de esta metodología parece depender de la previsión adecuada de la situación del precio del aceite lo que evidentemente lleva a la incertidumbre. Sin embargo, trabajando en una amplia gama de escenarios de precios, la metodología mostro robustez.

La incertidumbre en los precios ha creado una brecha de ganancias entre los campos maduros y nuevos, lo que ha limitado el retorno de la inversión en aproximadamente un 7% durante los últimos 20 años. El desafío de la rentabilidad se reunirá con la disponibilidad de la tecnología que integran las geociencias, ingeniería y herramientas económicas para reducir los niveles de incertidumbre.

Los nuevos sistemas tienden a ser herramientas transversales para la toma de decisiones que lleva a cabo la simulación estocástica para gestionar la incertidumbre de los modelos diferentes y al mismo tiempo preservar el rigor de cada disciplina de compartir incertidumbres independientes.

Este enfoque utiliza multiniveles de optimización con un modelo de flujo integrado para lograr mejoras de eficiencia económica.

Los resultados indicaron que las mejoras del VPN pueden alcanzar del 9% al 56%, si la eficiencia del bombeo neumático se elige adecuadamente en los precios del aceite específicos.

Independientemente del escenario de precios analizados, el valor presente neto fue maximizado a altas eficiencias del bombeo neumático lo cual maximizó la producción de aceite y la vida productiva del yacimiento.

3.3 METODOLOGÍA GENÉRICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS

A raíz de la selección de los sistemas artificiales de producción para estos campos maduros se ha propuesto la siguiente metodología para la elección adecuada de los mismos, además se propone un nuevo punto que no se implementó al diseñarlos y seleccionarlos originalmente; por ejemplo en el campo Ras Fanar no se considera como criterio de decisión el Valor Presente Neto, mientras que en el campo de América del Sur si se toma en cuenta pero se excluyen otros indicadores como la tasa interna de retorno, la eficiencia de la inversión entre otros.. El nuevo punto es la realización de un análisis económico más exhaustivo, esto al ingresar al proceso la ecuación del análisis de riesgo, lo cual reduce considerablemente la incertidumbre en la selección de los métodos de levantamiento artificial al tener más elementos para su selección.

El objetivo de la siguiente metodología es resumir los aspectos más importantes para la selección de los sistemas artificiales de producción vistos en este capítulo, dándole un enfoque hacia los campos maduros. Regularmente la principal ventaja de los campos maduros es la información disponible, debido a la antigüedad de estos campos, por lo que a mayor información, la simulación de un pozo, área, campo o yacimiento será mucho mejor que en un campo de recién descubrimiento, permitiendo que los SAP's sean diseñados de una manera más exacta reflejando de una forma más realista la producción posible que a futuro se obtendrá. La principal desventaja de los campos maduros es que la calidad del yacimiento o campo ha disminuido considerablemente debido a tiempo de explotación, además de que el ingreso económico está muy cerca de igualar los egresos, es decir, el flujo de efectivo o VPN están próximos o incluso llegan al valor de cero. Es indispensable ver en que condiciones se operaran los sistemas artificiales de producción debido a que cada método de levantamiento artificial está diseñado para condiciones particulares, el aplicar un método de levantamiento artificial en condiciones inadecuadas podría generar grandes pérdidas económicas a futuro, disminuyendo la producción e incluso provocando el cierre definitivo de un pozo.

3.3.1 RECABAR INFORMACIÓN

La recopilación y manejo de datos son muy importantes para el éxito del proyecto, deben ser planeados cuidadosamente, lo cual implica formular un programa de datos a reunir, en forma sistemática. Deben de tomarse en cuenta los siguientes criterios:

- Primero se debe tener claro el propósito y la aplicación de los datos, es decir, se debe poder explicar por qué se necesita la información y que se va a hacer con ella antes de realizar la recolección de datos.
- Se debe obtener la gama más completa de datos posible entre los yacimientos y los pozos, dado el financiamiento para la recolección de datos.
- Consecuentemente se debe desarrollar y usar un procedimiento para asegurar que los datos recolectados representan las verdaderas condiciones del yacimiento y que pueden ser comparados entre sí la información obtenida mediante mediciones con otros instrumentos para poder verificar los datos obtenidos.
- Se deben usar en forma eficaz y exhaustiva los datos recolectados.

Esta recolección de información permite realizar las simulaciones pertinentes tanto técnicas como económicas. Realizar las simulaciones con la mayoría de la información obtenida para alimentar a los simuladores permite realizar un pronóstico exacto del comportamiento del yacimiento-pozo-instalaciones superficiales. Por lo que es importante que ésta información sea precisa y veraz.

3.3.2 PRESELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN QUE SE AJUSTEN A LAS CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN MARGINAL

Debido a que no todos los sistemas artificiales se pueden aplicar cualquier condición de explotación, es indispensable realizar un espacio muestral que contenga los métodos de levantamiento artificial que cuenten con la posibilidad de ser aplicados en el campo maduro a desarrollar. Por ejemplo, en el caso de Ras Fanar, se descartaron las unidades convencionales y Mark II del bombeo neumático debido a que son unidades muy grandes y que dificultan el funcionamiento en las instalaciones costa afuera. A su vez, se deben de considerar los sistemas artificiales no convencionales ó tecnología innovadora para los

campos maduros como es el caso del yacimiento Tamabra donde, como se verá en el próximo capítulo y debido a las condiciones del yacimiento, se optó por examinar el bombeo mecánico a través de cable y con programación computacional dando resultados exitosos visto en campos análogos.

De esta manera, a partir de los datos obtenidos, se pretende concentrarse en los métodos de levantamiento artificial potenciales para la explotación de los campos maduros, optimizando el tiempo en el diseño, análisis técnico y económico.

El ocasiones, existe la posibilidad de aplicar más de dos sistemas artificiales de producción debido a que el yacimiento cuenta con las condiciones optimas para su operación, por lo que se debe de analizar cual de los sistemas artificiales cumplen con el principal propósito de un evaluador; maximizar la producción al menor costo y riesgo.

Esta selección de los sistemas artificiales que se pueden aplicar a las condiciones del campo permite que el diseñador y/o evaluador se enfoque en los métodos de levantamiento artificial adecuados maximizando el tiempo de análisis y diseño.

3.3.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Es indispensable realizar el diseño con software especializados para que éste sea lo más exacto posible, además de realizar la comparación de correlaciones que correspondan a las condiciones del pozos para lograr el éxito del primer punto.

Realizar un análisis de sensibilidad de la producción de los sistemas artificiales permite señalar cual de las condiciones afecta más a estos sistemas y de esta manera evaluar el riesgo de presentarse dicha variación, es decir, observar si el método de levantamiento puede operar de manera adecuada ante dichas condiciones. Como se detallará en capítulos siguientes, la variación de las variables debe de cubrir las condiciones reales de producción, por ejemplo, en el caso del campo Ras Fanar, al hacer el análisis de sensibilidad, la variable que más afectó fue el corte de agua, lo cual descartó el bombeo mecánico con la unidad aerobalanceada.

Es indispensable realizar las simulaciones integrales que permitan pronosticar y analizar el comportamiento del flujo desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. Al realizar el análisis se debe de obtener la vida de producción de cada método de levantamiento artificial, los pronósticos de producción, el diseño óptimo para su funcionamiento eficiente (la lista de artículos necesarios para la instalación), los pronósticos de operación (gastos operativos) y un pronóstico de instalaciones superficiales necesarias para la aplicación de cada sistema artificial de producción (inversiones).

En caso de que la preselección de los sistemas artificiales de producción haya arrojado dos o más métodos de levantamiento artificial (incluyendo sistemas artificiales que se estén operando si existe el caso) que cumplan con las condiciones de explotación para su funcionamiento ideal, se tendrá que realizar un análisis individual (escenario) donde se realizará el diseño y optimización de cada sistema artificial.

Es indispensable que se detallen los supuestos al simular la producción debido a que esta simulación se debe reflejar en el análisis económico, es decir, si en ésta se establece que el pronóstico de producción refleja la aplicación de todos los sistemas artificiales de producción al momento del tiempo n se tendrá que reportar para que al realizar el análisis económico se apliquen los parámetros de costos e inversiones correspondientes a la simulación. Esto permitirá que el análisis económico sea lo más preciso posible.

3.3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

La maximización de la producción al menor costo y menor riesgo culmina en dos procedimientos que minimizan la incertidumbre de la selección de los métodos de levantamiento artificial: el análisis económico y el análisis de riesgo. Como se ha visto en el caso de “Maximización del valor Presente Neto en Campos Maduros”, la obtención del VPN más alto no refleja el escenario de producción máximo, en ocasiones el escenario que presenta la máxima producción podría presentar una inversión muy alta para lograr esos márgenes, lo que reduce las ganancias del proyecto; con la elaboración del análisis económico y análisis de riesgo se pretende obtener el caso que represente una mayor ganancia y un menor riesgo de pérdida económica.

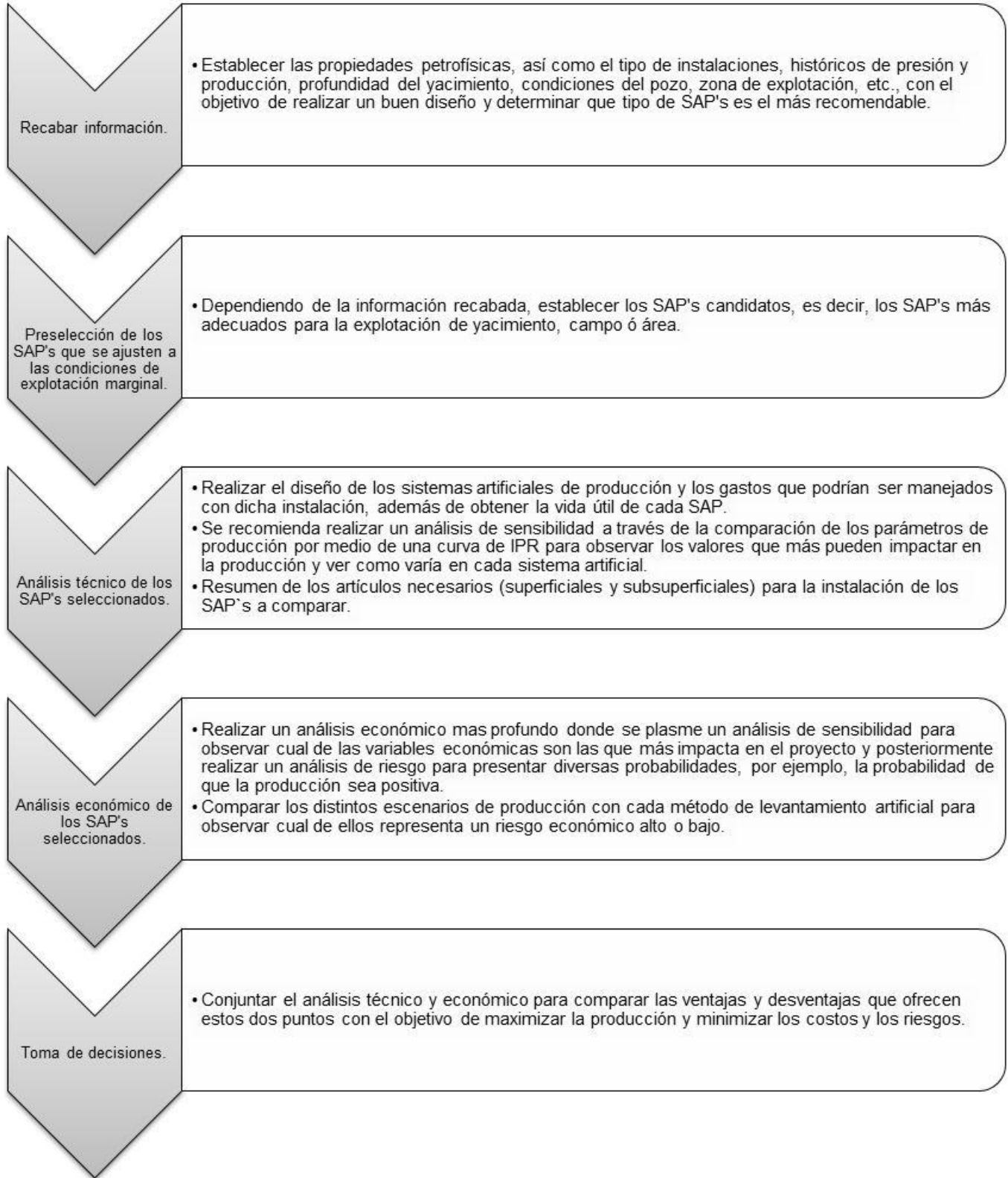
Este análisis económico que integra el análisis de riesgo enfocado hacia los campos maduros pretende ampliar el panorama del diseñador para incrementar las probabilidades de éxito en la ejecución de él o los sistemas artificiales de producción donde regularmente los ingresos se encuentran muy próximos a los egresos.

El punto propuesto es una evaluación económica más profunda, es decir, no solo ver cual diseño deja más producción o ganancias o cual método deja más pérdidas por el mantenimiento o la instalación. Ciertamente estos puntos son importantes, pero la ampliación del panorama al comparar todos los datos obtenidos por medio de un análisis económico exhaustivo que integre el análisis de riesgo incrementará el éxito en su aplicación al ver cual de los parámetros económicos es el que mayor incertidumbre presenta, es decir, al realizar el análisis de riesgo que se sugiere aplicar en esta metodología, el VPN puede ser el mayor entre los escenarios propuestos pero existe una probabilidad considerable de que el proyecto pueda resultar negativo; estos resultados se obtiene mediante un estudio económico y ,para agilizar el mismo, existen herramientas computacionales. El punto propuesto se desarrollará en el capítulo V.

3.3.5 TOMA DE DECISIONES

Ciertamente la producción, los costos y las inversiones se resumen a través del flujo de efectivo o el valor presente neto, por lo que si se quiere ver cual es el impacto de un proyecto en primer plano, el primer parámetro a observar seria cualquiera de los dos mencionados. El solo tomar en cuenta el flujo de efectivo y el valor presente neto no reflejará el éxito del proyecto, es indispensable comparar tanto el aspecto técnico como el aspecto económico, incluyendo el análisis de riesgo.

Evidentemente un escenario puede tener un flujo de efectivo considerable al compararlo con otro, pero éste puede presentar condiciones de riesgo tanto técnico como económico que pueden afectar negativamente (reflejado en pérdidas económicas) el proyecto. Por estas razones es necesario conjuntar todos los elementos técnicos-económicos que permitan realizar una toma de decisión que lleve a minimizar los riesgos de pérdida económica y maximizar la producción del campo maduro. A continuación se presenta en la Gráfica III-21 un resumen de esta metodología propuesta para los campos maduros.



CAPÍTULO IV

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE
PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS**

4.1 CUENCA DEL GOLFO DE SAN JORGE¹

La cuenca del Golfo de San Jorge, ubicada en la Patagonia Central, como se muestra en la Figura IV-1, es la cuenca productiva más antigua de Argentina, donde el descubrimiento económico tuvo lugar en 1907, en Comodoro Rivadavia. La cuenca de San Jorge cubre 28,000,000 acres, con 1,127 MMBLS de aceite original in situ para diciembre del 2005.

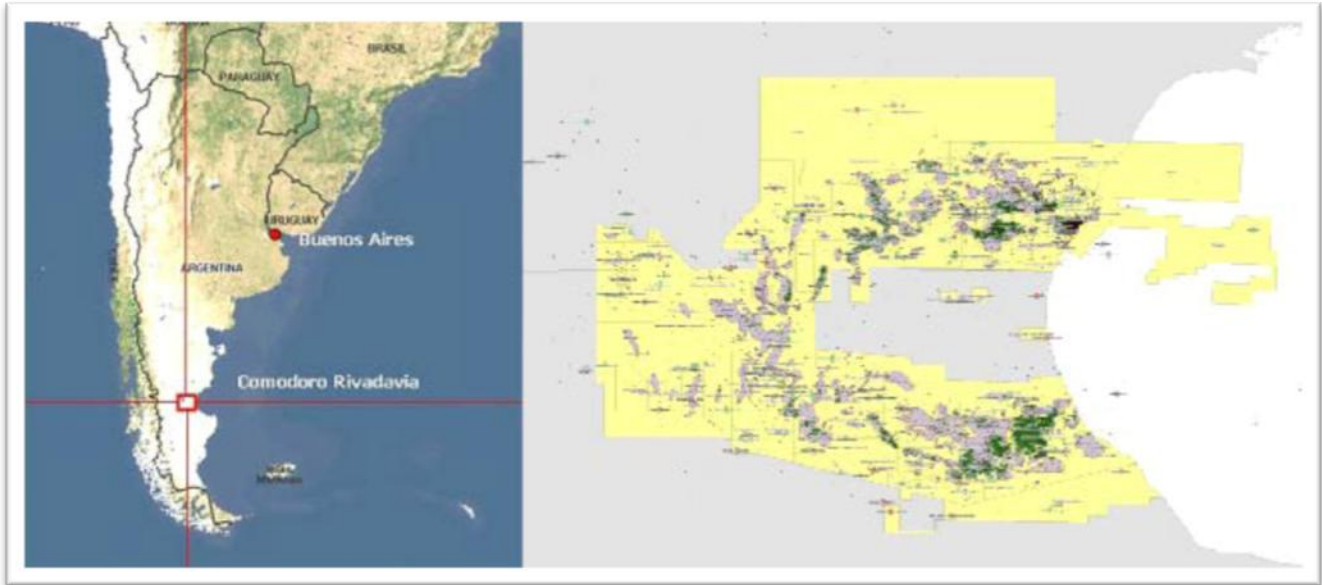


Figura IV-1 Localización de la Cuenca del Golfo de San Jorge.¹

Con 11,680 pozos de aceite activos, es el primer productor de aceite en la cuenca de Argentina con una producción de 258,549 BPD de crudo y 2.56 MMBPD de agua.

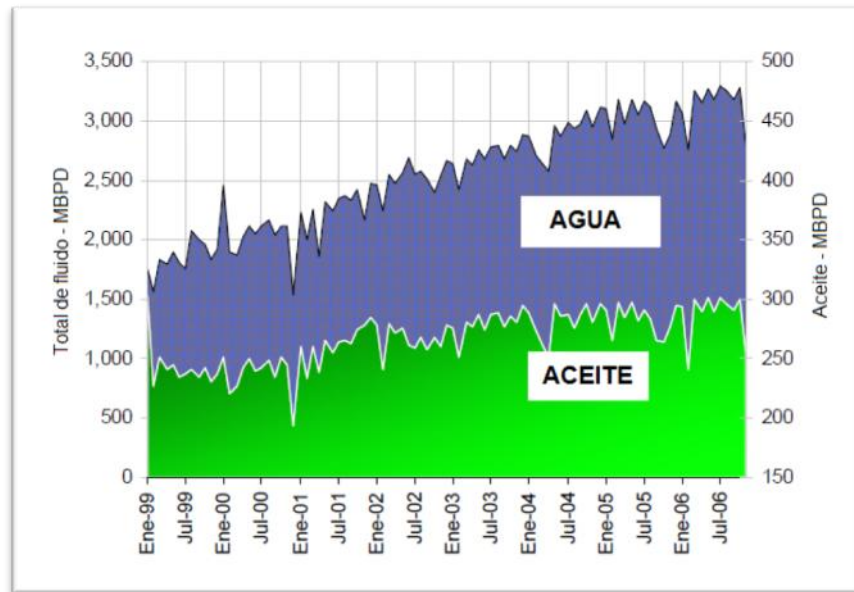
Las principales características de la cuenca son las siguientes:

- Fallas y arenas lenticulares.
- Alta relación agua-aceite.
- Fluidos complejos: corrosivos, aceite pesado, gas y arena.
- Fluidos multifásico.
- Yacimiento de capas múltiples: de 1,800 a 9,000 pies.

En este contexto, la selección, operación y optimización de los diferentes sistemas artificiales de producción (SAP) juega un papel importante para seguimiento del desarrollo de la cuenca.

El primer descubrimiento comercial de aceite tuvo lugar en 1907 y desde entonces cerca de 2,900 MMBLS han sido extraídos.

La cuenca produce 258,549 BPD (44% de la producción de aceite en Argentina) y 2.56 MMBPD de agua (91%) en noviembre de 2006. Cerca de 2.6 MMBPD de agua se inyecta en 2,400 pozos en los proyectos de recuperación, por lo tanto, el 41% del aceite se produce a partir de este método, mostrado en la Gráfica IV-1.



Gráfica IV-1 Evolución total de los fluidos producidos en el Golfo de San Jorge.¹

Cerca del 97% de los pozos se han terminado con tubería de revestimiento de 5½ pulgadas y dependiendo de la empresa, nuevos pozos fueron terminados con tuberías de revestimiento de 7 pulgadas. Los pozos verticales son más comunes y pozos direccionales son perforados en algunos proyectos (inyección de agua paralelos a las fallas).

4.1.1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN EL GOLFO DE SAN JORGE

Desde el comienzo en la actividad en la Cuenca del Golfo de San Jorge, hace aproximadamente 100 años, varios métodos de levantamiento artificial han sido utilizados con el fin de producir aceite en cada pozo.

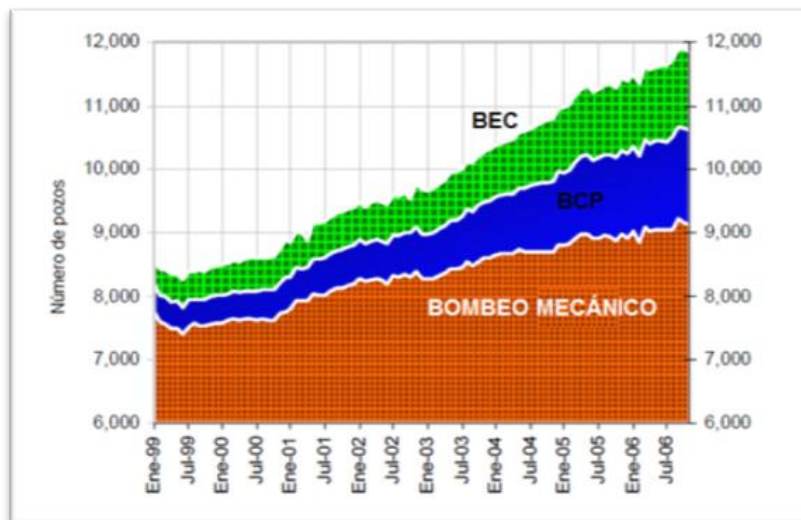
La cuenca ofrece condiciones diferentes en función del estado de madurez de los yacimientos de aceite: saturación de agua, altas y bajas producciones de aceite, gas libre y en solución, calidad del aceite (pesado y ligero), pozos fluyentes y la relación gas-aceite.

En la actualidad, los sistemas artificiales de producción, como el bombeo mecánico, el bombeo electrocentrífugo y el bombeo de cavidades progresivas son los más utilizados, produciendo un 98% del total del fluido de la cuenca. Y en menor cantidad, pozos que producen con el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo neumático.

La gran profundidad del yacimiento y el gasto de fluidos por pozo, presentan un desafío permanente para los diferentes métodos de levantamiento artificial. En este contexto la selección, operación y optimización de los diferentes sistemas interpreta uno de los papeles más importantes para seguir el desarrollo de la cuenca.

Uno de los factores más comunes en todos los pozos es el diámetro de la tubería de revestimiento, donde los diámetros de 5½ pulgadas obligan a usar tuberías de producción de 2 7/8 pulgadas y varillas de bombeo mecánico de 1 pulgada.

La Gráfica IV-2 muestra la evolución de los sistemas artificiales de producción más importantes en la cuenca en 1999.



Gráfica IV-2 Evolución de los sistemas artificiales de producción en el Golfo de San Jorge.¹

Durante los últimos años, el número de pozos por sistemas ha incrementado en función del avance tecnológico y los nuevos requisitos de la cuenca.

El bombeo de cavidades progresivas (BCP) es el sistema que aumento a partir de 1999 con un 237%. Una de las razones de este crecimiento importante es el desarrollo de nuevos materiales como el elastómero, varillas de bombeo, diseño de bombas y de instalaciones superficiales.

El segundo sistema con mayor aumento es el bombeo electrocentrífugo con 224%, donde la gran profundidad del yacimiento y el gasto de agua de los proyectos de recuperación han forzado a que el sistema alcance exigentes pronósticos de producción.

Uno de los indicadores de desempeño que se utiliza para medir el índice de fallas (FI) de los sistemas es la falla de los equipos entre numero de pozos por año, representado en la Ecuación IV-1.

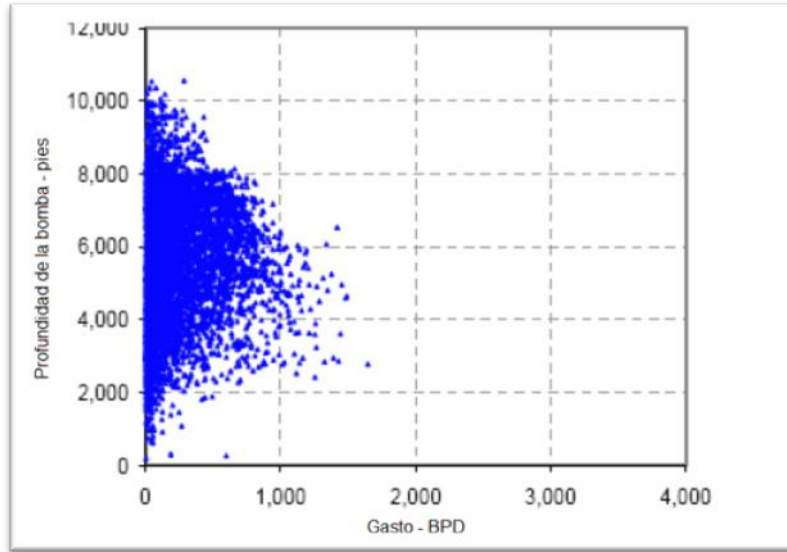
$$\text{Indice de Fallas}(IF) = \frac{\text{Falla de los equipos}}{\text{numero de pozos}} \times 12$$

Ecuación IV-1 Índice de Fallas.¹

4.1.1.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más antiguo y el más popular entre las 9,141 unidades en ejecución, a pesar de ello, el crecimiento de los pozos con éste método fue de tan solo 18%, el mínimo entre todos los sistemas, pero esto sigue siendo una alternativa flexible con un rango de operación amplio.

La Gráfica IV-3 muestra la relación de la profundidad y los gastos de los 7,663 pozos en operación del bombeo mecánico. Muestra los rangos de profundidad de 1,000 a 10,000 pies con bajos gastos de flujo. Estos rangos de aplicación caen a medida que el requerimiento del gasto incrementa, representado en el límite mecánico del sistema.



Gráfica IV-3 Relación de profundidad vs gasto del bombeo mecánico en el Golfo de San Jorge.¹

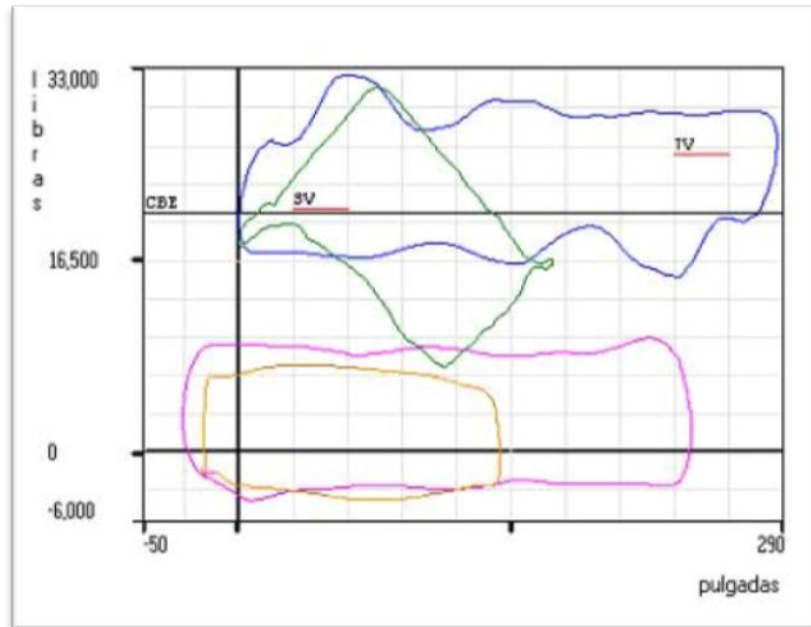
MEJORES PRÁCTICAS Y NUEVOS DESARROLLOS

Las mejores prácticas y los desarrollos más importantes han sido aplicados para aumentar el límite mecánico del sistema, el ciclo de vida y para mejorar la manipulación de los fluidos, debido al incremento del gasto de flujo y para optimizar la producción.

Unidades de bombeo. Las unidades de bombeo mecánico más comunes son: la unidad convencional, Mark II y la aerobalanceada. Alrededor del 45% son unidades Mark II, son las unidades con gran capacidad de carga, de 912,000 y 1,280,000 libras por pie de torque.

Unidades de bombeo de carrera larga. Dada la gran profundidad, así como las emboladas por minutos, la carrera y la carrera efectiva en el fondo del pozo, la eficiencia volumétrica disminuye. La baja velocidad y cargas más largas resultan en el llenado más eficiente de la bomba, disminuyendo la carga dinámica. Esta es la principal característica de la antes mencionada unidad.

Las cartas dinamométricas de esta unidad son similares a las cartas dinamométricas teóricas, un ejemplo se muestra en la Gráfica IV-4.



Gráfica IV-4 Cartas dinamométricas de superficie y del fondo del pozo de la unidad de carrera larga.¹

Unidades de bombeo hidráulico. Algunas experiencias con unidades hidráulicas de bombeo mecánico prometen un gran desarrollo de estas debido a la flexibilidad para la administración de la velocidad y la longitud de la carrera.

Varillas de bombeo mecánico.- Las varillas de grado D de $\frac{3}{4}$, $\frac{7}{8}$ y 1 pulgada son las más comunes, además de algunas experiencias con varillas de alta resistencia. Es práctica común utilizar barras de peso para mejorar el rendimiento de la carga de la varilla.

Conexiones de gran tamaño de la varilla de bombeo mecánico. Esta modificación se creó para aumentar el límite de la sarta de varillas de grado D a demanda de las condiciones de profundidad y los gastos de flujo. Al aplicar esta modificación se obtuvo un incremento del 15 al 20% (más gasto de flujo a mayores profundidades).

Bombas.- Las bombas de $1\frac{1}{2}$ a 2 pulgadas en tuberías de revestimiento de $2\frac{7}{8}$ y tuberías de producción de $2\frac{1}{4}$ a $3\frac{1}{2}$ (en tuberías de revestimiento de $5\frac{1}{2}$) son utilizadas.

Ancla de la bomba. Puede ser de tipo mecánico o de copa. En pozos profundos el anclaje inferior y superior se utiliza para mejorar el cierre.

Embolo anillo. Está diseñado para cuando los émbolos de metal no son capaces de producir debido a la adherencia o la fricción y cuando grandes porcentajes de partículas o arena son producidos.

Embolo auto lubricado. Este embolo tiene dos anillos de sello en los extremos del embolo y éste es llenado con un fluido de silicona entre estos anillos creando una hermeticidad del 100% entre el embolo y el cilindro, ideal para producir fluidos con arena.

Válvula de anillo o válvula de arena. Previene la sedimentación de arena entre el cilindro y el embolo durante el tiempo de inactividad, asegurando las operaciones en pozos gaseros.

Válvula hueca de dos etapas de bombeo mecánico. Es una bomba que supera las condiciones de candado de gas y tiene la capacidad de producir una cantidad moderada de arena u otras partículas.

Control y monitoreo.- Más de 600 controladores de pozos inteligentes (CPI) han sido instalados en las unidades de bombeo mecánico en el campo Cerro Dragón (Pan American Energy). Esos dispositivos están conectados al RTU que recoge y transmite información en tiempo real como: cartas dinamométricas, motor, bandas del motor, caja de cambios y la línea de producción. La información se registra y se procesa para la administración del sistema.

Análisis de Fallas.- El análisis de la información de 6,000 pozos arrojó que el Índice de Fallas es de 0.4-0.7. Algunos factores son responsables de la amplitud y variabilidad de esos valores:

- El rango de profundidad de los yacimientos y las características de los diversos fluidos y problemas presentes (arena, aceite pesado, corrosión, temperatura).
- Diferentes criterios para la inspección y selección de los materiales.
- El estado de madurez de la cuenca (gasto de flujo, % de agua).

Las fallas más comunes son:

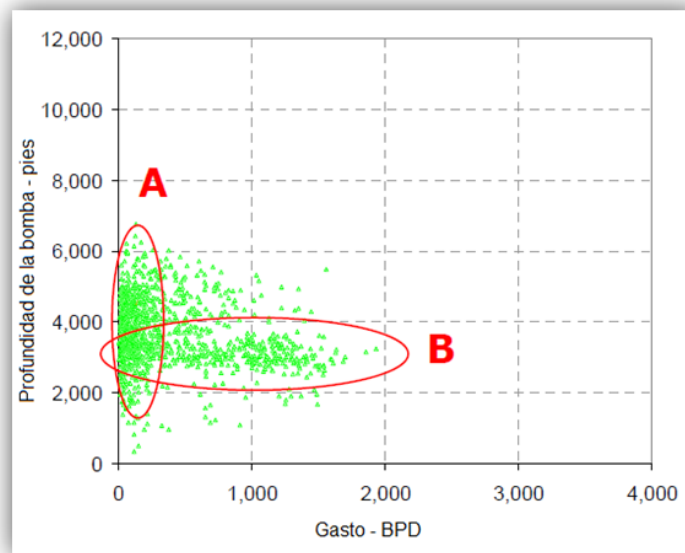
- Se rompe la varilla de bombeo (es más común la fatiga del pin).
- Desgaste del embolo en el barril.
- Desgaste en la tubería.

4.1.1.2 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

La aplicación del bombeo de cavidades progresivas en la cuenca del Golfo de San Jorge es relativamente reciente comparado con los otros sistemas, pero son los segundos sistemas utilizados con 1,469 pozos.

La menor inversión, en comparación con otros sistemas, es una de las razones de este crecimiento importante. Aunque en sus inicios, el BCP fue utilizado para producir pozos con fluidos viscosos y altos contenidos de sólido, el uso en condiciones de alto gasto ha ido creciendo cada día.

En la Gráfica IV-5 muestra el gasto producido con respecto a la profundidad del bombeo de cavidades progresivas.



Gráfica IV-5 Relación de profundidad vs gasto del bombeo de cavidades progresivas en el Golfo de San Jorge.¹

La zona A muestra una zona de bajos gastos, donde el gasto máximo es de 300 BPD a un rango de profundidad de 1,800 a 6,000 pies. Esta zona también representa el inicio del sistema en la cuenca, para cuando las bombas se seleccionaron para pozos de bajo caudal.

En la zona B, la profundidad media es de 3,000 pies y a un gran gasto. Esto describe la importancia de la aplicación de los sistemas en el yacimiento producido por la recuperación

secundaria (inyección de agua) donde en la mayoría de los casos que se aplicó este método se consiguió un gasto de 250 a 1,200 BPD.

MEJORES PRÁCTICAS Y NUEVO DESARROLLO

Las mejores prácticas y tecnologías se han dirigido a aumentar la vida de ejecución y el límite del sistema. Se mencionan algunas de las prácticas:

- Seleccionar la mejor combinación del rotor y el estator.
- Bombas de alto gasto para TR de 5 ½ pulgadas.
- Incrementar el límite del torque de las varillas.
- Sarta de varillas y la prevención del desgaste de la tubería.
- Control y monitoreo del fondo del pozo y la superficie.

Motor.- El ángulo directo y recto son los dos tipos de modelos usados en la cuenca, mostrado en la Figura IV-2.



Figura IV-2 Motor de ángulo directo.¹

Dispositivo de control hidráulico Backspin. Los cabezales de las unidades originales fueron diseñados para el servicio de crudos pesados, además de gastos pequeños, pero como se aumentó la capacidad de flujo, los incidentes potencialmente riesgosos para el BCP han aumentado, con el dispositivo Backspin se evita el efecto del retroceso de las varillas.

Bombas. Bombas tubulares de lóbulo simple son usadas, hechas de elastómeros de NBR (acrilonitrilo-butadieno) y HNBR (Hidrogenado de acrilonitrilo butadieno). La temperatura límite del elastómero NBR es de 195 °F y del elastómero HNBR es de 260 °F.

Se utiliza de forma muy reducida las bombas para tuberías de producción de 2 7/8 de pulgadas. Las bombas de alto gasto para tuberías de revestimiento de 5 ½ pulgadas han sido utilizadas en tiempos recientes, donde la única variable para aumentar la constante volumétrica de la bomba era aumentar la longitud del paso del rotor. Los resultados en aplicaciones con bombas multilóbulo 2:3 han sido desfavorables, dando problemas como histéresis, alta vibración y fallas en la tubería y en las varillas.

Varillas.- Las varillas estándares usadas son de 7/8 y 1 pulgadas de grado D y algunos casos con varillas de alta resistencia.

Varillas huecas. Un producto especial fue desarrollado para trabajar bajo cargas rotativas en el BCP y resistir infinitamente a la fatiga. El torque máximo para 48 milímetros de diámetro externo es de 1,000 libras por pie y 1,500 libras por pie para la unión externa.

Control y monitoreo

Unidad de Frecuencia Variable (VFD). Cada día, el número de VFD han aumentado y se ha convertido en una herramienta importante para impulsar el BCP controlando la velocidad, torque y enlazando la información de los sensores en el fondo del pozo al controlador. Esto se traduce en una mejor protección en los equipos, aumentando la vida de ejecución y optimizando la producción.

Sensor de presión y temperatura de fondo del pozo. El sensor de fondo proporciona una lectura de la presión y temperatura confiable. Los sensores se utilizan con los controladores VCD para proporcionar un control más preciso en el pozo basado en los cambios de condición en los pozos. Hasta ahora, solo 25 sensores de fondo fueron instalados y la primera razón que no se hayan instalado más es el alto costo de estos productos (alrededor del 45% del precio total de una instalación completa a una profundidad de 4,500 pies).

Monitoreo SCADA y registrador de datos. El uso de los sistemas SCADA y/o colectores de datos ha sido una experiencia llena de éxitos en la toma de decisiones y análisis de fallas.

ANÁLISIS DE FALLAS

Al analizar la información de 800 pozos en el índice de fallas se obtuvo como resultado 1.0-1.4. Este índice es mayor que el índice de fallas del bombeo mecánico debido a que el BCP se utiliza con frecuencia en otros pozos donde los demás SAP's no pueden funcionar. Como en el caso de condiciones de alto gasto (más de 1,000 BPD), donde la producción de agua y arena es de más del 90%.

Las fallas más comunes son:

- Fatiga del elastómero (histéresis). Situación común a RPM mayores a 400 RPM, donde la selección correcta del ajuste del rotor y el estator es fundamental. Un ejemplo se muestra en la Figura IV-3.



Figura IV-3 Histéresis en la bomba de cavidades progresivas.¹

- Las fallas prematuras de las uniones de las varillas por la sobrecarga, o en el cuerpo por la flexión-torsión o la combinación de esfuerzos.
- Desgaste de tubos y varillas.

Han sido implementados buenos procedimientos para reducir el índice de fallas y mejorar la vida de los sistemas artificiales:

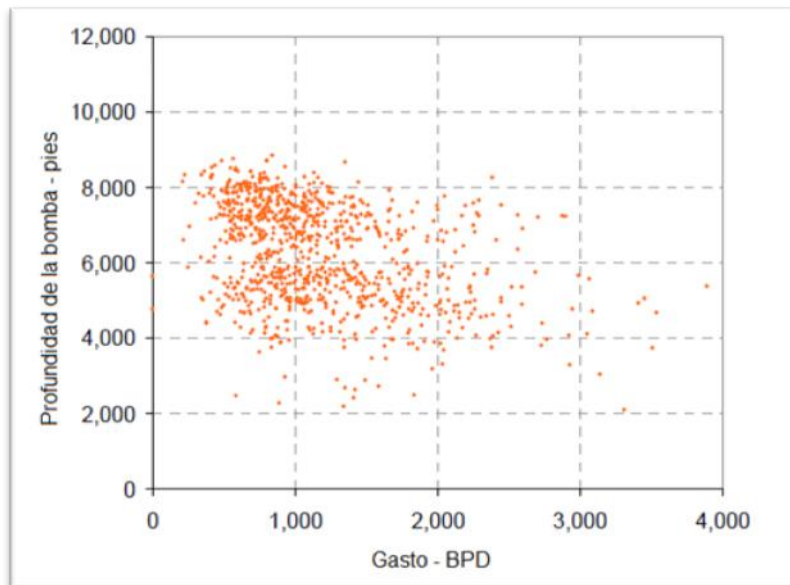
Banco de pruebas en el campo petrolero: las empresas como CAPSA, en el campo Diadema, diseñaron e hicieron un banco de pruebas para las bombas recuperadas durante las operaciones de tracción, además de bombas nuevas.

Prevención del desgaste de las varillas y la tubería. El uso de rotadores de tuberías es una nueva práctica, pero una tendencia interesante para mejorar la vida de los sistemas.

4.1.1.3 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE (BEC)

Más del 37% del total de la producción de la cuenca se producen por el BEC, con un total de 1,234 bombas en funcionamiento. El sistema juega un papel importante debido al estado de madurez de la cuenca y el crecimiento continuo de la velocidad de flujo y la profundidad de los yacimientos.

La Gráfica IV-6 muestra la producción por sistema artificial contra la profundidad de 922 pozos activos. La producción promedio total es de 1,200 BPD y la profundidad de la bomba es de 6,350 pies. El sistema BEC cubre una amplia gama de profundidades, desde los 3,000 pies hasta los 9,000 pies. El límite en la mayoría de los casos es la temperatura además de la transmisión de los caballos de fuerza.



Gráfica IV-6 Relación de profundidad vs gasto del bombeo electrocentrífugo en el Golfo de San Jorge.¹

MEJORES PRÁCTICAS Y NUEVOS DESARROLLOS

Con la combinación de la bomba centrífuga, el motor eléctrico, cámara de sello, separadores especiales, controles en superficie, cables y tecnologías de nuevos materiales hoy en día parece que el BEC se tratara de un sistema nuevo.

Motores.- El uso de cubrir 375 motores en serie en tuberías de 5 ½ pulgadas es una de las más interesantes experiencias debido a la importante función en la posibilidad de producir en diferentes intervalos.

Motores de alta temperatura. Al aumentar el gasto y la profundidad, la temperatura del fondo del pozo también se ve aumentada. Las aplicaciones de nuevos materiales aislantes como el PolyEtherEtherKertone (PEEK) aumentan la resistencia a altas temperaturas (500 °F).

Bombas.- Etapas de flujo radial y mixto son utilizadas. La presencia de arenas ha sido uno de los problemas más importantes, las bombas resistentes a la abrasión se utilizan con frecuencia.

Sellos.- Dos tipos de sellos se han utilizado durante los últimos años: las cámaras de laberinto y las bolsas. Arreglos de múltiples cámaras de sellado, de laberinto y de bolsa, han sido utilizadas para incrementar la vida del motor y del sistema, pero las nuevas tecnologías han sido aplicadas para lograra este propósito, además de reducir el numero de protectores con el objetivo de reducir los costos.

Protector Modular. Esta tecnología probada en los protectores de laberinto y los protectores de sello positivo es caracterizada en el Protector Modular. Algunas aplicaciones sumergibles han requerido que dos o más protectores deban ser unidos en conjunto para lograr una adecuada protección. El Protector Modular puede eliminar el costo delos tándems (dispositivos en serie) por la combinación de varias secciones de protector en una sola unidad. Los componentes comunes son usados para ensamblar secciones en laberinto o sellos positivos en una variedad de configuraciones para las condiciones individuales de cada pozo o los requisitos del cliente.

Sellos AR-HT-HL. Las secciones de sello se pueden utilizar en configuraciones tándem para mayor protección del motor. Están disponibles en el tipo laberinto y bolsa para satisfacer las aplicaciones específicas.

AR (Resistente a la abrasión). Estos sellos están diseñados para proporcionar estabilización radial y minimizar la vibración transmitida al motor.

HT (Alta temperatura). Incorporan sellos especializados de elastómeros y cojinetes de empuje para el aumento de la temperatura en el fondo del pozo.

HL (alta carga). Emplean sellos de aumento de transporte de carga para bombas de mayor compresión o más granes o para aplicaciones extremadamente profundas.

Sensores de fondo de pozo.- Algunas pruebas han demostrado la necesidad de mejorar la tecnología para aumentar el límite de la temperatura de los sensores, el fracaso más común en estas instalaciones.

ANÁLISIS DE FALLAS

Del análisis de información de 800 pozos, el rango de índice de fallas por año es de 0.3-0.5. La abrasión es un problema común en condiciones de alto gasto y alto % de agua en los yacimientos pocos consolidados o fracturados después de su terminación. Podemos mencionar:

- El desgaste radial excesivo en la parte superior e inferior de la bomba es crítico debido a la vibración que se puede transferir a las bombas acoladas.
- Desgaste excesivo en las etapas.
- Desgaste erosivo en los canales de flujo que degrada el rendimiento hidráulico.

4.1.1.4 BOMBEO NEUMÁTICO

Cuando el fluido de producción es de tipo multifásico, el bombeo neumático es uno de los sistemas más adecuados para la producción de un pozo, ya que simula el flujo natural. Aunque el bombeo neumático continuo a través de la tubería de producción es la más común en el mundo, existen otras técnicas como la producción a través de l espacio anular.

Levantamiento por el espacio anular. Cuando una importante separación existe entre las perforaciones superiores e inferiores, una configuración típica en el Golfo de San Jorge, el uso del bombeo neumático convencional (flujo por TP) puede forzar a colocar el empacador encima de la primera perforación y la producción no será buena. Por esta razón el uso del bombeo neumático por el espacio anular (inyección de gas a través de la TP) es de las mejores alternativas y ejecuciones en el Golfo de San Jorge. Aunque el bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales más viables, la disponibilidad de las plantas de compresión de gas es un facto decisivo para la aplicación del sistema.

4.1.1.5 EMBOLO VIAJERO

Este sistema se utiliza comúnmente para retirar el líquido de los pozos gaseros que producen por debajo de su punto crítico. Esta condición se alcanza cuando la velocidad del gas en la tubería no es suficientemente alta para arrastrar las partículas de líquido que, por consiguiente, terminan acumulándose en el fondo del pozo. Una de las razones de los bajos números de pozos con embolo viajero es la instalación de otros sistemas como el bombeo mecánico con pequeñas unidades de bombeo que son usadas para desalojar el líquido de los pozos gaseros.

Émbolos.- Dependiendo de las aplicaciones, se utilizan diferentes émbolos.

Embolo Mini Flex. Dispone de ocho almohadillas interconectadas de acero inoxidable y un diseño de "Flex". La superficie de las pastillas es más grande que las de otros émbolos y ofrecen una mayor área de contacto. Se utilizan en pozos con un gasto de 500 metros cúbicos diarios.

Embolo Fibra-Sello. Sin partes móviles hacen a este embolo ideal donde la arena está presente.

Embolo de dos piezas/embolo con by-pass. El concepto de este embolo es aumentar la velocidad de la caída y el número de ciclos.

4.1.1.6 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

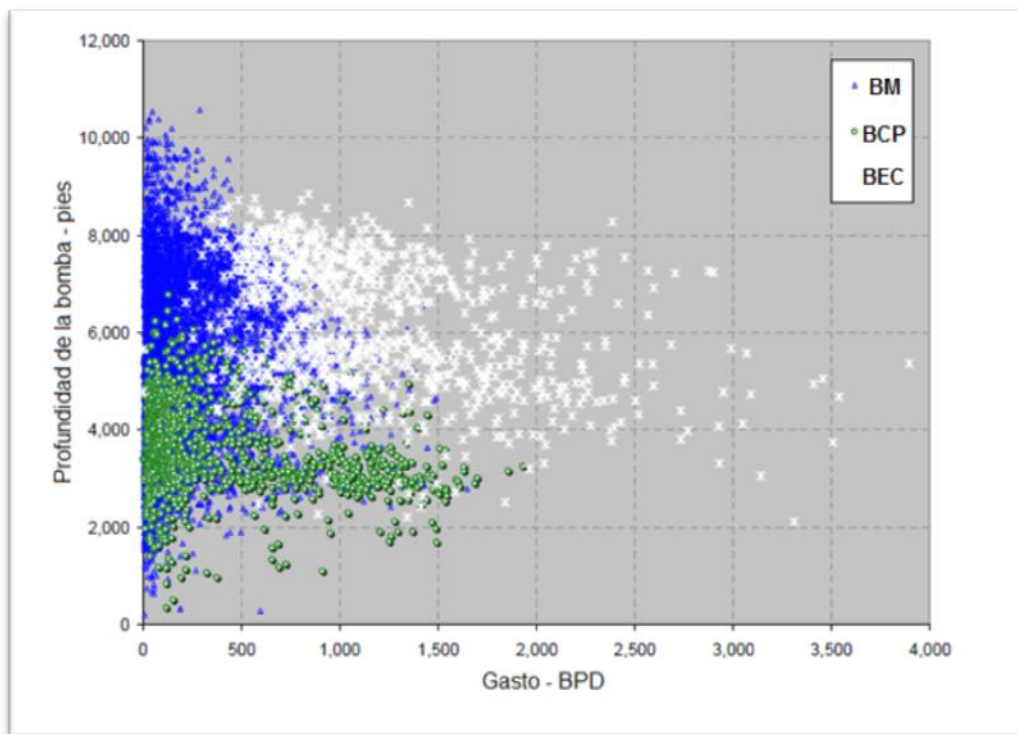
El bombeo hidráulico tipo jet no ha sido utilizado con tanta frecuencia como otros métodos de levantamiento artificial, pero algunas experiencias interesantes se han desarrollado

recientemente. La aplicación de este método comenzó como una solución para los pozos con alta producción de arena y crudo pesado.

Producción de altos porcentajes de arena. La aplicación de un control de arena eficaz en pozos con TR de 5½ pulgadas es muy difícil y prácticamente imposible en la mayoría de los casos debido a la distancia considerablemente grande entre la zona productora superior e inferior. Por esta razón, el bombeo hidráulico es una alternativa para la producción de arena.

4.1.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

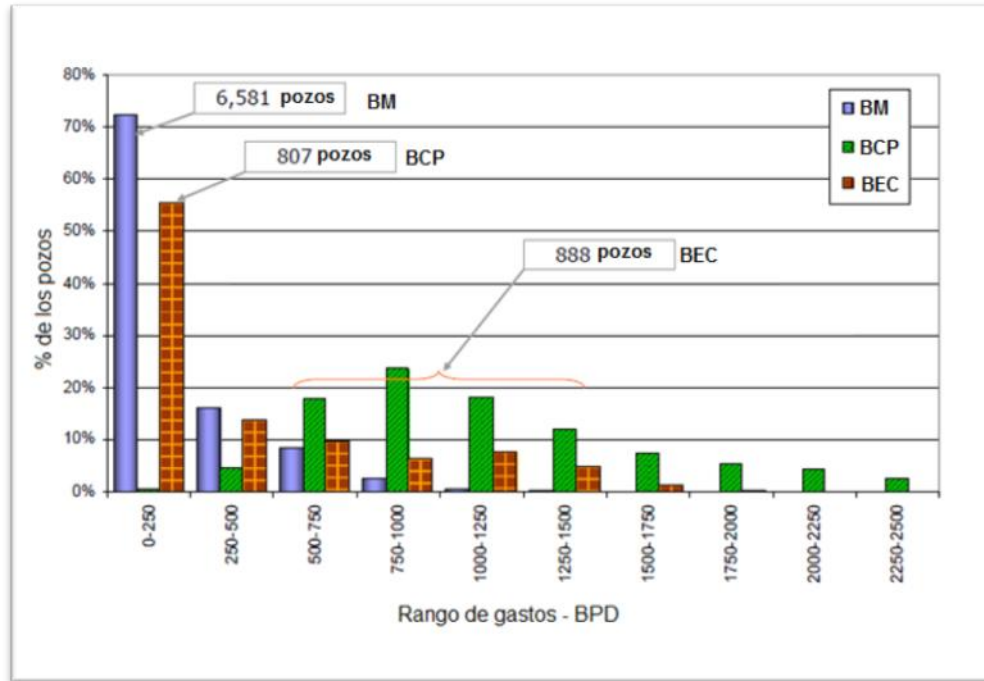
La Gráfica IV-7 presenta las profundidades de las bombas contra la producción diaria de todos los sistemas artificiales de producción instalados en la cuenca de San Jorge, destacando el BEC como el sistema artificial que mayor producción ofrece.



Gráfica IV-7 Relación de profundidad vs gasto de los 9,760 pozos activos que cuentan con un método de levantamiento artificial en el Golfo de San Jorge.¹

La Gráfica IV-8 ofrece un panorama de la distribución de los métodos de levantamiento artificial instalados donde se puede observar que el método con mayor presencia es el

bombeo mecánico sin embargo el crecimiento de los pozos con este método se ha disminuido considerablemente. El BEC representa el segundo sistema artificial con mayor presencia y aporta el 37% de la producción en esta cuenca.



Gráfica IV-8 Distribución de pozos por gasto en el Golfo de San Jorge.¹

La Tabla IV-1 presenta un resumen de la cantidad de pozos instalados con el bombeo mecánico, electrocentrífugo sumergido y de cavidades progresivas, así como las herramientas o artículos instalados para su mayor eficiencia. Cabe recalcar que estos sistemas artificiales fueron instalados en las condiciones que mayor favorecía el funcionamiento de los métodos de levantamiento artificial, por ejemplo, el BCP puede presentar el mayor índice de fallas, pero es el único sistema artificial que puede operar bajo esas condiciones de explotación.

Aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción en Campos Maduros

	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrocentrífugo
Número de pozos	9,141.00	1,469.00	1,234.00
Producción promedio - BPD	200.00	400.00	1,200.00
Rango de producción - Gasto	72% de los pozos < 250 BPD	55% < 250 BPD - 69% < 500 BPD	72% entre 500-1500 BPD
Profundidad promedio de la bomba - pies	5,384.00	3,658.00	6,350.00
Instalaciones superficiales	Convencional, Mark II y aerobalanceada	Motor superficial de ángulo directo y recto	
	Unidad de carrera larga	Motor principal eléctrico	
	Unidad Hidráulica	Amortiguador hidráulico para altos caballos de fuerza	
Bomba - Sello	Varillas y tuberías	Bombas de lóbulo simple tubulares e insertables	ARS-(AR Estabilizador), C(Compresión) y ARC-(AR Compresión)
	Ø desde 1 1/2" a 3 1/4"	Elastómeros NRB y HNBR	Etapas de flujo radial flujo mixto
	Soporte de fondo mecánico o de copa, émbolo de anillo, émbolo auto lubricado, válvula de anillo, válvula guía, dos válvulas de bombeo mecánico huecas	Las bombas multilóbulos con resultados insatisfactorios (alta vibración a RPM >300)	Sellos (protectores): laberinto y de bomba - modular AR/HT/HL
Varillas	Grado D y de alta carga / uso de barras de plomo		
	Pin de 7/8" para varilla de 1"; pin de 3/4" para varilla de 7/8"	Hueco de la varilla de 48 mm	
Índice de fallas	0.4 - 0.7	1.0 - 1.4	0.3 - 0.5
Descripción de fallas	Rompimiento de las varillas (pin, unión y cuerpo)	Rompimiento de la varilla (pin)	Abrasión y escoriación Excesivo desgaste radial
	Pega del metal del embolo en el barril	Fatiga del elastómero (Histéresis)	Excesivo desgaste en las etapas inferiores
		Desgaste por fricción del tubo y la varilla	Desgaste erosivo en las entradas de flujo
			Alta temperatura: refrigeración deficiente
Control y monitoreo	Control de la bomba	Sensor de presión y temperatura del fondo del pozo	
		SCADA	
		VFD	
		Registrador de datos	
Límite del Sistema	Tubería de Revestimiento de 5 1/2"-Tubería de Producción de 2 7/8"		
	Máximo diámetro de la varilla: 1"/ EPM máximas: 9 y Carrera 192"	Temperatura máxima del elastómero NBR: 195 °F y del HNBR 260 °F	Temperatura del motor
		Torque máximo de la varilla de 1" grado D = 180 lb x pie	Límite de transmisión de energía: Número máximo de motores S-375 (6)=128 HP

Tabla IV-1 Resumen de los Sistemas Artificiales de Producción [BM, BCP, BEC] aplicados en el Golfo de San Jorge.¹

Las tuberías de revestimiento de 5 ½ pulgadas ofrecen una restricción seria en la capacidad técnica de los métodos de levantamiento artificial. Esto limita a la sarta de tubería de producción a un diámetro externo de 2 7/8 de pulgada, a un diámetro máximo en la sarta de varillas de una pulgada y al diámetro de la bomba de bombeo mecánico, de cavidades progresivas y electrocentrífugo. Nuevas tecnologías se desarrollan todos los días para aumentar la producción pero las tuberías de revestimiento de 7 pulgadas deben ser evaluadas para la terminación de nuevos pozos.

La distancia entre la zona productora inferior y superior pueden ser de hasta 3,000 pies en los pozos más profundos con más de 20-30 yacimientos en operación, esto presenta un enorme desafío para todos los sistemas artificiales de producción.

El bombeo mecánico sigue siendo una alternativa flexible con un rango de operación amplio. Las unidades de carrera larga pueden ser una alternativa para pozos profundos o condiciones de alto gasto.

El bombeo de cavidades progresivas llegó a ser una alternativa para pozos con bajo gasto, aceite pesado y con presencia de arena y es una alternativa común para pozos problemáticos. Por esta razón, el índice de fallas es mayor en comparación de los demás sistemas artificiales de producción. El BCP es un sistema nuevo pero una alternativa competitiva para pozos de alto gasto (1,800 a 3,000 BPD) debido a la flexibilidad y su menor inversión inicial. Las varillas huecas han sido una de las últimas novedades para solucionar el alto torque y la primera prueba en el mundo se realizó en Comodoro Rivadavia, hace 8 años. Los sensores de fondo de presión y temperatura son costosos, por lo tanto, el crecimiento de esta importante herramienta será muy lento.

La serie de 375 motores electrocentrífugo operando por debajo de las zonas productoras han sido de gran éxito en una cuenca donde el gasto es cada vez mayor debido al proyecto de inyección de agua. Los sensores de fondo no son una aplicación común, por lo que las empresas deben incorporar esta tecnología probada por todo el mundo.

El bombeo neumático es utilizado en áreas donde el gas es uno de los núcleos de la empresa y existen instalaciones de compresión, estas últimas siendo una de las limitantes para el crecimiento de este sistema artificial.

El embolo viajero es de uso común para el desalojo de líquido en los pozos gaseros que producen por debajo de su punto crítico y en ciertos momentos (especialmente cuando las condiciones de operación del pozo no permiten la utilización de este método) como segunda etapa se instala una pequeña unidad de bombeo mecánico¹.

El bombeo hidráulico tipo jet cubre la necesidad de las empresas para producir pozos con severos problemas de producción de arena (yacimientos poco consolidados); pozos direccionales y pozos horizontales.

Después de 100 años de producción continua, la Cuenca del Golfo San Jorge no solo es la más antigua de las cuencas de Argentina, también tiene el primer lugar en la producción de aceite y con mayor desarrollo en los últimos años.

4.2 CAMPO WHITTIER²

El campo de aceite Whittier está localizado en Los Ángeles California, USA, a aproximadamente 48 kilómetros al este del centro de la ciudad de Los Ángeles. El campo fue descubierto por Whittier Consolidated Oil Company en 1901, sin embargo las condiciones mecánicas impidieron su producción comercial. El primer pozo comercial, "C.W. Whitley No. 1" fue terminado en Octubre de 1919, con una producción inicial de 204 BPD y una calidad de 25.6 °API, con una profundidad que va de los 3,120 a los 3,292 pies. Tres meses después, United Oil Company terminó el segundo pozo comercial en el campo con una producción inicial de 125 BPD de 2,000 a 3,300 pies de profundidad.

La estructura del área Rideout Heights es extremadamente complicada, pero generalmente consiste de dos fallas, una en cada lado del campo Whittier. Estas fallas de gran ángulo tienden al Noroeste a través de área y su echado es de alrededor de 80 grados al Noreste. La formación Repetto presenta granos muy finos, areniscas arcillosas de alrededor de 200 pies de espesor el cual se encuentra a una profundidad de alrededor de 1,100 pies. En varios pozos se observó una buena presencia de petróleo y gas en areniscas, que han producido escaso volumen de aceite y gas en cantidades comerciales. De los 62 pozos perforados y terminados en el área Rideout Heights del campo Whittier, solo 19 pozos de Venoco Inc.,

permanecen productivos. La producción acumulada del campo ha alcanzado alrededor de 5.8 MMBLS de aceite y 2.1 MMMPC de gas.

4.2.1 HISTÓRICO DE OPERACIONES

El proyecto de conversión de los métodos de levantamiento artificial de los campos Whittier fue llevado a cabo en el año 1994, donde dos zonas de perforación urbana fueron adquiridas de Mitchell Energy Corporation por Venoco Inc. Al momento de la adquisición Mitchell Energy Corporation producía 192 BPD de aceite, 650 BPD de agua y 70 MPC de gas en 16 pozos. Los dos sitios se refieren como ROH (Rieout Heights) y “Honolulu Terrace” (el nombre de la calle el cual facilita su localización). La zona de perforación ROH es de aproximadamente 5 acres y está localizada en Sycamore Canyon, aproximadamente a 402 metros de la primera casa existente. Como resultado de su aislamiento parcial, muchas de las restricciones de las zonas de perforación urbanas no se impusieron. El sitio contiene cuatro pozos productores activos, dos pozos cerrados y un pozo inyector de agua. Los pozos son producidos por medio del bombeo mecánico. En adición, el procesamiento del gas, la deshidratación final y el envío de ambas zonas está localizado en BOH. Cuando Venoco Inc. adquiere las dos zonas de perforación o macroperas, existían doce pozos con bombeo hidráulico de Honolulu Terrace. Estos pozos se produjeron con fluido motriz (agua) en un sistema cerrado.

American Petrofina Exploration Company perforó, terminó y analizó los primeros tres pozos de la macropera en 1972. Los pozos se mantuvieron cerrados hasta que las líneas de descarga fueron construidas. Esta construcción fue terminada hasta Julio de 1975, y los primeros tres pozos fueron puestos en operación con un nuevo operador, Seaboard Oil and Gas Company. Seaboard perforó otros tres pozos en Honolulu Terrace de noviembre de 1975 a febrero de 1977, durante ese tiempo Mitchell Energy Corporations se hizo cargo de la operación y terminación de los pozos, adicionando cuatro pozos más a mediados de abril de 1977.

Cuando los primeros pozos fueron puestos en operación, la presión del yacimiento era la suficiente para los cuatro pozos, siguieron produciendo por casi un año. Una vez que la producción de los pozos cayó, se les instalaron equipos de bombeo hidráulico. En adición, a los otros cuatro pozos se les colocaron equipos de bombeo neumático continuo por aproximadamente un año, debido a que la presión del yacimiento declinó y como

consecuencia la eficiencia del bombeo neumático se redujo, se realizó una conversión a bombeo hidráulico. Nueve pozos se mantuvieron con el bombeo hidráulico en el inicio de su producción.

El bombeo hidráulico fue seleccionado debido a su bajo perfil en la superficie, es decir el sistema artificial, particularmente el equipo superficial, puede ocultarse o mimetizarse con el entorno, además que su presencia sonora es mínima en los pozos. Las disposiciones municipales suelen indicar que ninguna parte del pozo o sistema artificial se extienda por encima del nivel del suelo por lo que los pozos fueron terminados en una bodega de 10 pies de profundidad, esta bodega o sótano presenta un arreglo de dos filas de arboles de producción con 8 pies de separación entre cada árbol. En el bombeo hidráulico, como el que se utilizó en Honolulu Terrace hasta 1995 y que se muestra en la Figura IV-4, utiliza como fluido motriz ya sea agua o aceite.

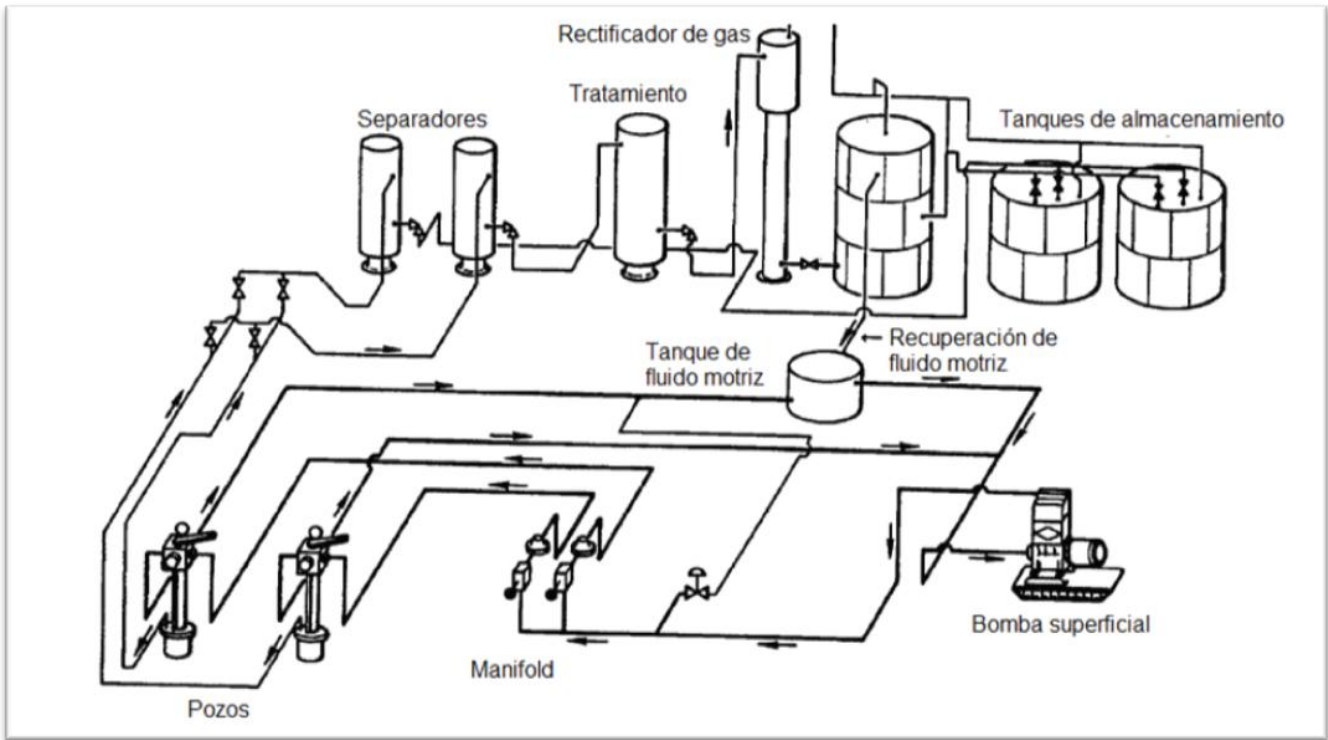


Figura IV-4 Instalación superficial para la inyección de fluido motriz (agua) del bombeo hidráulico, sistema cerrado.²

Este fluido motriz es bombeado a alta presión y enviado al cabezal de distribución o manifold, donde los gastos del fluido motriz son controlados para cada pozo. Una línea de flujo para

cada pozo toma el fluido motriz y lo dirige a la cabeza del pozo donde es bajado por la sarta. Cuando el fluido motriz alcanza el motor de la bomba, el fluido motriz transmite esa energía al pistón, el cual está conectado a la bomba de producción. El fluido motriz, ya agotado, es retornado a la superficie a través de la segunda sarta. El agua producida y el aceite, junto con el fluido motriz que se ha filtrado a través del motor y la bomba, se transportan a la superficie a través de una tercera sarta de tubería. El líquido producido va a través del separador, estabilizador y los tanques de almacenamiento. El fluido motriz es dirigido al tanque de fluido motriz, donde el fluido motriz es agregado para reemplazar el fluido motriz que se ha perdido a través del motor y la bomba.

En Honolulu Terrace, Mitchell Energy Corporation produjo 132 BPD de aceite, 600 BPD de agua (de los cuales 350 pertenecen a la pérdida del fluido motriz) y 65 MPC de gas de los 12 pozos, utilizando el bombeo hidráulico. El sistema contenía unos 200 caballos de fuerza, motor eléctrico, un manifold con 28 válvulas, cuarenta estranguladores, cuarenta medidores de flujo, cuarenta líneas de alta presión repartidas, cuarenta líneas de baja presión de retorno, y un tanque de almacenamiento de quinientos barriles. El sistema bombeaba 3,800 BPD de fluido motriz (agua) a una presión de 3,300 lb/pg².

4.2.2 CONVERSIONES DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Venoco Inc. llevó a cabo una revisión de las instalaciones y los históricos de producción durante el tiempo de negociación de las propiedades de Mitchell Energy Corporation. En ese tiempo, los costos de operación de Mitchell Energy Corporation fueron de \$14.11 DLS por barril de petróleo crudo equivalente, con más de \$5.55 DLS de petróleo crudo equivalente directamente asociado al bombeo hidráulico. También se ha descubierto que muchos de los conjuntos de bombas de fondo del pozo se establecieron en una distancia considerable por encima del intervalo productor debido al gran diámetro que el equipo del fondo del pozo posee, al componerse por la bomba, el motor y sobre todo de las tres sarts de tubería separadas, además del hecho de que casi todos los pozos tienen un diámetro en la TR de 5½ pulgadas. La bomba era simplemente demasiado grande para caber en el interior del fondo del pozo, por lo que la bomba tenía que estar por encima de la zona productora. Además de que no hubo un programa de mantenimiento de presión en el campo. Como resultado, el

yacimiento ha sido producido con una combinación de empujes, el gas en solución y segregación gravitacional.

Una revisión de los datos de producción que se encontraban disponibles fue verificada con la curva de Vogel indicando que si las bombas pudieran ser bajadas hasta la zona de disparos, la producción puede ser incrementada a un 40-60% en promedio. Sin embargo, sabiendo que las macroperas requieren sistemas artificiales de bajo perfil, las alternativas de métodos de levantamiento artificial fueron limitadas a:

- Bombeo hidráulico para pozos delgados.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo mecánico con unidad superficial con cilindros hidráulicos.

El bombeo hidráulico para pozos delgados fue descartado debido a que los costos operativos no se redujeron y no existe un incremento considerable en la producción. El bombeo de cavidades progresivas es el sistema artificial de producción con mayor eficiencia, como se muestra en la Tabla IV-2. Se realizaron pruebas de compatibilidad con el fluido producido y los elastómeros disponibles. Se realizaron cálculos de carga y desgaste en las varillas rotarias para determinar los grados a utilizar. La evaluación inicial indicó que existe una reducción del costo operativo de \$2.00 DLS por barril de petróleo crudo equivalente y un incremento de 65 BPD (de los 12 pozos en total). Por lo tanto, se determinó que un programa se desarrollaría con el propósito de convertir los pozos una vez que se adquirieran las propiedades. Mientras que el total de la eficiencia mecánica del equipo subsuperficial del bombeo mecánico con unidad superficial hidráulica ha sido evaluada, se consideró que la eficiencia del bombeo mecánico no era mejor que la eficiencia del bombeo de cavidades progresivas. El movimiento lento y la carrera larga pueden obtenerse y controlarse a partir del dispositivo de control superficial, haciéndolo un mejor candidato en pozos desviados y con un rango de profundidad mayor a los 5000 pies. Desde que la macropera tuvo un pozo terminado entre los 9,157 y los 9,334 pies (W-7), se decidió probar este sistema.

Tipo de Bombeo	Eficiencia [%]
Mecánico	50-60
BCP	65-85
BEC	40-50
Hidráulico	30-40
Jet	10-30
Neumático	5-30

Tabla IV-2 Comparación de eficiencias de los diversos sistemas artificiales de producción.²

El 24 de enero de 1995 fue instalado el primer BCP en el pozo W-12 con un costo de \$33,000 DLS. La instalación y operación de la bomba fue como se diseñó, así que tres bombas fueron programadas para ser diseñadas, por cada bomba un fabricante diferente. Esas instalaciones fueron terminadas entre abril y mayo del año de 1995. Durante las instalaciones y operaciones iniciales de los tres sistemas de bombeo, se llevaron a cabo negociaciones y discusiones con los tres diferentes fabricantes. Esas discusiones dieron como resultado una alianza con una sola manufacturera para las conversiones restantes (diez pozos).

El propósito de la alianza fue simple, si el costo de operación de las nuevas conversiones de los sistemas de bombeo excede el acuerdo sobre las expectativas del proveedor y el operador del BCP, ambos compartirán el costo adicional. Pero si el costo de operación del BCP es menor que el anticipado, el operador cederá una parte de las ganancias con el proveedor del BCP. El uso compartido de los éxitos y fracasos del BCP con el proveedor permite que el operador mejore los presupuestos de reparación de la bomba, que a su vez ayuda a los beneficios del proyecto y el flujo de efectivo del campo.

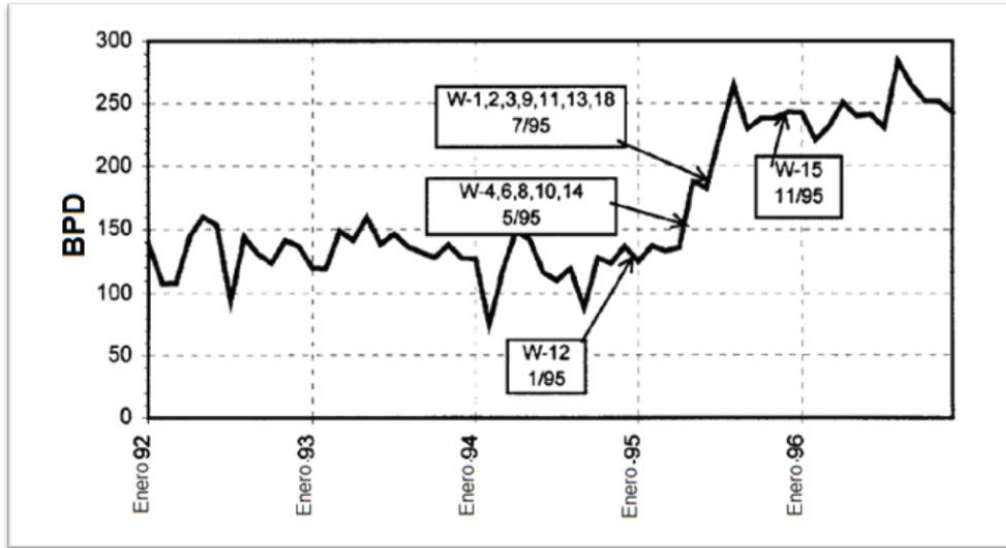
Como resultado, el proveedor del BCP llegó a ser el principal proveedor del resto de los pozos a convertir. Ellos consiguieron las varillas, guías, tubería y todo lo requerido para la instalación en el fondo del pozo. No hubo ningún descuento en el precio al operador, sin embargo, no se le permitió salirse del presupuesto marcado. Las fallas mecánicas de cualquier tipo en el primer año, ya sea de la bomba, el motor en la cabeza, lo correspondiente a la varilla, tubería de producción, etc., debería ser remplazada por el proveedor. Además, el proveedor proporcionará una compensación en efectivo para el operador para cubrir el equipo de

reparación y otros servicios de reparación relacionados por las fallas prematuras. El monto de las compensaciones varió con la suma de las fallas en los primeros siete meses de operaciones continuas, a una compensación mucho menor por un fallo en el onceavo mes de operación. Una vez que cualquier sistema instalado operara continuamente por doce meses, el proveedor no tenía ninguna obligación de garantizar cualquier desperfecto del sistema artificial. El proveedor recibiría un bono económico por cada equipo que operara por más de doce meses. Por cada mes continuo de operación después de los doce meses, el proveedor recibiría un bono económico ya fijado. Los bonos serían pagados mensualmente, hasta seis meses por cada sistema artificial instalado. La suma total de los bonos recibidos por la compañía proveedora por cada pozo que permaneciera con un funcionamiento continuo después de los doce meses de instalación sería de sesenta meses (seis meses por cada pozo), que es aproximadamente a la suma del precio del estator y el rotor que fueron usados en cada pozo.

Cualquier falla provocada por el operador invalidaba la garantía propuesta por el proveedor. Dichas fallas causadas por el operador incluyen que no se limitara la presión al pozo, inyectar cualquier fluido al pozo que no sea compatible con el elastómero, bombeo excesivo del pozo o la introducción excesiva de arena o gas dentro del pozo a causa de una reparación. La instalación completa de los equipos de bombeo de cavidades progresivas fue terminada en menos de tres meses. El precio total incluyendo equipo de reparación y el contrato de los servicios de los catorce pozos fue un poco más de \$500,000 DLS.

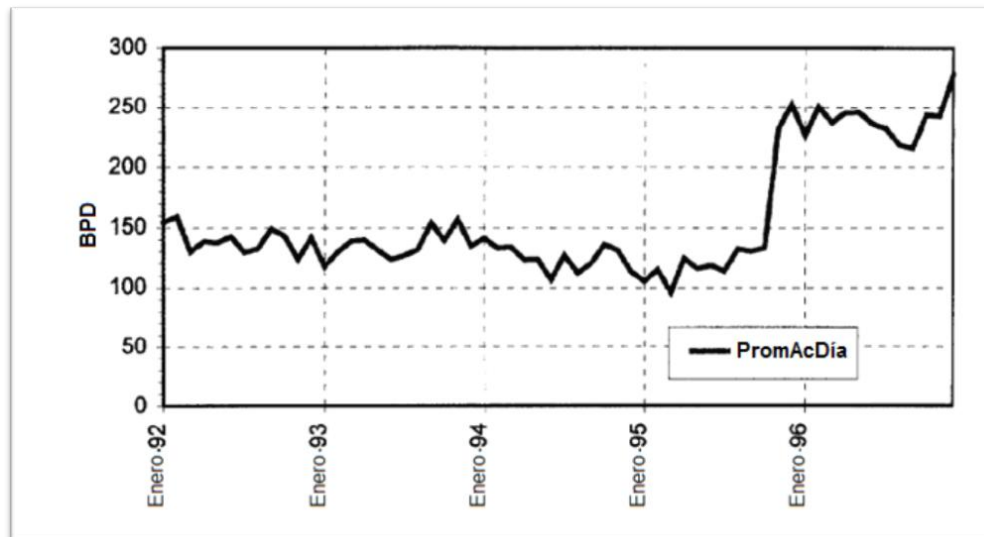
4.2.3 RESULTADO DE LAS CONVERSIONES

Se puede observar en la Gráfica IV-9 que la conversión del bombeo hidráulico al bombeo de cavidades progresivas produjo un importante incremento en la producción. Comparando el promedio diario de producción del año anterior a la primera conversión del BCP, en los doce meses siguientes a la terminación de la conversión del último pozo a BCP, indica el 47% de incremento en la producción (56 BPD). Sin embargo, esto puede ser un enfoque conservador para medir la verdadera producción debido a la longitud del tiempo para completar la conversión de la bomba.



Gráfica IV-9 Resultados de la conversión de los 14 pozos a BCP en el campo Whittier.²

En la Gráfica IV-10 se realizó una simulación normalizando todas las conversiones en julio de 1995. Se simula la respuesta de la producción al convertir todos los pozos en un solo mes. Esto produce un considerable incremento en la producción de 98% (117 BPD). En cualquiera de los dos análisis, los resultados son significativos y estipulan un desembolso económico en menos de 30 meses para el primer caso y menos de 15 meses para el segundo caso.



Gráfica IV-10 Resultados de la conversión de los 14 pozos a BCP en el campo Whittier si estas conversiones se realizaran al mismo tiempo.²

Como se mencionó anteriormente, cuando la propiedad fue adquirida, los costos de operación del campo eran de \$14.11 DLS por barril de petróleo crudo equivalente (BPCE). Al momento de que el primer pozo fue convertido a BCP, ocho meses después de tener el control en las operaciones, Venoco había reducido los costos operativos a \$7.63 DLS/BPCE. La mayoría de estas reducciones se lograron por reparaciones superficiales y mantenimiento (\$2.39 DLS/BPCE), mano de obra (\$1.73 DLS/BPCE), disposición de agua y tratamiento (\$0.37 DLS/BPCE) y la implementación de deducción de regalías permitidas (\$1.40 DLS/BPCE). En adición, la producción del amplio campo (dos macroperas) ha incrementado a niveles de 220 BPD de aceite y 110 MPCD de gas.

La conversión de los pozos contrajo una disminución en diversos costos operativos, estos incluyen:

- Reducción de la compra de agua (fluido motriz).
- Reducción de los gastos de agua.
- Reducción del uso de electricidad.
- Reducción en los costos de tratamiento químico.
- Reducción en los costos de reparación de bombas.

Esta reducción de costos, acoplado con el incremento de la producción, el cual fue un resultado directo de obtener mejores condiciones de flujo en el yacimiento al bajar las bombas hasta el fondo, resultó en un gasto operativo de \$3.47 DLS/BPCE al final de 1996. No solo la conversión de los pozos a BCP permitió la reducción de los gastos específicos, la eliminación de los equipos complejos asociados con el bombeo hidráulico trajo como consecuencia que el personal tuviese más tiempo para dedicarse a los temas operativos. Esta dedicación de tiempo adicional proporciono más ahorros. El total de la reducción de costos de los resultados de la conversión a BCP se resume en la Tabla IV-3.

	Costos previos a la conversión a BCP [DLS/BPCE]	Costos calculados en el año 1996 [DLS/BPCE]	Reducción de los costos [%]
Manos de obra	\$3.59	\$0.96	73
Tratamiento de agua	\$3.28	\$0.30	77
Reparación y mtto. superficial		\$1.08	67
Reparación y mtto. subsuperficial	\$1.61	\$1.34	17
Deducción de regalías	N/A	\$1.40	N/A
Costos varios	\$2.37	\$0.49	79
Electricidad	\$1.98	\$0.70	65
Total	\$14.11 DLS/BPCE	\$3.47 DLS/BPCE	75

Tabla IV-3 Reducción del costo operativo en el campo Whittier.²

4.2.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado de utilizar un método alternativo de levantamiento artificial en un pozo maduro, se optimizaron las operaciones y los gastos de funcionamiento se redujeron cerca del 75%. La reducción de los precios en la unidad operativa extendió la vida del campo cerca de 10 años y proveyó más de dos millones de barriles de reservas adicionales. Es importante tener en cuenta que el sistema artificial de producción (BCP) para este campo maduro fue seleccionado debido a que éste ofrece los mejores beneficios económicos y operacionales, comparados con los otros sistemas artificiales potenciales. Bajo condiciones ambientales diferentes, diferentes condiciones del yacimiento, diferentes configuraciones de los pozos, la selección de los sistemas artificiales para optimizar la producción puede ser diferente. Los sistemas necesitan ser comparados con los gastos de producción y deben de anticipar las futuras condiciones de operación además de que se debe de realizar los beneficios económicos y de producción de cualquier proyecto. El campo Whittier, el cual es un

yacimiento de baja presión, pozos relativamente poco profundos y diámetro de la TR pequeño proporcionan un excelente caso para la optimización de los pozos a través del bombeo de cavidades progresivas.

4.3 YACIMIENTO TAMABRA. TECNOLOGÍA INNOVADORA³

A lo largo de México hay muchos pozos petroleros en peligro de ser cerrados o abandonados. Estos pozos en campos maduros tienen posibilidad de ser económicos otra vez con el empleo de nueva tecnología de levantamiento artificial mediante un cable en lugar de usar las varillas. Este método de bombeo está diseñado como una alternativa a las varillas convencionales utilizadas en los pozos de aceite. En lugar de utilizar las varillas para transmitir el movimiento ascendente y descendente hacia la bomba del pozo, se utiliza un cable. En lugar del bombeo con unidades convencionales, un sistema de accionamiento hidráulico y eléctrico sin partes móviles visibles se emplea como equipo superficial. El método de bombeo alternativo ofrece muchas ventajas a comparación del bombeo convencional.

El sistema está diseñado para operar de manera segura y ofrecer una seguridad con el medio ambiente, con capacidad de funcionamiento silencioso y una apariencia limpia al no presentar fugas en el pozo. Además, el valor económico se reconoce cuando se requiere mantenimiento. Para realizar la conversión se requiere de una unidad especial de línea de acero; no necesita unidad de reparaciones mayores.

Este método ha sido desarrollado y probado en Tyler, Texas durante aproximadamente siete años. Los resultados recientes en México han mostrado muchas ventajas. La versatilidad de sus características ha permitido mantener los gastos de aceite y reducir los costos operativos.

Existen tres objetivos primarios para implementar este nuevo método:

- Reducir los costos de levantar artificialmente la producción por barril.
- Reducir los costos de mantenimiento y reparación.
- Mejorar la producción.

El nuevo sistema es diseñado como una alternativa a las varillas y los equipos superficiales convencionales de bombeo mecánico utilizados en los pozos de aceite al incrementar el

tiempo en la ejecución (reduciendo la frecuencia de fallas) e incrementará el margen de beneficios de un pozo al recuperar más reservas (mediante la reducción del límite económico). Un costo operativo importante asociado con el bombeo mecánico es el rompimiento y reparación de las varillas, la bomba y la tubería de producción, así como la reparación o sustitución de la unidad superficial. Las reparaciones frecuentes pueden hacer a los pozos marginalmente económicos. Las reparaciones también disminuyen la producción al estar inactivos.

El uso del cable en lugar de la sarta de varillas ha sido patentado y ofrece muchas ventajas, tales como:

- Reducción del exceso de peso en el sistema de bombeo.
- El costo por pie de cable es mucho menor que el costo por pie de varillas.
- Reducción de los costos por mano de obra, mantenimiento y vigilancia operativa.

Las fuerzas de tensión y compresión en la sarta de varillas pueden causar daños a las mismas y a la tubería. Con el nuevo sistema, el cable está siempre en tensión, lo que aumenta la eficiencia de bombeo.

4.3.1 FASE DE PRUEBAS

Las pruebas iniciales en el pozo son necesarias para realizar una comprobación económica y establecer el gasto óptimo de bombeo, así como establecer el porcentaje de aceite y agua producidos.

Esta fase de pruebas es diseñada para campos petroleros maduros, donde la mayor parte del aceite primario se ha empobrecido y el pozo está clasificado como “pozo marginal”. La mayoría de estos pozos tiene un mecanismo de empuje por agua y el aceite es producido con agua. Esta fase de prueba se utiliza para probar la unidad por cable para establecer el nivel de líquido en el espacio anular. Esto dará como resultado la velocidad correcta de la bomba para mantener el nivel de fluido óptimo en el espacio anular justo por encima de la bomba. Mediante el uso de este procedimiento será posible bombear las veinticuatro horas del día sin necesidad de detener la bomba para dar nivel de fluido al pozo.

4.3.2 PROCEDIMIENTO

Se toman muestras cada treinta minutos y se mide el porcentaje del corte de aceite. El nivel de líquido en el espacio anular es medido mediante la lectura superficial de un sonar. Una vez que el nivel óptimo de fluido en el espacio anular es establecido, el sistema computacional de bombeo mecánico es programado para mantener el nivel de fluido deseado en el espacio anular. Al término de la fase de prueba, la torre de bombeo es instalada y el sistema computacional controla la velocidad de bombeo.

4.3.2.1 UNIDAD DE BOMBEO “TORRE”

Después de la fase de prueba y de establecer el bombeo óptimo, el cable es conectado a un sistema de elevación hidráulica computarizado, mostrando el esquema en la Figura IV-5. El tamaño de la unidad y la longitud de la carrera variarán con la profundidad del pozo y las condiciones de fondo del pozo.

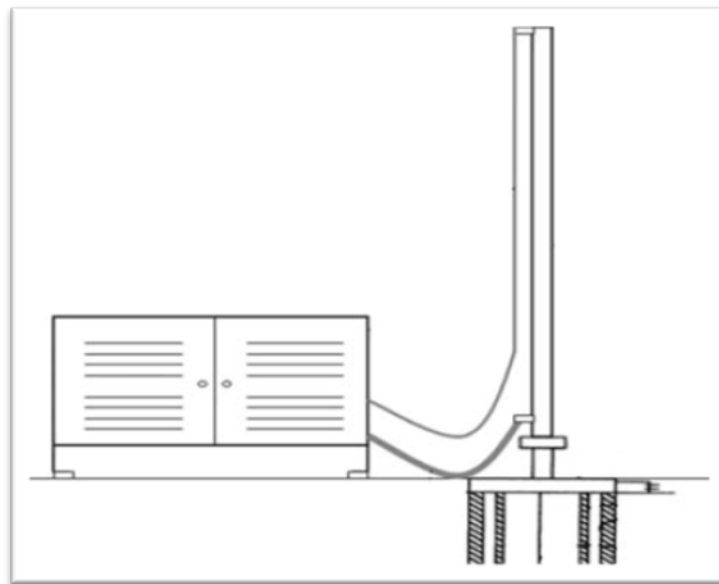


Figura IV-5 Unidad hidráulica superficial computarizada.³

4.3.3 VENTAJAS

Reducción total de los costos del levantamiento. El sistema está diseñado para reducir costos de pruebas, servicios, electricidad, mantenimiento y vigilancia operativa.

No necesita unidad de reparaciones mayores para la puesta en marcha y el retiro de la bomba de fondo, lo que reduce los costos de mantenimiento. El sistema puede ser retirado mediante un cable específico para todas las reparaciones necesarias.

Las carreras mucho más largas en comparación de muchos métodos convencionales de bombeo. Las emboladas por minuto se pueden regular para que coincidan con la producción que llega del pozo. Sin partes móviles visibles en la superficie del equipo. El equipo está diseñado para operar con seguridad.

Tiene un impacto ambiental más pequeño debido a que la unidad es mucho más eficiente y limpia.

Los productos químicos son necesarios en esta área de producción y pueden ser colocados fácilmente utilizando este método de levantamiento artificial.

Estas y muchas otras ventajas han demostrado la capacidad de cambiar un pozo poco rentable a un pozo rentable, a menudo sin costos adicionales. Los pozos marginales son por general poco rentables en su operación para las grandes compañías petroleras debido a que el mantenimiento y los costos de bombeo están demasiado cerca de los ingresos procedentes a su producción. Cada día mucho de estos pozos están siendo cerrados, taponados y abandonados. Mucho de estos pozos en México producen quince barriles de aceite o menos por día. Este sistema funciona en el pozo de tal manera que los gastos de producción se pueden aumentar y volver al pozo rentable.

La mayoría de los pozos de aceite son producidos por una unidad de bombeo mecánico convencional. La unidad convencional por lo general opera de manera cíclica durante intervalos de tiempo seleccionados para evitar que llegue a condiciones de fallas como el golpe de líquido o candado de gas.

El sistema alternativo incluye indicadores de peso, sensores de fondo del pozo, incluyendo los dispositivos de detección del nivel de fluido, medición de presión de fondo del pozo, detección el contacto agua-aceite o la interface y un cable de accionamiento de la bomba del pozo que pueda manejar el aceite y el gas. Todas estas partes del sistema son ensambladas y programadas para operarse en la bomba de fondo del pozo a un ritmo de producción igual a la

velocidad de flujo que el pozo provee a partir de los disparos. Esto mantiene la presión hidrostática en los disparos en un valor mínimo que puede ser substancialmente cero, de modo que la presión hidrostática del fondo del pozo impuesta a la zona de producción es relativamente baja, lo cual es una condición para alcanzar la máxima producción de aceite de un pozo.

Dispositivos de detección son empleados para controlar la acción del aparato de producción que permite controlar la velocidad de la operación para que coincida con la velocidad de entrada del fluido de la zona productora al pozo, con el consiguiente ahorro de energía al permitir que la bomba funcione en un modo de tiempo cíclico el cual después de la acumulación del fluido en la bomba comienza a retirar el fluido del fondo del pozo, mostrándose en la Figura IV-6.

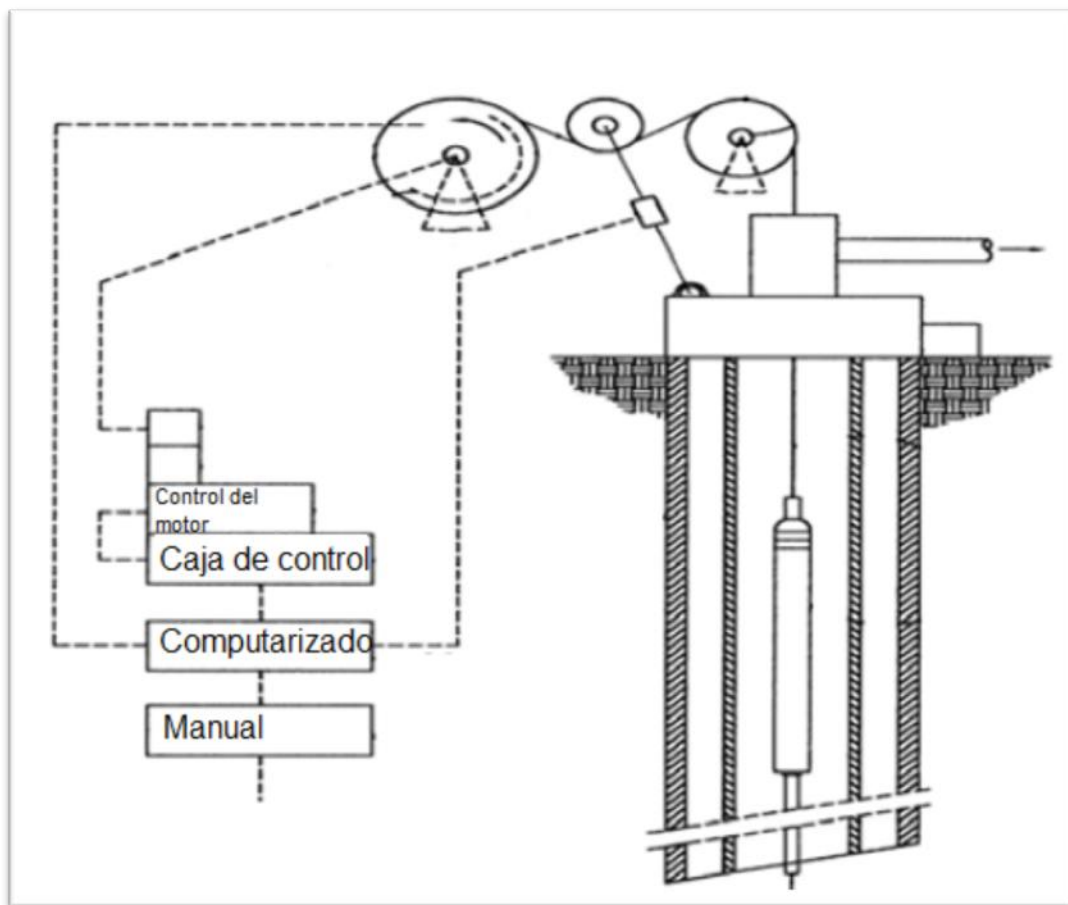


Figura IV-6 Representación esquemática del diagrama de flujo que muestra la forma de realizar el aparato operativo y de control para el sistema de bombeo de este método.³

En consecuencia, cada vez que se baja el cable operativo de diagnóstico del pozo, el equipo de superficie determina el nivel de líquido de fondo del pozo, y cuando hay menos de un cilindro de la bomba lleno de fluido del pozo para ser transferido a la superficie, se modifica el ciclo de funcionamiento para que coincida con el gasto de producción de modo que el cilindro siempre esté lleno en cada carrera. Además este ajuste de ciclo proporciona que la carga hidrostática esté en valores mínimos.

4.3.4 APLICACIONES

La unidad de bombeo “torre” puede ser utilizada en cualquier pozo que use una bomba reciprocante para mover el fluido de la formación a la superficie.

Como consecuencia de los incrementos en los costos de exploración y perforación en el desarrollo de nuevas reservas, debemos centrar nuestros esfuerzos en mejorar y desarrollar nuevas técnicas de recuperación de aceite para entender la vida productiva de los pozos. En México existe una amplia oportunidad para la mejora de las tecnologías de recuperación secundaria de aceite pero existen muchos yacimientos que no son rentables para este tipo de tecnología. Este sistema es un nuevo método de bombeo que ayuda a aumentar la eficacia de la producción de aceite y al mismo tiempo reduce los costos de producción. Este sistema podría dar lugar a la recuperación de cantidades importantes de aceite que quedan en los campos maduros con bajas presiones de yacimiento en México.

En México, el sistema se ha instalado en pozo con profundidades de 2,150 metros (7,000 pies), los resultados mostraron un aumento en la producción de aceite del 25% al 75%. También se redujo la relación agua-aceite del 85% al 65%. Cuando se utiliza el nuevo sistema, el consumo de energía se reduce en un 50% en comparación con las unidades convencionales. Actualmente cincuenta pozos están siendo analizados para su reacondicionamiento con este tipo de sistemas.

4.3.5 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El campo de aceite maduro está localizado en Veracruz e ilustrado en la Figura IV-7, aproximadamente a unos 250 km al noreste de la Ciudad de México. El campo fue

descubierto en 1930. Cubre aproximadamente 126 kilómetros cuadrados y produce aceite de 31 °API.

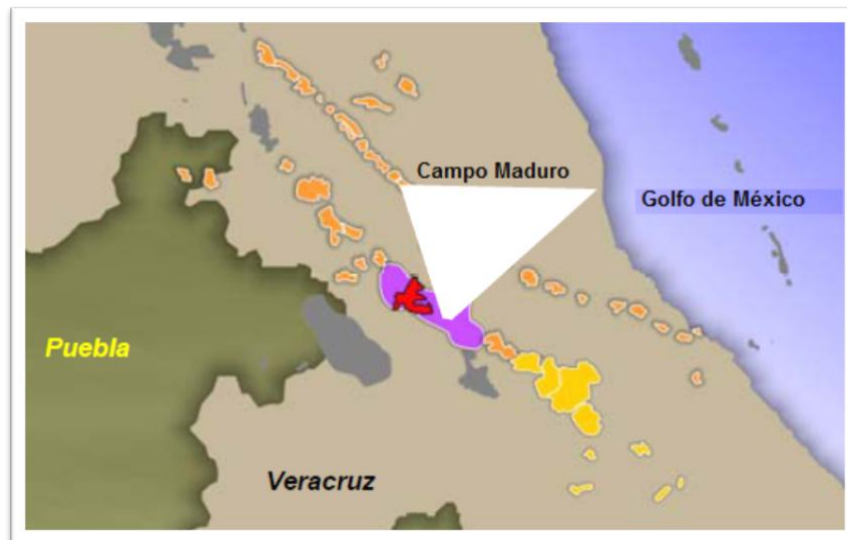


Figura IV-7 Localización del campo de aceite maduro del yacimiento Tamabra.³

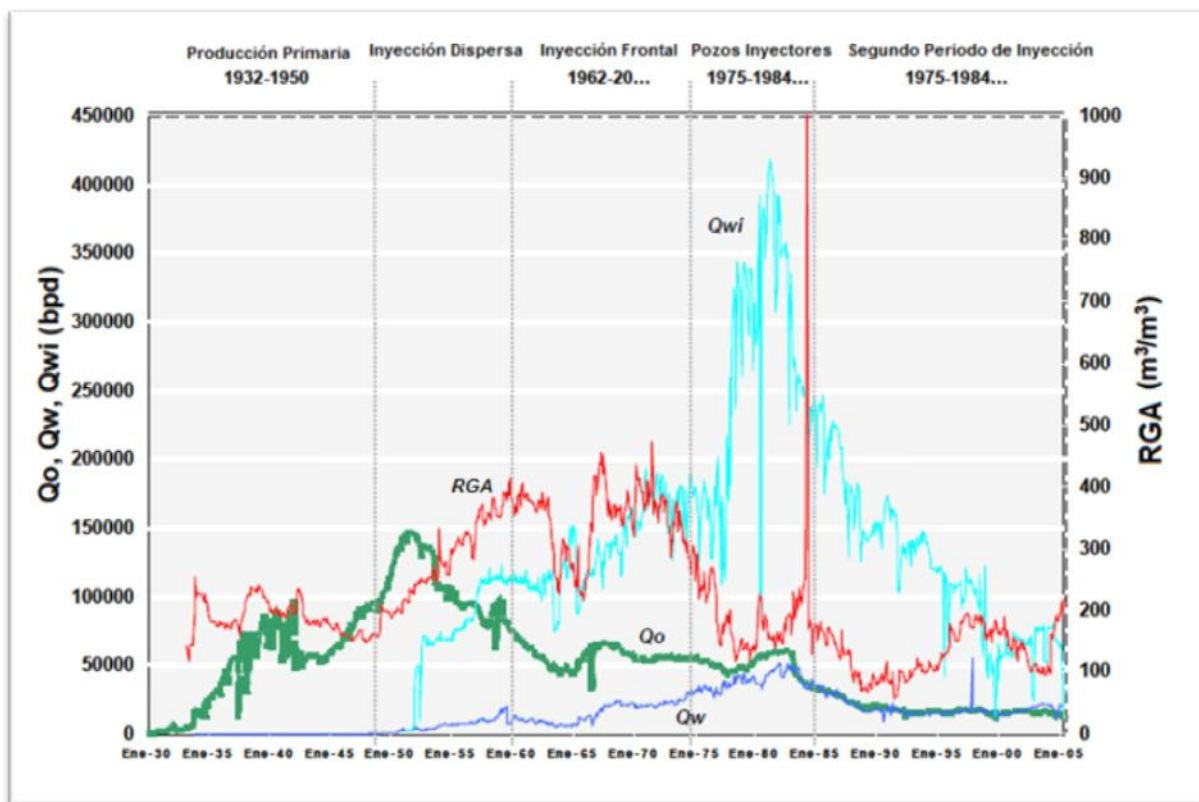
El campo maduro produce desde el yacimiento en rocas de la formación Tamabra encontrado a una profundidad aproximada de 2,300 metros. Los intervalos son etiquetados desde la A hasta la D de abajo hacia arriba. El campo se ha subdividido en varios bloques para su mejor administración. La distancia que existe entre los pozos existentes es de alrededor de 400 metros.

En el yacimiento predomina el carbonato y se caracteriza por valores de permeabilidad de 0.1 a 25 mD, basado en el análisis de núcleos. Más de 100 pruebas de presión sugieren que la permeabilidad del yacimiento ronda los valores de 5 a 20 mD. La porosidad promedio es de 10% a 15%. El agua congénita varía entre los tipos de roca, pero en promedio arroja de 10% al 15%.

Una pequeña capa de gas se encontraba presente al momento de su descubrimiento. Esto indica que la presión inicial del yacimiento y la presión del punto de burbuja eran iguales en el contacto agua aceite. La presión inicial del yacimiento se estimó en 245 Kg/cm² y la temperatura del yacimiento en unos 90 °C. Los análisis PVT disponibles muestran una presión de burbuja de 245 kg/cm², Bo de 1.44, y una viscosidad del aceite inicial de 0.81 cp. Esta viscosidad del aceite baja cuando se combina con la viscosidad del agua de unos 0.5 cp y los

valores de permeabilidad relativa del agua/aceite, conducen a una relación de movilidad muy favorable de aproximadamente 0.3.

En la Gráfica IV-11 se nota claramente que el pico de la producción fue de alrededor de 150,000 BPD, lo cual se produjo en el año de 1952 y después de eso la producción comenzó a declinar. En 1951, con el fin de optimizar el manejo de los yacimientos, se llevó a cabo un programa de inyección de agua en el área periférica al campo. La presión del yacimiento se mantuvo y eventualmente se aumentó. A mediados de 1979 y 1980 un programa de perforación de pozos inyectoros se inició para mejorar la eficiencia de barrido.



Gráfica IV-11 Histórico de producción del campo del yacimiento Tamabra.³

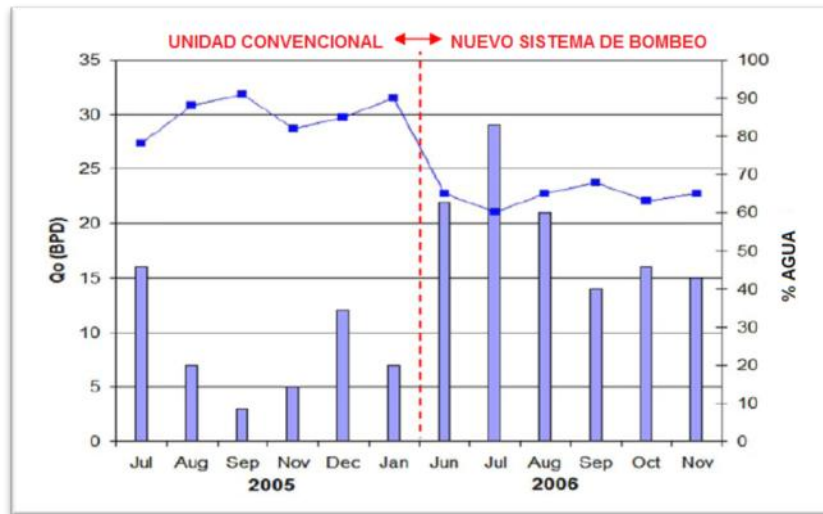
Cabe destacar que durante los últimos 10 a 15 años, la producción de aceite y agua se han mantenido constantes o con un ligero aumento. Los gastos de producción son de unos 12,000 BPD de aceite y unos 1,387 MMPCD de gas. La producción acumulada de aceite actual es de unos 1,387 MMBPD. En la actualidad hay unos 192 pozos productores activos.

El método de bombeo fue probado en dos pozos. Ambos pozos fueron seleccionados para tomar una comparación entre el nuevo método de bombeo mecánico y el viejo método tradicional y otros sistemas convencionales.

Los parámetros a considerar para la evaluación de la prueba tecnológica fueron:

- Mantenimiento (equipo superficial y subsuperficial).
- Seguridad en la operación.
- Bombeo continuo (constancia en la producción).
- Eficiencia en la operación.
- Funcionamiento silencioso.
- Sin partes móviles visibles.
- Apariencia de la instalación.

El análisis de los resultados tuvo como objetivo principal definir el beneficio de la producción que ha obtenido al aplicar este nuevo sistema de bombeo como un método alternativo. Los resultados de la prueba mostraron que un pozo produce continuamente después de la instalación del sistema, ilustrándose en la Gráfica IV-12, e indica que la tecnología mejora las condiciones iniciales de flujo. El segundo pozo, después de dos meses de operaciones fue cerrado por problemas mecánico.



Gráfica IV-12 Producción durante la prueba en un pozo del campo del yacimiento Tamabra.³

El nuevo sistema ha demostrado que mediante el uso del cable y un sistema hidráulico electrónico, puede igualar e incluso superar la producción comparado con los otros métodos de levantamiento artificial. Al hacer menor número de emboladas se ha incrementado la eficiencia y rentabilidad y a su vez ha disminuido los costos del bombeo.

El sistema alcanza una carrera de 184 pulgadas y puede manejar 11,000 libas de carga máxima en la varilla pulida. Está impulsado por un motor eléctrico trifásico y realiza cuatro emboladas por minuto. El software diseñado para el sistema ofrece la posibilidad de ajustar automáticamente la velocidad del bombeo cambiando los límites superiores e inferiores de la carrera. La velocidad efectiva del movimiento del cilindro permanece constante.

4.3.6 USO DEL NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DE GAS

A medida que los pozos de gas son más viejos, suele haber un aumento en la producción de agua y la producción de gas puede disminuir. Mientras el pozo tenga suficiente presión de fondo fluyendo, los métodos tales como el embolo pistón pueden ser utilizados para reducir las presiones hidrostáticas y permitir una producción de gas estable. A medida de que disminuye esta presión, el embolo pistón ya no es eficaz, por lo que surge la necesidad de evaluar otro método de levantamiento artificial que permita el desalojo del agua.

El nuevo método ha sido diseñado y probado para cumplir con esta necesidad. Muchos pozos de gas que tienen una tubería de revestimiento de 2 3/8 o 2 7/8 de pulgada, necesitan un medio para eliminar el agua y aumentar la producción de gas. Las técnicas actuales están limitadas por la falta de rentabilidad. Mediante el uso del método especial de línea de acero, el agua puede ser bombeada a la superficie a través de tubos de pequeño diámetro permitiendo el aumento de la producción de gas. Los resultados han mostrado un aumento en la producción de entre 25 y 50%.

4.3.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La vida económica de un pozo marginal es muy sensible al precio del petróleo y el costo de la producción, sin mejoras en la eficiencia de la producción, los pozos marginales a menudo se deben cerrar o correr el riesgo operativo de pérdidas. Esta nueva tecnología puede ser usada

en miles de pozos que han sido temporalmente abandonados. El método de levantamiento artificial y la lógica utilizada para evaluar estos pozos serán de gran ayuda para el aumento en la producción y volver económicamente rentable estos pozos viejos. El sistema artificial tiene tanto potencial como muchas otras técnicas nuevas que han introducido un cambio paradigmático de los métodos convencionales.

Deben concertarse los esfuerzos en la búsqueda de técnicas y sistemas más eficientes para la recuperación de la producción de pozos nuevos, maduros y pozos cerrados. Con el fin de tener una recuperación eficaz es necesario utilizar la ingeniería y los nuevos diseños de sistemas artificiales de producción.

4.3.7.1 DISCUSIÓN DEL GASTO DE PRODUCCIÓN

El bombeo de forma intermitente mediante la colocación en la unidad de un contador de tiempo es el método habitual para reducir la frecuencia de bombeo en los pozos marginales. Sin embargo, hay algunas desventajas asociadas a este método:

El bombeo intermitente cambia la frecuencia pero no la velocidad de bombeo. Cuando la unidad se vuelve a encender, las cargas asociadas con el movimiento y el golpe de fluido vuelven a ocurrir.

Durante las detenciones, el flujo de líquido del yacimiento llena el pozo. Este flujo acumula un nivel de líquido en la TR que crea una contrapresión sobre la formación productora. El gasto máximo se logra con una contrapresión mínima, por lo tanto, la altura de la columna de líquido debe mantenerse tan baja como sea posible.

Encender la unidad en un punto muerto requiere mayor energía. La fase de arranque también induce un golpe en la unidad, las varillas y la bomba.

Si el pozo produce sólidos, el tiempo de inactividad permite que los sólidos se asienten. Estos sólidos pueden causar que el embolo se quede pegado con mayor frecuencia.

Existe una necesidad de regular la tasa de bombeo para proporcionar la mayor cantidad de aceite producido. Una de las soluciones son la carrera del bombeo mecánico más larga y menores emboladas por minuto para permitir que el pozo sea bombeado las 24 horas del día.

El nuevo método hace posible esto mediante una presión de elevación que mantiene el nivel del fluido en el espacio anular de forma fija y por encima de la bomba de fondo del pozo.

Los equipos electrónicos que son usados, pueden ser calibrados para detectar las funciones del pozo, así como el nivel del líquido en el espacio anular para mantener el nivel de líquido a una profundidad constante, maximizando la producción y continuar el bombeo las 24 horas del día.

Con este sistema, la unidad convencional de bombeo mecánico es substituida por un sistema hidráulico. Usando la presión dentro del cilindro de elevación, se logra una medición continua del nivel de líquido. La velocidad de la bomba es entonces regulada para maximizar la producción, por lo que en este caso no hay tiempo de inactividad o la necesidad de relojes.

4.4 CUENCA DE CHICONTEPEC^{4,5,6,7,8}

La cuenca de Chicontepepec es una de las cuencas más grandes en la Republica Mexicana, con múltiples yacimientos, pero debido a sus condiciones geológicas su explotación y producción es complicada. Contiene aceite de 19 a 37 °API en areniscas laminadas con una porosidad de 0.01 a 15 milidarcys, a una profundidad de alrededor de 2,500 metros (8,202 pies). El volumen original de aceite es estimado en 85,000 millones de barriles. Los yacimientos en Chicontepepec se identifican por su baja permeabilidad, su bajo contenido de hidrocarburos y baja presión, ocasionando problemas en la reducción de la productividad de los pozos y la explotación de estos resulta ser compleja.

La presencia de hidrocarburos en la zona de estudio se conoce desde 1926, cuando al perforar pozos con objetivo Cretácico por las compañías “El Águila” y “Stanford”, encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, que en ese tiempo no resultaron atractivas por ser incosteable su explotación. Sin embargo, en mayo de 1935 con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, se confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico dentro de las unidades del Grupo Chicontepepec. Posteriormente, entre los años 1952 y 1963 al perforarse pozos con objetivo Jurásico, en campos de los distritos Poza Rica y Cerro Azul, se detectó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones

arcillo-arenosas del Cenozoico, sin embargo, debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

Chicontepec está organizado en ocho sectores los cuales contienen 29 campos administrativos con el objetivo de gestionarse de una manera eficiente debido a las dimensiones de esta cuenca. En la Figura IV-8 se observa como se ha organizado el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, también se observa en color rojo los sectores que está más desarrollados, estos son el sector 3 y el sector 7, estos sectores tienen el 58% de los pozos registrados de los cuales el 28% tienen un método de levantamiento artificial.

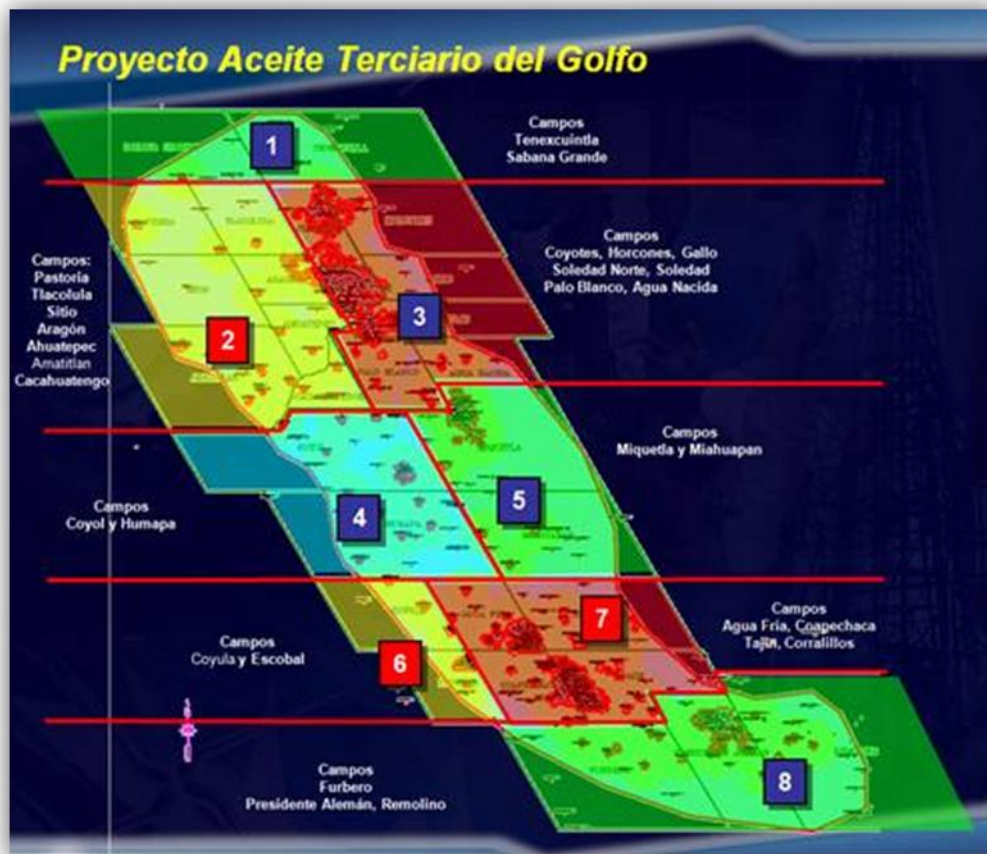


Figura IV-8 Distribución de sectores en Chicontepec.⁴

De estos campos administrativos, casi la mitad (11 campos) se consideran campos maduros. El principal método de explotación es a través de los métodos de levantamiento artificial debido a las condiciones de explotación que se presentan, una de ellas es que la declinación de presión-producción en los pozos es muy alta.

4.4.1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CHICONTEPEC

Los sistemas artificiales de producción permiten prolongar la productividad e incorporar pozos cerrados, maximizando los factores de recuperación de los yacimientos. Cabe resaltar que la instalación de SAP's en Chicontepepec es muy dinámica por lo que esta información tratará de representar la magnitud de instalaciones con la que cuenta esta cuenca de múltiples yacimientos.

Este dinamismo responde a la necesidad de implementar energía al pozo debido a que las presiones decaen rápidamente y como consecuencia el pozo deja de fluir, es decir, cuando se agotan toda posibilidad de explotación por medio de flujo natural es necesario implementar sistemas artificiales de producción, en el caso de Chicontepepec se ha visto que este ciclo de producción natural tienen una duración menor a dos años. En Chicontepepec existe una metodología para la selección de sistemas artificiales de producción, en la Figura IV-9 se puede resaltar que la toma de información es muy importante para realizar una preselección de los sistemas artificiales adecuados a las condiciones en las que se va a explotar. En general para la selección de estos sistemas artificiales de producción, en Chicontepepec se consideran estos elementos significativos que presenta este yacimiento:

- Bajas permeabilidades (0.01 – 15 md).
- Flujo en dos fases en el yacimiento (movilidad del gas mayor que la de aceite), en ocasiones desde el inicio de la operación de los pozos.
- Severa pérdida de energía del yacimiento en los primeros tres meses (los pozos dejan de fluir de manera natural).
- Alta contrapresión en superficie (en algunos casos se tiene P_{wh} entre 12 y 14 Kg/cm²).
- Desviación de los pozos (tipo "S").
- Presencia de sólidos como resultado de fracturamiento.
- Alta relación gas-aceite (RGA) mayor a 200 m³/m³.

Una vez preseleccionado el o los métodos de levantamiento artificial, el diseño y simulación con software especializados es muy importante por que permiten al diseñador lograr simulaciones que se acerquen a la realidad y poder descartar los sistemas artificiales que mayores problemas presenten, una vez que se tiene establecido los posibles escenarios de

producción, en este caso los sistemas artificiales técnicamente adecuados para la explotación del pozo, se procede a realizar un sencillo análisis económico donde la variable VPN es una de las principales variables de selección. Como se ha visto a lo largo de diversas presentaciones de casos donde se aplican sistemas artificiales a campos maduros, en esta metodología no se aplica el concepto de análisis de riesgo, como se explicará en el capítulo V esta herramienta permite ampliar el panorama de selección enfocado al análisis económico⁷.

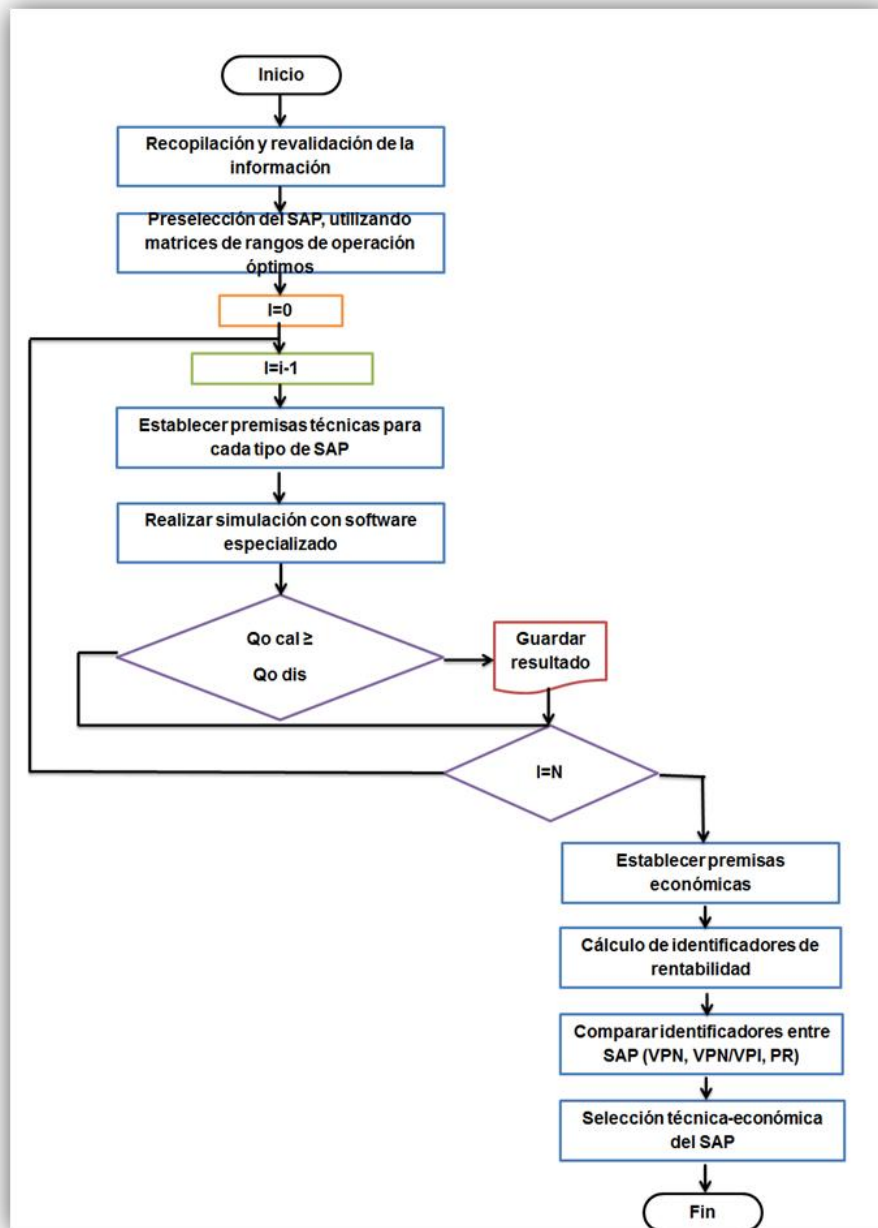
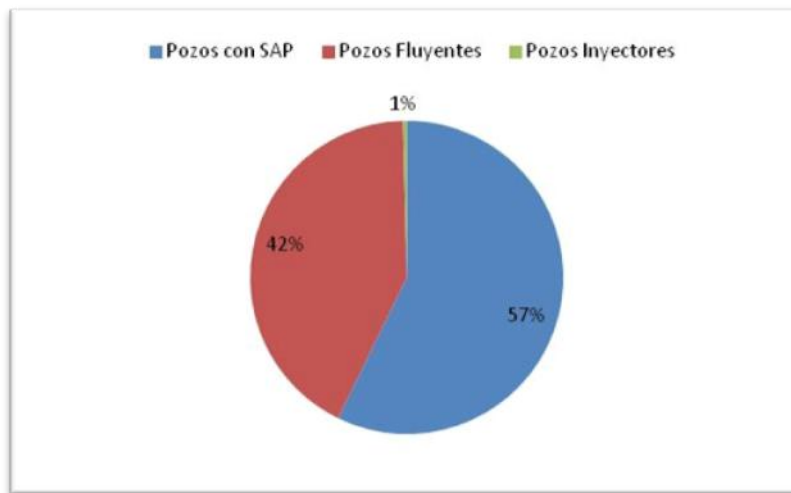


Figura IV-9 Metodología para la selección de sistemas artificiales de producción en el AIATG.⁵

Para finales del año 2011, con información tomada de los registros que se tienen en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, de la totalidad de los pozos en existencia a la fecha, se aproximadamente el 68% se encontraban operando, del espacio muestral de pozos operando se observa en la Gráfica IV-13 que el 42% se encontraban como fluyentes mientras que el 57% poseía algún sistema artificial de producción. el total de pozos fuera de operación representa el 22% del espacio muestral y los pozos con posibilidades representan el 15% de la totalidad de los pozos a esta fecha.



Gráfica IV-13 Distribución de Pozos en operación de Chicontepec.⁶

Esta gran cantidad de pozos con diversos sistemas artificiales es provocada por las condiciones heterogéneas del yacimiento e incluso de los campos. En la Tabla IV-4 se muestra las propiedades de los fluidos de los campos administrativos Coyotes (Sector 3), Agua Fría (Sector 7) y Presidente Alemán (Sector 8), a medida de que incrementa la profundidad de los intervalos productores disminuyen los °API del aceite y aumenta el Factor de Volumen del aceite. Esto es importante debido a que a medida que las condiciones de operación cambian, se requerirá aplicar el método de levantamiento artificial que se ajuste a estas condiciones.

Parámetro	Coyotes	Agua Fría	P. Alemán
Densidad, °API	37	22	21
Viscosidad, cp a Pb	1	3.33	1.004
Presión inicial, kg/cm ²	120	220	320
Presión de Burbuja, kg/cm ²	56	128	208
Rsi, m ³ /m ³	50	73	112
Factor de Volumen, m ³ /m ³ a Pb	1.1923	1.2520	1.366
Profundidad, m	1,130	1,830	2,250

Tabla IV-4 Propiedades de los fluidos en Chicontepec.⁶

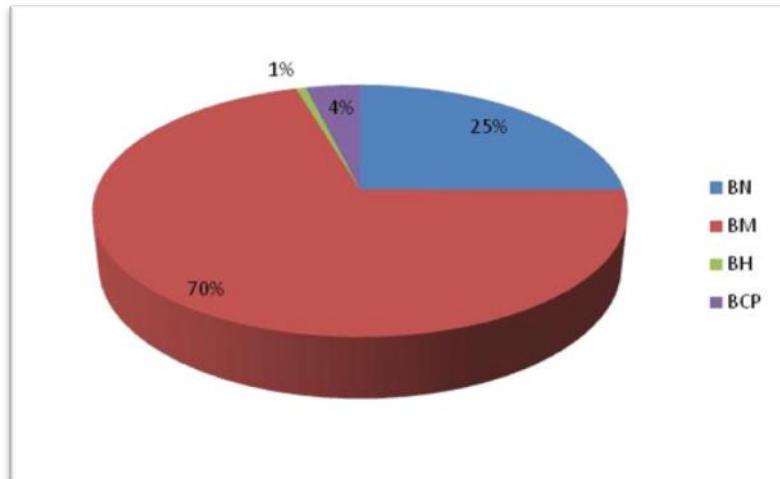
La distribución de los métodos de levantamiento artificial se muestra en la Gráfica IV-14, se observa que el 70% trabaja con el bombeo mecánico, este sistema puede ser de tipo convencional (BIMBA), accionado hidráulicamente o hidroneumático.

El 25% con bombeo neumático, este sistema de bombeo neumático puede ser aplicado con compresión a boca de pozo, con pulmón (pozo utilizado para el almacenamiento de gas excedente y/o el abastecimiento del mismo en caso de ser requerido) o bien desde una central de compresión.

El 4% con bombeo de cavidades progresivas, este sistema puede ser del tipo convencional accionado por bandas, engranes o accionado hidráulicamente.

Finalmente el 1% corresponde al bombeo hidráulico, este sistema puede ser aplicado con bombeo a boca de pozo o bien desde una central de bombeo.

En Chicontepec el bombeo electrocentrífugo no es utilizado debido a que, según información presentada por PEMEX, el gasto de aceite es insuficiente para la operación óptima del sistema a comparación con la cuenca del Golfo de San Jorge donde es uno de los principales métodos de explotación.

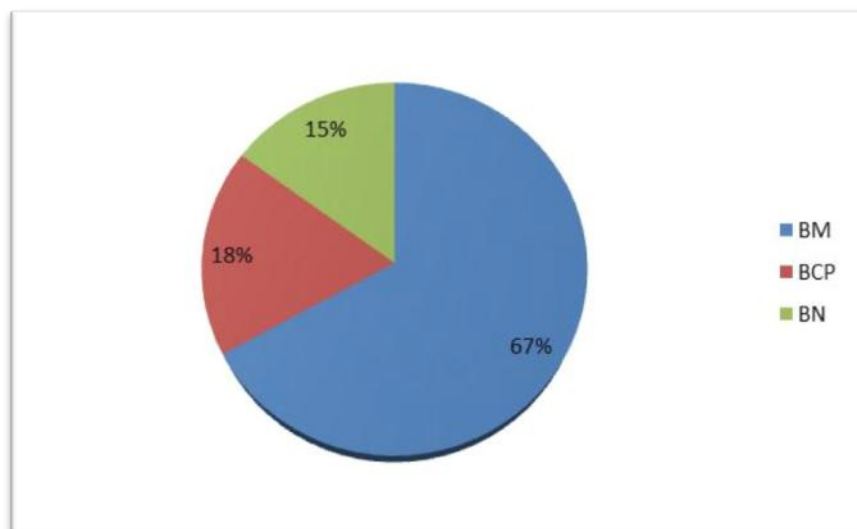


Gráfica IV-14 Distribución de sistemas artificiales de producción en Chicontepec.⁶

Por otro lado, como se muestra en la Gráfica IV-15, los pozos que han sido cerrados por problemas en el equipo subsuperficial, el 67% corresponden al bombeo mecánico, las principales fallas que presenta este equipo se debe a la presencia de gas, lo cual tiene como consecuencia la formación de candados de gas en la bomba subsuperficial, cuyo resultado es que el pozo deje de producir o bien el excesivo trabajo y falta de lubricación entre componentes mecánicos pueda llegar a acusar la fatiga de los materiales; para la eliminación de los candados de gas, se debe de instalar un separador de gas o en su caso la bomba debe estar instalada por debajo de los intervalos a explotar; otra practica común es introducir arreglos mecánicos que realicen el cambio de perfil de velocidad lo cual segrega el gas del aceite, todas estas acciones permiten que el gas migre por espacio anular, si no se encuentra espacio libre en TR y TP, el gas entra directo a las bombas y falla.

El bombeo de cavidades progresivas presenta el 18% de fallas donde la falta de aceite hidrocarburo en la bomba, ataca principalmente al elastómero causando una reducción del claro entre el rotor y el estator, así como también tienen asociado un incremento en las temperaturas por lo que se genera problemas de histéresis, si las bombas son de gran longitud llegan a incrementar el torque lo que desencadena problemática de desconexión de varillas, ruptura o sobre trabajo de unidades de transmisión superficial; para tener un manejo eficiente o controlado del gas la bomba se debe posicionar por debajo del nivel de los disparos o bien realizar arreglos mecánicos en fondo que cambien la dirección de los fluidos y se origine la segregación del gas, permitiendo que el gas viaje libre por el espacio anular.

Finalmente el bombeo neumático Intermitente presenta el 15% donde la pérdida de eficiencia en el levantamiento a grandes profundidades cuando se tienen bajos índices de productividad es la principal falla; actualmente se realizan trabajos para reducir el diámetro de TP's y con ello reducir el escurrimiento y colgamiento de líquidos. Así mismo se evalúa la posibilidad de utilizar micro redes (macroperas autosustentables) para B.N.I⁸. Hoy por hoy, además de las medidas tomadas para la solución de las principales fallas en los equipos, se está aplicando tecnología nueva en los componentes de cada sistema artificial de producción, similar a lo que se realizó en la cuenca del Golfo de San Jorge.



Gráfica IV-15 Distribución de sistemas artificiales de producción que presentan fallas en Chicontepec.⁶

En visitas realizadas al campo administrativo Presidente Alemán, ubicado en la parte central del sector 8 y donde comenzó su explotación en 1952, y a fines de comprender la aplicación de los sistemas artificiales, se observó que las condiciones de producción del sistema yacimiento-pozos son las que rigen la aplicación de los métodos de levantamiento, incluso en ese campo existe una variación de la densidad del aceite. En el lado Oeste del campo se presenta aceite de densidad de 20 a 30 °API mientras que en el lado Este se presenta aceite de hasta 12 °API. Esta variación es un factor a considerar para la aplicación de ciertos sistemas artificiales de producción, por ejemplo la aplicación del bombeo neumático Intermitente en zonas en el que el aceite es ligero, también se aprovecha el gas del campo como gas inyector y combustible para los equipos en las macroperas que cumplan con las condiciones para el aprovechamiento, mientras que en la zona con mayor presencia de aceite

pesado se opta por sistemas artificiales que desempeñen un funcionamiento adecuado a estas condiciones como por ejemplo el bombeo mecánico.

Las macroperas autosustentables es uno de los principales proyectos que ha cobrado fuerza en Chicontepec debido a los grandes ahorros de costos que pueden representar y a que el gas producido no necesita de ningún tipo de tratamiento para su aprovechamiento. Flores (2012) define a las macroperas autosustentables como aquella macropera en donde los pozos que la integran operan con autosuficiencia energética; es decir, que utilizando el gas que producen los pozos productores de la misma macropera, sirva como gas combustible para equipos de compresión, motogeneración y bombeo, optimizando la explotación de los mismos a través del empleo de sistemas artificiales de producción utilizados en Chicontepec, como el bombeo neumático, bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas⁷. Al poder aprovechar los gases producidos por la macropera los costos para suministra de combustible a las macroperas se reducen totalmente, en la Figura IV-10 se observa de manera esquemática como se compone una macropera autosustentable.

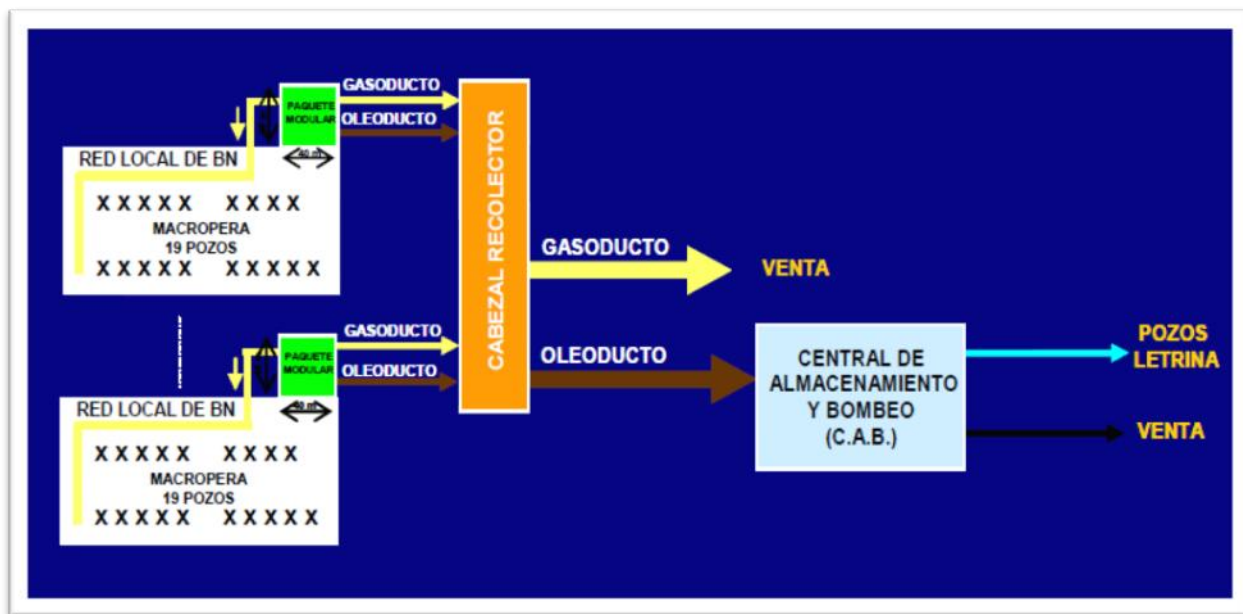


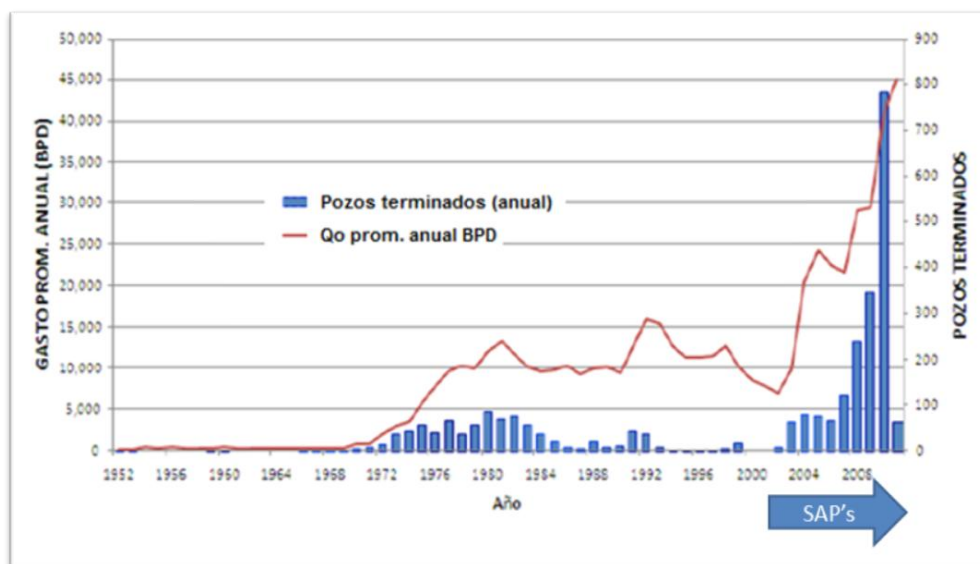
Figura IV-10 Macroperas autosustentables.⁵

Se destaca la eliminación de una estación de compresión, así como la batería de separación, dado que todo esto se tiene de manera compacta en el paquete modular cuya función principal consiste en contar con los siguientes procesos:

- Separación bifásica o trifásica, empleando separadores compactos, económicos y de alta eficiencia o separadores verticales u horizontales convencionales.
- Medición de gas, aceite y agua.
- Bombeo convencional o multifásico.
- Compresión.

Cabe mencionar que es de vital importancia para el buen funcionamiento de una macropera autosustentable, el diseño y la selección del sistema artificial de producción a implementar o convertir. Otro de los objetivos que se busca alcanzar con la implementación de las macroperas autosustentables es el evitar la quema de gas al medio ambiente. Este proyecto no es exclusivo para aplicarlo en Chicontepec, se puede aplicar en cualquier yacimiento, campo o área que cumpla con los requisitos mínimos para su funcionamiento óptimo. Esta recomendación incluye plataformas marinas donde las condiciones sean favorables para que el sistema sea rentable⁷.

La presencia extensiva de sistemas artificiales de producción ha permitido aumentar de manera considerable la producción del yacimiento, en la Gráfica IV-16 se presenta este incremento que se ha remarcado en los últimos 8 años a raíz de la aplicación de estos sistemas.



Gráfica IV-16 Histórico de producción de Chicontepec al año 2011. Incremento implícito de la producción a raíz de los sistemas artificiales⁵

4.4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La explotación de Chicontepec a través de los sistemas artificiales de producción ha dado como resultado el aumento considerable en la producción del yacimiento. Ciertamente el aumento del precio del hidrocarburo ha ayudado a la implementación de estos métodos, volviéndolos rentables.

La diversidad de métodos de levantamiento artificial ha permitido que a pesar de que este yacimiento es altamente heterogéneo se pueda explotar y maximizar la producción. Es indispensable que esta selección se realice de manera individual debido a que, como se mencionó anteriormente, incluso en cada campo se presenta esta heterogeneidad en las propiedades del yacimiento.

Chicontepec es un ejemplo claro del potencial que tienen los sistemas artificiales de producción en yacimientos o campos donde, debido a las condiciones explotación, la producción es mínima. La aportación de energía adicional a los pozos de este yacimiento ha mostrado que se puede llegar a cifras históricas de producción con ayuda de estos métodos de levantamiento artificial.

En ocasiones, dependiendo de las propiedades del gas producido, el gas puede ser aprovechado para uso como combustible, Chicontepec no es la excepción, el aprovechamiento de los recursos naturales ofrece una ventana de ahorro en los costos de combustible por lo que se ha creado el programa de macroperas autosustentables para este fin, el cual se pueden extender a otros activos del país que presentan las condiciones para su funcionamiento óptimo.

4.5 RECAPITULACIÓN DE RESULTADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, una de las principales características de los campos maduros es el decremento considerable su presión y producción a raíz de la explotación constante en estos campos, uno de los métodos para mantener e incluso aumentar la presión y producción del yacimiento es la inyección de agua. Ciertamente se puede aumentar la producción en declinación de los campos maduros a raíz de la intervención

hacia el comportamiento de la presión en el yacimiento, pero se ha observado que, con ayuda de los sistemas artificiales de producción (visto en estos cuatro casos) se puede incrementar aun más la producción, así como la vida del yacimiento. Esta aplicación de combinación de métodos de explotación primaria, secundaria e incluso terciaria debe de ser respaldada a partir de un estudio técnico-económico para evitar pérdidas económicas.

Cada método de levantamiento artificial debe de ser cuidadosamente seleccionado de acuerdo a las condiciones del yacimiento, campo ó área, debido a que, aunque tres o cuatro sistemas artificiales de producción son compatibles o se pueden operar en los pozos estudiados, probablemente algunos necesiten de artículos o herramientas extras para su pleno desarrollo o, en otro caso, presenten fallas recurrentes en el equipo debido a que las condiciones no son lo suficientemente optimas para su implementación llevando como resultado impactos negativos la producción o en los costos operativos, dando una vida de los sistemas artificiales, de los pozos o del yacimiento más corta a comparación del método que cumple con las características de producción.

Se ha observado que en los yacimientos con características heterogéneas se puede aplicar casi todos o todos los métodos de levantamiento artificial, esto a raíz de que cada sistema artificial se aplica según las condiciones de operación de cada área del yacimiento, incluso se pueden aplicar nuevas tecnologías para optimizar la producción y reducir las fallas en los equipos. Esta aplicación de los sistemas artificiales de forma integral al yacimiento se ve reflejado en el la cuenca del Golfo de San Jorge o la de Chicontepec donde, según las condiciones del área a explotar, se aplica el sistema artificial de producción que se pueda desempeñar de la mejor manera y se le implementan las herramientas o artículos necesarios para optimizar la producción y minimizar los riesgos de fallas en el equipo. Esto trajo como consecuencia un incremento constante en la producción de la Cuenca del Golfo de San Jorge y Chicontepec.

Las instalaciones existentes de sistemas artificiales de producción deben de ser revaluadas en los campos maduros. Esta revaluación permitirá ver si estos sistemas operan de una manera adecuada, ver si existen componentes novedosos para aumentar su rendimiento o incluso ver si existen otros métodos de levantamiento artificial que permitan un aumento en la producción y un decremento en los costos de operación. En el caso del campo Whittier, se

observó que los costos operativos y la producción con el bombeo hidráulico tipo pistón podían ser mejorados al prescindir de este método y realizar una conversión con otro método más barato y más eficiente. Para este caso se optó por el bombeo de cavidades progresivas, trayendo como consecuencia un aumento en la producción y una disminución en los costos operativos. Uno de los impactos significativos en la conversión de estos pozos es la incorporación de reservas a este campo maduro.

Otra revaluación se realizó en la formación Tamabra, se trata del bombeo mecánico pero con tecnología innovadora que permite aumentar la eficiencia del método y disminuir los costos de operación al prescindir de una sarta de varillas substituyéndola por una línea de acero. Esta prueba fue muy positiva al aumentar la producción, a comparación del método convencional del bombeo mecánico, de un 25% a un 50%. El punto esencial es ver el impacto de tecnologías innovadoras hacia lo sistemas artificiales de producción que se aplican en campos maduros, estas tecnologías ayudan a obtener un aumento en la producción y permiten incorporar más reservas a raíz de que cada día es menos probable encontrar campos o yacimientos que permitan realizar esta función, y a su vez permite convertir a los pozos rentables que, por considerar que no ofrecen ganancias a la empresa por su costo operativo elevado y producción baja, se mantenían cerrados.

El concepto de macroperas autosustentables es una aplicación que aprovechar los recursos ofrecidos por el yacimiento para disminuir ciertos gastos, entre ellos el combustible necesario para el funcionamiento de la misma, e inhibir la quema y venteo de gas. En Chicontepec se han tenido grandes resultados que han incrementado los ingresos y disminuido los egresos. Es importante aclarar que para que este concepto se aproveche a su máxima capacidad se debe de realizar el diseño y optimización que se adecue a las condiciones de explotación.

En resumen estos cuatro casos permiten dar un panorama del impacto de la aplicación de sistemas artificiales de producción en los campos maduros. Ciertamente esto no se lograría si no se realiza un análisis técnico-económico integral que considere las condiciones del yacimiento-pozo-instalaciones superficiales que permita seleccionar el método de levantamiento artificial adecuado.

CAPÍTULO V

**ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA APLICACIÓN DE SISTEMAS
ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS**

5.1 PRINCIPIOS DEL ESTUDIO ECONÓMICO

El análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total de la operación de las instalaciones (que abarque las funciones de producción, administración y ventas), así como otras series de indicadores que servirán como base para la parte final y definitiva del proyecto, que es la evaluación económica¹.

El estudio de la evaluación económica es la parte final de toda la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto. La economía a su vez depende, por ejemplo, de la tasa de fallas de los componentes del sistema, costos del combustible, costos de mantenimiento, ritmo inflacionario, ganancias anticipadas de la producción de aceite y gas y otros factores que podrían variar de sistema a sistema.

5.1.1 VARIABLES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Producción.- La producción es uno de los indicadores más importantes, necesita de la inversión para que se pueda dar. El primer paso del análisis económico es predecir los volúmenes económicos. La política para la generación y distribución de estos pronósticos es específica para la compañía y a menudo muy sensible. Normalmente el departamento con experiencia en un área publicará el pronóstico que es crítico para todas las evaluaciones; basado para las mismas suposiciones asegurando resultados consistentes. Para la elaboración de estos pronósticos generalmente se estiman a partir de una extrapolación de la ejecución en el pasado, utilizando un simulador o ecuaciones matemáticas.

Precios.- Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

Alguno de los factores que influyen en el precio del petrolero son:

- Calidad del hidrocarburo.
- Política.
- Cargos de transporte.

- Proximidad al mercado.
- Suministro disponible.

Costos.- El costo es el valor monetario de los consumos de factores que suponen el ejercicio de una actividad económica destinada a la producción de un bien o servicio. Todo proceso de producción de un bien supone el consumo o desgaste de una serie de factores productivos, el concepto de costo está íntimamente ligado al sacrificio incurrido para producir este bien; en resumen son los costos de producir y mantener una propiedad día a día².

Estos se pueden dividir en:

- Costos fijos.
- Costos variables.

Inversiones.- La inversión comprende de la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, con excepción del capital de trabajo.

Se entiende como activo tangible (que se puede tocar) o fijo, los bienes propiedad de la empresa, como terrenos, edificios, maquinaria, equipo, mobiliario, vehículos de transporte, herramientas y otros. Se llama fijo porque la empresa no puede desprenderse fácilmente de él sin que ello ocasione problemas a sus actividades productivas.

Se entiende como activo intangible el conjunto de bienes propiedad de la empresa necesario para su funcionamiento, y que incluyen: patentes de inversión, marcas, diseños comerciales o industriales, nombres comerciales o industriales, asistencia técnica o transferencia de tecnología, gastos preoperativos, de instalación y puesta en marcha, contratos de servicios, estudios que tiendan a mejorar en el presente o en el futuro el funcionamiento de la empresa, como estudios administrativos o de ingeniería, estudios de evaluación, capacitación de personal dentro y fuera de la empresa, etcétera¹.

5.1.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Flujo de efectivo.- El flujo de efectivo (flujo de caja) se define como las ganancias que se puedan obtener de un proyecto menos las inversiones o gastos del mismo³.

El flujo de efectivo se puede componer de cuatro elementos básicos:

- 1) Los egresos de fondos o inversiones que corresponden al desembolso económico que se realiza con el propósito de poner en marcha el proyecto y mantenerlo hasta su terminación o abandono.
- 2) Los ingresos y egresos de operación. Los ingresos de operación corresponden al valor económico de la producción en un tiempo establecido. Los egresos de operación incumben a los costos de operación y mantenimiento del proyecto.
- 3) Los momentos en que ocurren los ingresos y los egresos. Dependen de la planeación integral del proyecto; es decir, la programación a través del tiempo de las instalaciones, adquisiciones o mantenimiento que se le realizaran al proyecto.
- 4) El valor de desecho o salvamento del proyecto. Corresponde al valor del proyecto una vez concluida su vida útil, llamado valor de salvamento.

La Ecuación V-1 ilustra la obtención del flujo de efectivo en una evaluación económica:

$$F.E. = (Q_o P_o + Q_g P_g - Q_o C_{op} - Q_{wp} C_{wp} - Q_{wi} C_{wi} - Q_{gli} C_{gli}) - I$$

Ecuación V-1 Flujo de efectivo.¹

Donde,

Q_o = Producción total de aceite [BLS]

Q_g = Producción total de gas [MMPCD]

Q_{wp} = Producción total de agua [BLS]

Q_{wi} = Agua total inyectada [BLS]

Q_{gli} = Gas total inyectado [PC]

P_o = Precio promedio del aceite [DLS]

P_g = Precio promedio del gas [DLS]

C_{wp} = Costo promedio del tratamiento de agua [DLS/BBL]

C_{wi} = Costo promedio de inyección de agua [DLS/BBL]

C_{gli} = Costo promedio de inyección de gas [DLS/PC]

C_{op} = Costos de operación [DLS/BBL]

I = Inversiones [DLS]

Valor Presente Neto.- El valor presente neto se define como la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todo en valor actual, es decir, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y compara esta equivalencia con el desembolso inicial⁴. Una forma simple de representar este concepto se muestra en la Ecuación V-2:

$$VPN = \sum_{k=1}^N \frac{F.E._k}{(1+i)^k}$$

Ecuación V-2 Valor Presente NEto general.¹

Donde:

F.E.= Flujo de efectivo en el periodo k [DLS]

N = Numero de periodos en la vida del proyecto

i = Tasa de intereses anuales [%]

Cabe aclarar que la tasa de interés a utilizar corresponderá a la establecida por el país donde se analice el o los escenarios. En México, actualmente la tasa de interés que comúnmente se utiliza corresponde al 12%.

Tasa interna de retorno.- Se define como la tasa de descuento por la cual el valor presente neto es igual a cero ó la tasa que iguala la suma de flujos descontados a la inversión inicial¹.

La tasa interna de retorno se puede comparar para fines de aprobación y para la toma de decisiones con:

- a) El costo de financiamiento real, o con la tasa promedio de rentabilidad de otros proyectos similares dentro del sector, cuando los flujos están en términos reales.
- b) Los costos de financiamiento nominal, cuando los flujos se encuentran en términos nominales, o cuando no están incluidos en los flujos los costos de financiamiento.
- c) Otras tasas de referencia siempre y cuando sean coherentes con la formación en que están determinados los flujos⁵.

Relación Beneficio-Costo.- Es el cociente de los flujos descontados de los beneficios o ingresos del proyecto, sobre los flujos descontados de los costos o egresos totales del proyecto. Al igual que en el caso del valor presente neto, se requiere establecer una tasa de actualización apropiada. Si la relación beneficio costo es mayor que uno el proyecto es favorable. Si la relación beneficio costo es igual a 1, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización. Si la relación beneficio costo es menor a uno, el proyecto es desfavorable, pues reporta que la tasa aplicada no cubre los costos. La relación beneficio costo obtenido para un proyecto particular se compara con la obtenida en otros proyectos para fines de decisión dentro del contexto del sector. Con esta relación se puede conocer la efectividad con que aumentan los ingresos de una compañía, negocio, etc.

Eficiencia de la inversión.- A diferencia de la relación beneficia- costo, este indicador se enfoca en el capital que se invierte en el proyecto, es decir, toma el valor de las ganancias netas entre las inversiones efectuadas para determinar cuales son los beneficios económicos que conllevan las inversiones realizadas.

Periodo de recuperación.- Se define el tiempo en el cual los beneficios o utilidades futuras del proyecto cubren el monto de inversión (generalmente medidos en años). En este caso, es conveniente que los casos ficticios no se incluyan, tales como depreciación y amortizaciones, ya que si estos son incluidos reducen el plazo y por lo tanto el resultado final. Además de un criterio de rentabilidad es de un criterio de liquidez y puede ser importante en caso de cierta inestabilidad económica o por motivos muy específicos⁵.

Límite económico.- El límite económico es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación; es decir,

usualmente refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar operaciones de la propiedad ya no es comercialmente rentable.

5.1.3 FUNDAMENTOS DE PROBABILIDAD PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y DE RIESGO

Antes de realizar una evaluación económica es indispensable conocer aspectos fundamentales o terminología que se utiliza comúnmente. Anteriormente se revisó el análisis de sensibilidad, que es un concepto que no se limita al análisis económico, el análisis de sensibilidad, como se vio, se puede aplicar en innumerables ejemplos ajenos a la economía, así mismo, los demás conceptos como puede ser el análisis de decisión o de riesgo no se encierran solo en la economía, también pueden ser utilizados en otras industrias y otras áreas de las mismas, por ejemplo, en el caso del volumen original de un campo se puede realizar un análisis de sensibilidad para observar y localizar cuales son las variables que más impactan y desde ese punto sugerir donde podría ir enfocada mayor inversión para reducir esa incertidumbre; posteriormente se le puede realizar un análisis de riesgo al compararlo con otros proyectos u otros campos para observar cuales de estos me pueden dar una mayor reserva pero al mismo tiempo verificar el riesgo de que los datos sean negativos a lo que esperamos. De esta manera se mejora la toma de decisiones al tener mayores herramientas que respalden al evaluador y la probabilidad de éxito se incrementa significativamente.

Probabilidad.- El termino probabilidad se refiere al estudio de la aleatoriedad y la incertidumbre. En cualquier situación donde podría ocurrir uno o varios resultados posibles, la teoría de la probabilidad proporciona métodos para cuantificar las probabilidades relacionadas con varios resultados.

Incertidumbre es una situación en la cual no se conoce completamente la probabilidad de que ocurra un determinado evento; si el evento en cuestión es un proyecto de inversión, por ejemplo, no es posible conocer con certeza el retorno que el mismo produciría en un periodo dado. La incertidumbre significa entonces, en economía, impredecibilidad o previsión imperfecta de los sucesos futuros⁶.

5.1.3.1 MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

Los resultados visuales de datos son herramientas excelentes para obtener impresiones y puntos de vista preliminares. El análisis más formal de los datos requieren calcular e interpretar medidas de resumen numéricas; es decir, a partir de los datos, se intenta extraer varias cantidades de resumen: números que puedan servir para caracterizar el conjunto de datos y mostrar algunas de sus propiedades sobresalientes.

La media.- Para un determinado conjunto de números $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, la medida de tendencia central más familiar y útil es la media o promedio aritmético del conjunto. Debido a que casi siempre se consideran a las x_i como partes constituyentes de una muestra, se hace referencia al promedio aritmético como la media muestral y se denota por \bar{X} . La Ecuación V-3 representa este concepto:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

Ecuación V-3 Media.¹

Donde:

\bar{X} = media.

x_i = muestra de valores.

n = numero total de observaciones.

Es importante hacer referencia a las notaciones para la media. La media verdadera de una población suele indicarse con una μ , en tanto que la media de una muestra se representa por \bar{X} . Los valores de \bar{X} y μ son iguales cuando la muestra corresponde, de hecho a la población finita total, en este caso se emplea cualquiera de ambos símbolos⁶.

La mediana.- La palabra mediana es sinónimo de mitad, y la mediana muestral es de hecho el valor medio cuando las observaciones se ordenan de menor a mayor. Se emplea el símbolo \hat{x} para representar la mediana muestral.

Moda.- Es el valor de las observaciones que se presenta con más frecuencia. Al igual que la mediana, la moda se ve menos afectada por los valores extremos que la media. Algunas distribuciones de frecuencia presentan más de una moda, lo cual resulta poco común en el trabajo experimental.

Cuantiles.- Así como la mediana divide un conjunto de observaciones de tal forma que el 50% de ellas quedan por debajo y el 50% restante por encima de la mediana, es posible considerar otros puntos que dividan las observaciones en un cierto número de partes iguales, los cuales se conocen con el nombre de cuantiles.

5.1.3.2 MEDIDAS DE DISPERSIÓN

La medida más sencilla de la variabilidad en una muestra es el rango o recorrido, que es la diferencia entre los valores máximo y mínimo en la muestra. Sin embargo, una desventaja en el recorrido es que depende sólo de las dos observaciones más extremas, y no toma en cuenta las posiciones de los $n-2$ valores restantes⁶.

Las principales medidas de variabilidad tienen que ver con las desviaciones a partir de la media. Es decir, las desviaciones respecto a la media se obtienen restando \bar{X} de cada una de las n observaciones de la muestra. Una desviación es positiva si la observación es mayor que la media y negativa si es menor que la media. Si es pequeña la magnitud de las desviaciones, entonces todas las x_i están cerca de la media y hay poca variabilidad. Por otro lado, si algunas de las desviaciones son de magnitud grande, entonces alguna de las x_i quedan lejos de \bar{X} , lo que indica una mayor cantidad de variabilidad.

Varianza.- La varianza, representada por σ^2 , de un conjunto de n observaciones, $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, se define como la suma de los cuadrados de las desviaciones de las observaciones

respecto a la media (μ), entre el número total de observaciones (n). La desviación respecto de la media para cada observación se expresa por medio del término $(x_i - \mu)$, a esta desviación se le conoce como residuo. Se expresa con la Ecuación V-4:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n [(x_i - \mu)^2]}{n - 1}$$

Ecuación V-4 Varianza.¹

Donde

σ^2 = Varianza, siempre es positiva

μ = media

n = número total de observaciones

x_i = valor de la observación

Desviación estándar.- Si bien la varianza es una medida fundamental de dispersión, no es del todo práctica y conveniente. Más aún, muchas características numéricas de las distribuciones se expresan en términos de la raíz cuadrada de la varianza. Así, la desviación estándar se define como la raíz cuadrada de la varianza. Como la varianza es siempre positiva, entonces la desviación estándar también lo es.

La expresión de la Ecuación V-5 es:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(x_i - \mu)^2] / (n - 1)}$$

Ecuación V-5 Desviación estándar.¹

Donde:

σ = Desviación estándar

x_i = Muestra de valores

μ = Media

n = Número total de observaciones

Coefficiente de variación.- Como se mencionó, la desviación estándar se expresa en las mismas unidades que la variable original X , sin embargo, para diversos fines es conveniente expresar la dispersión de los resultados en forma porcentual.

Para lograr esto, se calcula la relación de la desviación estándar con respecto a la media y se definirá el coeficiente de variación (V) con la Ecuación V-6:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{X}} * 100$$

Ecuación V-6 Coeficiente de variación.¹

Donde:

V = Coeficiente de variación

σ = Desviación estándar

\bar{X} = Media

5.1.3.3 DISTRIBUCIONES PROBABILÍSTICAS

Se define a un experimento como el proceso que culmina con la toma de una medición. La mayoría de los experimentos pueden relacionarse con una medición numérica que varía al considerar distintos puntos muestrales siendo esta una variación aleatoria. La medición es llamada una variable aleatoria si el hecho de que tome un valor particular es en sí mismo un evento aleatorio⁵.

Una medición obtenida de un experimento da un valor específico de la variable aleatoria de interés, que por otro lado, representa una medición extraída aleatoriamente de una población.

Para calcular, por ejemplo, la probabilidad de que los valores observados hayan ocurrido e identificar aquella población para la cual la probabilidad de haber observado esta muestra en particular sea la más alta, se requiere conocer la distribución de probabilidad de la variable aleatoria en cuestión.

Las variables aleatorias se clasifican en dos tipos: Discretas y Continuas.

Variables aleatorias discretas.- Una variable aleatoria discreta es una variable aleatoria cuyos valores posibles constituyen un conjunto finito, o bien se pueden listar en una secuencia infinita en la que hay un primer elemento, un segundo elemento, etcétera⁶. Las variables se representan a través de la gráfica de distribuciones discretas mostrada en la Figura V-1. Las distribuciones discretas se aplican a variables tales como el número de pozos secos o exitosos.

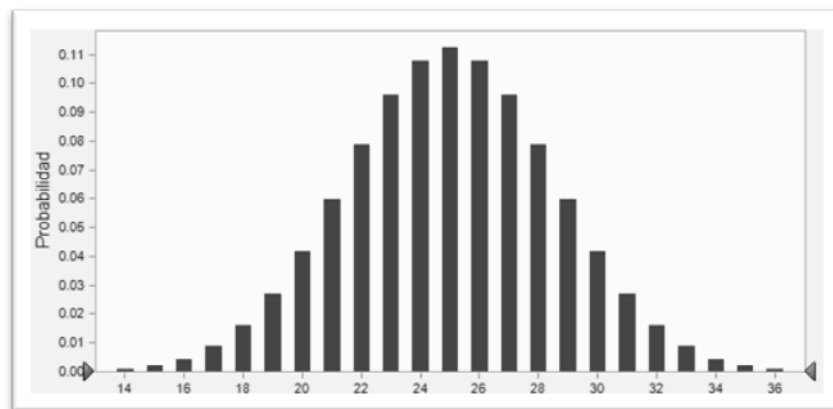


Figura V-1 Distribución discreta.¹

Variables aleatorias continuas.- Una variable aleatoria es continua si su subconjunto de valores posibles consiste en un intervalo completo en la recta numérica. Este tipo de valores se representan a través de las gráficas de distribuciones continuas ejemplificadas en la Figura V-2. Las distribuciones continuas se aplican a variables como porosidad o precio.

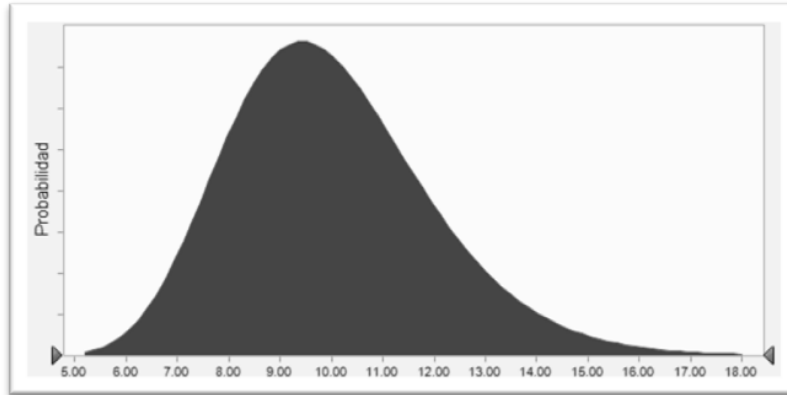


Figura V-2 Distribución continua.¹

Sesgo o asimetría.- Medida estadística que describe la simetría de la distribución alrededor de un promedio. Si el sesgo es igual a cero, la distribución es simétrica; si el sesgo es positivo la distribución tendrá una cola asimétrica extendida hacia los valores positivos. Un sesgo negativo indica una distribución con una cola asimétrica extendida hacia los valores negativos.

La moda es el valor correspondiente al punto más alto de la curva; la mediana divide al área bajo la curva en dos mitades y la media pasa por el centroide del área. La mediana se encuentra entre la media y la moda, o bien, coincide con ellas. Cuando los tres promedios no coinciden, se dice que la curva de distribución de frecuencias es sesgada o asimétrica. Es sesgada hacia la derecha, como se muestra en la Figura V-3, cuando la mediana está a la derecha de la moda, es decir, cuando la cola derecha de la curva (en sentido en que aumentan los valores) es más larga que la de la izquierda. También se dice que dicha curva está sesgada positivamente.

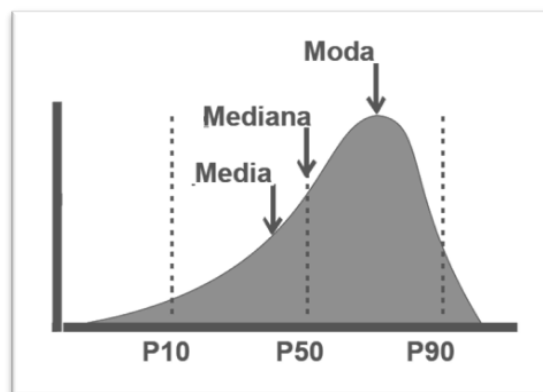


Figura V-3 Curva de distribución de frecuencias sesgada positivamente.¹

Es interesante destacar que en el caso de distribuciones asimétricas con cúspide muy aguda, la mediana constituye una útil medida de tendencia central. La asimetría suele ser resultado de causas naturales así como la selección de las observaciones. Muchas variables aleatorias están distribuidas de manera simétrica, es decir, la desviación de las observaciones con respecto a la media en una cantidad determinada ocurre con una frecuencia sensiblemente igual hacia arriba y hacia abajo. A esta distribución se dice que es simétrica o normal, donde la media, moda y mediana coinciden entre sí.

Curtosis.- Es una medida estadística que describe el apuntamiento o achatamiento de una cierta distribución con respecto a una distribución normal. La curtosis positiva indica una distribución relativamente apuntada, y la negativa indica una distribución relativamente achatada.

5.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se denomina análisis de sensibilidad el procedimiento por medio el cual se puede determinar cuánto se afecta (que tan sensible es) el estudio económico ante cambios en determinadas variables del proyecto.

El proyecto tiene una gran cantidad de variables, como son los costos totales, divididos como se muestra en un estado de resultados, ingresos, volúmenes de producción, tasa y cantidad de financiamiento, etcétera¹.

Una vez que en los escenarios han sido determinadas varias variables se determina cuál de éstas tienen el mayor impacto en el indicador de interés. Por ejemplo se puede encontrar que la variabilidad en la producción produce una significativa extensión del VPN. Al mismo tiempo los diferentes costos de operación pueden tener un efecto insignificante en el VPN⁷. Una vez que se obtienen cuales son las variables que mayor impacto tienen en los valores de medición a estudiar, se pueden enfocar los estudios a esas variables y tomar en segundo plano las variables que menor impacto tienen.

5.1.4.1 ESCENARIOS

Cuando decimos que tan cierto es algo, normalmente damos estimados, alto, base y bajo. El estimado Base es generalmente el estimado para el valor más común. La estimación del nivel alto y bajo es más difícil: el rango debe ser lo suficiente amplio para capturar más posibilidades, pero no tanto como para que el rango carezca de sentido. El rango de las incertidumbre capturadas debe ser comparable para todas las variables (se recomienda el percentil P10 y P90).

Cuando se distribuyen los pronósticos siempre hay un grado de incertidumbre. Algo en que confiar es la “mejor conjetura” estimada para todas las variables. Es solamente recomendable para proporcionar un rango de escenarios por varios pronósticos. Esto finalmente será alto, base y bajo estimados por P10, P50 y P90 que corresponde al 10%, 50% y 90% de probabilidad acumulada de una variable⁷.

5.1.4.2 DIAGRAMA DE TORNADO

Un diagrama de tornado, mostrado en la Figura V-4, proporciona una representación visual de las variables que tienen mayor impacto en el valor de medición.

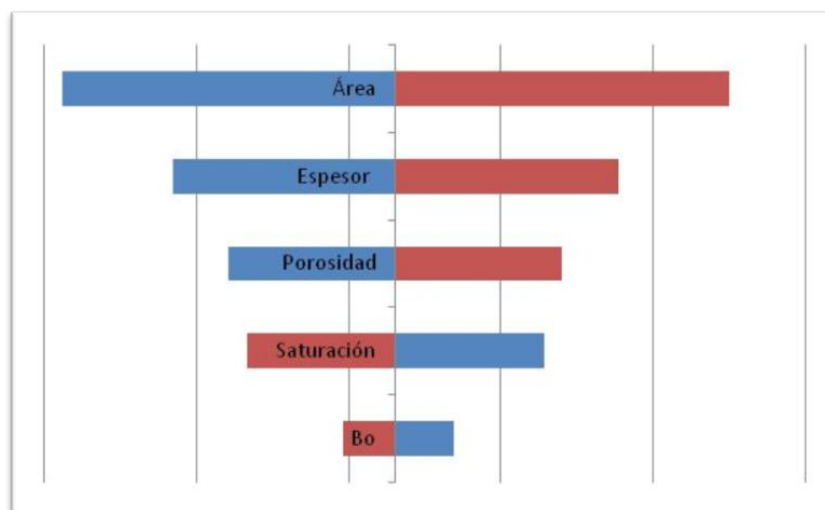


Figura V-4 Diagrama de tornado.

Para crear un diagrama de tornado se tiene lo siguiente⁷:

1. Calcular el valor medio (VM) usando el estimado de base de todas las variables.

2. Calcular el VM usando el estimado alto y bajo de cada variable.
3. Calcular el cambio en el VM entre bajo y alto para cada variable.
4. Graficar cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior.

En los escenarios del diagrama, muestra las variables de mayor impacto, en parte superior el Área y el Espesor, y en la parte inferior el Bo.

Variable: un parámetro incierto que afecta el resultado de un cálculo, por ejemplo, precio de aceite, costo de operación, espesor neto, etc.

Valor de Medición (VM): el resultado de un cálculo, por ejemplo, VPN, TIR, reserva recuperable, etc.

5.1.5 ANÁLISIS DE DECISIÓN

Las decisiones en la industria petrolera y el gas determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año. La complejidad de una decisión puede variar desde una simple pregunta, al modo de Shakespeare, (perforar o no perforar) hasta niveles que requieren gran detalle. Algunas de las decisiones más extraordinarias determinan la oferta máxima por una concesión, el mejor proceso de desarrollo para un determinado bien, la prioridad de perforación en el marco de opciones de exploración de una compañía, el momento de incrementar la capacidad operativa de una instalación, o la decisión de firmar un contrato de suministro a corto o largo plazo⁸.

Análisis del Árbol de Decisiones.- El análisis del árbol de decisiones es una manera de encuadrar y resolver situaciones complejas que requieren la toma de una decisión. La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar. La etapa de definición incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado al final. Para acelerar el proceso, las decisiones que se pueden dilatar se posponen, de modo que la información futura pueda ayudar al proceso de toma de decisión.

Captar la esencia de un problema mediante la determinación de cuáles son los factores más importantes o de mayor impacto, ayuda a que quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel importante en el resultado. Un análisis de sensibilidad como éste, permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión. Por ejemplo, una decisión puede depender de seis factores: precio del petróleo, volumen del petróleo, precio del gas, volumen del gas, erogaciones del capital y costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores⁸.

Los arboles de decisión son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como la secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se representan como puntos, o nodos, y los resultados, como ramas que salen de cada nodo. Los nodos pueden ser de decisión (en los cuales quien toma la decisión decide que rama seguir), o nodos de incertidumbre, donde el resultado estará determinado por varias posibilidades. A cada rama se le asocia el valor monetario que se espera del resultado. Un elemento común en el árbol de decisiones es el nodo de incertidumbre de tres ramas en donde podemos tener diferentes escenarios de tipo Alto, Base y Bajo. Este tipo de nodo se utiliza normalmente para representar una variable continua de forma simplificada, y para que el Valor Esperado tenga sentido se debe tener cuidado en la selección de probabilidades, para esto es recomendable usar la Regla de Swanson:

- 30% de Probabilidad de ocurrencia de P90.
- 40% de Probabilidad de ocurrencia de P50.
- 30% de Probabilidad de ocurrencia de P10.

5.1.6 ANÁLISIS DE RIESGO

Tanto los ingenieros como los matemáticos y expertos en otras disciplinas, han ideado diversas herramientas que nos permiten comprender las incertidumbres, y evaluar y mitigar los riesgos. En la industria del petróleo y el gas abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento, sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero, tal vez gran parte de ellos, no recurren a estas nuevas técnicas.

Árbol de decisión en el análisis de riesgo.- Existe una considerable relación entre arboles de decisión y simulación de Monte Carlo, ambos modelan incertidumbre, calculan valor esperado y consideran rangos de resultados. Los arboles de decisión usan los valores de los resultados y sus probabilidades asociadas para determinar un promedio ponderado. Éste es el valor esperado del árbol. El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades, de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo.

Los arboles de decisión son rápidos de calcular cuando relativamente pocas incertidumbres están involucradas, por esta razón es importante realizar el análisis de sensibilidad antes de elegir que método de análisis de riesgo (árbol de decisión ó simulación de Monte Carlo) aplicar, debido a que para un gran número de variables de entrada, el numero de cálculos requeridos para el árbol de decisión se vuelve tedioso y la ramificación del árbol se expande considerablemente, complicando su análisis. Para este caso la simulación de Monte Carlo se vuelve práctica.

A través del árbol de decisión se puede obtener graficas de distribución de probabilidad discreta y gráficas de probabilidad acumulada, las cuales son herramientas muy usada para entender los resultados de un árbol de decisión y obtener los principales parámetros probabilísticos y económicos para el análisis de riesgo. Una grafica de probabilidad acumulada es una herramienta muy usada para entender los resultados de un árbol de decisión. Para generar una gráfica de probabilidad acumulada se tiene que:

- Ordenar los posibles resultados de mayor a menor.
- Graficar la probabilidad del resultado más bajo contra su valor.
- Para el próximo, graficar su probabilidad más la probabilidad previa contra su valor.
- Repetirlo para todos los puntos.

Es importante saber que la lectura de la gráfica de probabilidad acumulada se realiza a través de rangos de valores. Para obtener probabilidades de valores puntuales se utilizan las graficas de distribuciones continuas o discretas.

Simulación de Monte Carlo.- La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como

consideraciones secundarias. Lo más importante, es que incorpore el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta: Si alguna cosa ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posibles? La técnica genera la probabilidad en función de las relaciones de valor para los parámetros claves. Se puede utilizar para responder preguntas técnicas-¿cuál es el rango de reservas recuperables y económicas de hidrocarburos en esta región?-¿Cuál es la probabilidad de que el VPN de este proyecto potencial exceda el objetivo de \$X millones? Resulta más fácil ver cómo funciona la simulación de Monte Carlo cuando se examina la tarea relativamente más directa de determinar las reservas recuperables de un posible prospecto subterráneo⁹.

Durante una simulación de Monte Carlo, números son generados aleatoriamente para cada variable de entrada, el muestreo es realizado, por lo que las áreas de alta densidad de probabilidad son escogidas más frecuentemente que áreas de baja densidad de probabilidad. En el análisis de Monte Carlo, el valor esperado es calculado tomando la media de todos los resultados. No hay ponderación por probabilidad debido a que el muestreo de las distribuciones de entrada cumple con eso.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN DE RAS FANAR

El objetivo de realizar un análisis económico más completo es dar las herramientas suficientes para que el ingeniero tome una decisión más acertada al tener más elementos que sustenten su decisión. Además del valor presente neto en un proyecto existen diversos parámetros que permiten realizar un análisis económico integral, como se ha visto a lo largo de este capítulo.

A continuación se presentará el análisis económico del campo Ras Fanar, así como el desarrollo con el que se obtienen los parámetros económicos para la toma de decisiones. Para esto se utilizan diversos software que permiten el manejo de la información de una forma fluida permitiendo al ingeniero un ahorro de tiempo considerable, el software a usar para estos propósitos es Excel y un complemento para esta herramienta que permite desarrollar los arboles de decisiones, el complemento es Presicion Tree de la compañía Palisade, una de las funciones de esta herramienta permite crear un gráfico de perfil de riesgo que compara los pagos y el riesgo de las diferentes opciones de decisión. Este despliega gráficos de

probabilidad y acumulados que muestran las probabilidades de los diferentes resultados alternativos y el de un resultado menor o igual al determinado valor de certeza¹⁰.

A continuación se describirá el proceso para el análisis económico:

5.2.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Para la elaboración de este análisis económico se toman los datos del campo Ras Fanar, utilizados por Nagib y Bayoumi (2000) para la selección de los sistemas artificiales de dicho campo; estos datos corresponden a la Tabla III-8 donde se desglosan los precios de cada uno de los componentes del equipo de fondo para el bombeo neumático, la Tabla III-9 donde se resumen los costos de instalación del bombeo neumático, la Tabla III-10 de la cual se obtienen los costos de instalación del BEC, la Gráfica III-12 donde se muestran los costos variables con respecto al tiempo de cada uno de los sistemas artificiales y la Gráfica III-13 donde se ilustra el pronóstico de producción de cada método de levantamiento artificial a estudiar, también se toman en cuenta los costos fijos, así como los costos por el tratamiento del aceite de cada uno de los métodos que los autores describen en este caso.

Todo lo anterior se desarrolla en la Tabla V-1 y la Tabla V-2 donde se obtienen los principales indicadores económicos como el VPN, flujos de efectivo y relación beneficio costo de cada sistema artificial propuesto.

En la Tabla V-1 y la Tabla V-2 se muestra el desarrollo económico tanto del bombeo neumático como el del bombeo electrocentrífugo, éste fue desarrollado en una hoja de Excel y se compone de 10 columnas, la producción, los costos fijos y variables así como el ingreso operativo. Estos fueron tomados de las tablas y gráficos antes mencionadas y ordenados de acuerdo los supuestos realizados para la simulación de producción de cada sistema artificial, presentado en la Tabla III-7, con el propósito de realizar una evaluación económica coherente de acuerdo a su simulación.

Año	Producción Aceite MBLS/Año	Precio DLS/BBL	Ingreso MDLS	Costos Variables MDLS/año	Costos Fijos MDLS/año	Ingreso Operativo MDLS	Inversiones MDLS	Flujo de Efectivo MDLS	VPN [MDLS]
1	9,300	100	930,000	17,670	50	929,950	9,750	902,530	805,830
2	14,100	100	1,410,000	26,790	50	1,409,950	0	1,383,160	1,102,647
3	10,600	100	1,060,000	23,320	50	1,059,950	0	1,036,630	737,853
4	8,200	100	820,000	23,780	50	819,950	0	796,170	505,980
5	3,500	100	350,000	13,300	50	349,950	0	336,650	191,024
6	3,400	100	340,000	14,280	50	339,950	0	325,670	164,995
7	2,400	100	240,000	12,960	50	239,950	0	226,990	102,679
8	1,200	100	120,000	7,680	50	119,950	0	112,270	45,344
9	1,100	100	110,000	8,690	50	109,950	0	101,260	36,515
10	1,000	100	100,000	8,500	50	99,950	0	91,450	29,444
11	800	100	80,000	8,800	50	79,950	0	71,150	20,454
12	730	100	73,000	9,198	50	72,950	0	63,752	16,364
Σ	56,330		5,633,000	174,968	600		9,750	5,447,682	3,759,129
Eficiencia de la inversión		385.55							

Tabla V-1 Desarrollo económico y resultados del bombeo electrocentrífugo en el campo Ras Fanar.

Año	Producción Aceite MBLS/Año	Precio DLS/BBL	Ingreso MDLS	Costos Variables MDLS/año	Costos Fijos MDLS/año	Ingreso Operativo MDLS	Inversiones MDLS	Flujo de Efectivo MDLS	VPN MDLS
1	9,900.00	100	990,000	13,860	7,735	982,265	11,200	957,205	854,647
2	12,900.00	100	1,290,000	19,350	7,735	1,282,265	0	1,262,915	1,006,788
3	11,800.00	100	1,180,000	18,880	7,735	1,172,265	0	1,153,385	820,957
4	9,400.00	100	940,000	16,920	7,735	932,265	0	915,345	581,718
5	8,000.00	100	800,000	15,200	7,735	792,265	0	777,065	440,928
6	5,000.00	100	500,000	12,000	7,735	492,265	0	480,265	243,317
7	3,500.00	100	350,000	11,200	7,735	342,265	0	331,065	149,757
8	2,400.00	100	240,000	12,240	7,735	232,265	0	220,025	88,864
9	2,300.00	100	230,000	14,720	7,735	222,265	0	207,545	74,843
10	900.00	100	90,000	7,560	7,735	82,265	0	74,705	24,053
11	800.00	100	80,000	8,640	7,735	72,265	0	63,625	18,291
12	730.00	100	73,000	10,220	7,735	65,265	0	55,045	14,129
Σ	67,630		6,763,000	160,790	92,820		11,200	6,498,190	4,318,292
Eficiencia de la inversión		385.56							

Tabla V-2 Desarrollo económico y resultados del Bombeo neumático en el campo Ras Fanar.

No se obtuvo al TIR debido a que al solucionar el polinomio el resultado será indeterminado debido a que todos los valores son positivos.

5.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez obtenido los parámetros de VPN, Flujo de Efectivo y eficiencia de inversión se procede a realizar el análisis de sensibilidad. Para desarrollar este procedimiento se utiliza Excel dando como resultados la Tabla V-3 y la Tabla V-4 donde el análisis de sensibilidad y de riesgo se efectúa al flujo de efectivo de cada escenario.

Variación [%]	Variable	Bajo [DLS]	Base [DLS]	Alto [DLS]	Mínimo [DLS]	Máximo [DLS]
10.00%	Producción [BBL]	60,867,000.00	67,630,000.00	74,393,000.00	5,821,890,000.00	7,174,490,000.00
30.00%	Precio [DLS/BBL]	70.00	100.00	130.00	4,469,290,000.00	8,527,090,000.00
10.00%	Costos [DLS]	228,249,000.00	253,610,000.00	278,971,000.00	6,523,551,000.00	6,472,829,000.00
20.00%	Inversiones [DLS]	8,960,000.00	11,200,000.00	13,440,000.00	6,500,430,000.00	6,495,950,000.00
	F.E	6,498,190,000.00				

Tabla V-3 Análisis de sensibilidad en el Flujo de efectivo del bombeo neumático del campo Ras Fanar.

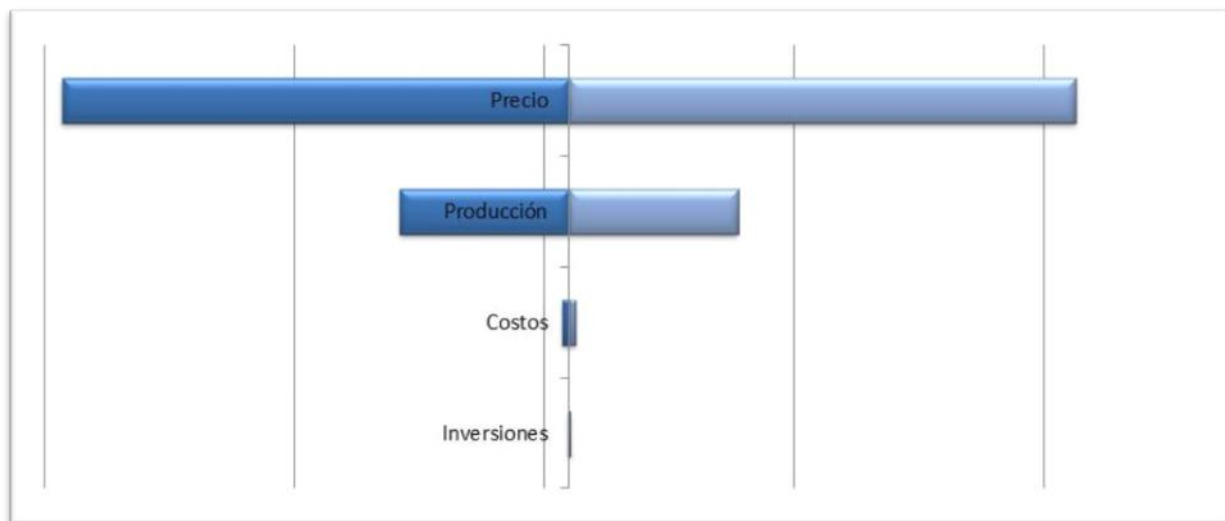
Variación [%]	Variable	Bajo [DLS]	Base [DLS]	Alto [DLS]	Mínimo [DLS]	Máximo [DLS]
10.00%	Producción [BBL]	50,697,000.00	56,330,000.00	61,963,000.00	4,884,382,000.00	6,010,982,000.00
30.00%	Precio [DLS/BBL]	70.00	100.00	130.00	3,757,782,000.00	7,137,582,000.00
10.00%	Costos [DLS]	158,011,200.00	175,568,000.00	193,124,800.00	5,465,238,800.00	5,430,125,200.00
20.00%	Inversiones [DLS]	7,800,000.00	9,750,000.00	11,700,000.00	5,449,632,000.00	5,445,732,000.00
	F.E	5,447,682,000.00				

Tabla V-4 Análisis de sensibilidad en el flujo de efectivo del bombeo electrocentrífugo del campo ras Fanar.

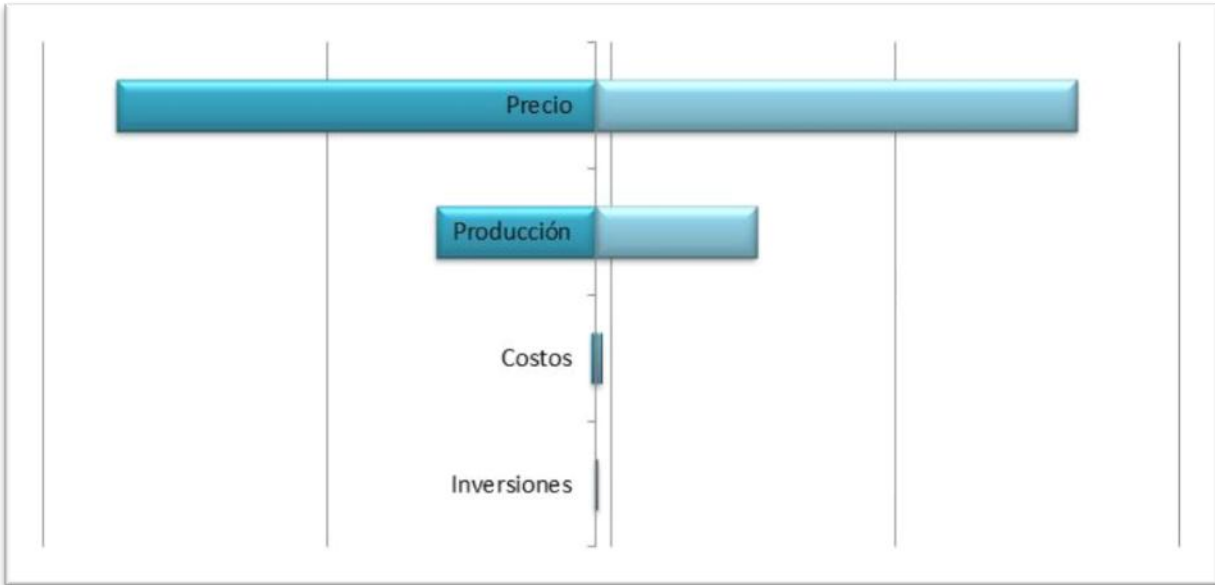
La variación de cada variable debe de ser lo suficientemente amplia para capturar más posibilidades, pero no tanto como para que el rango carezca de sentido. En el caso de la producción la variación es del 10% debido a que se considera 1P. Como se ha mencionado en capítulos anteriores, una de las características de las reservas 1P es que la seguridad de recuperar esas reservas es del 90%, por lo tanto existe una incertidumbre del 10% la cual es reflejada en el análisis de sensibilidad; en cambio en el precio del hidrocarburo existe mayor incertidumbre debido a que el precio es resultado de las condiciones políticas y económicas mundiales, por lo tanto, no se tiene cierto control, condicionando a una mayor incertidumbre en dicho precio, por lo que la SEC recomienda dar una variación del 30% al realizar el análisis de sensibilidad.

Para la obtención de los estimados máximos y mínimos se calcula el cambio en el valor de medición entre el bajo y el alto para cada variable, manteniendo en base las variables restantes. Por ejemplo, si se estima la sensibilidad de la variable producción en alto, la operación matemática se resolvería de la siguiente manera: Producción [Alto] + Precio [Base] – Costos [Base] – Inversiones [Base]. Una vez obtenido estos valores se procede a graficar los valores mínimos y máximos (tomando como valor central el flujo de efectivo base) para poder observar cuales son las variables que mayor impacto tienen.

Tanto en la Gráfica V-1y la Gráfica V-2 se observa que las variables que más afectan el resultado son el precio y la producción. Estas variables afectan hasta en un 99% con respecto a las demás variables. El diagrama de tornado no solo puede decir cual de las variables afectan al proyecto, también puede indicar a cual de las variables se les puede poner mayor atención, es decir, si se realiza un análisis de sensibilidad al volumen original de un campo y si las variables que más impactan son la porosidad y el espesor neto impregnado, se puede concluir que a estas variables se les tiene que invertir (a partir de estudios geofísicos como registro en los pozos) para reducir esta incertidumbre.



Gráfica V-1 Diagrama de Tornado del bombeo neumático del campo Ras Fanar.



Gráfica V-2 Diagrama de tornado del bombeo electrocentrífugo del campo ras fanar.

5.2.3 USO DE LAS INCERTIDUMBRES

Debido a que las incertidumbres de los dos escenarios son relativamente pocas se opta por realizar el análisis de riesgo a través del árbol de decisión, las variables con mayor incertidumbre son la producción y el precio, se le asigna a cada uno de los nodos de incertidumbre las probabilidades correspondientes; se mantiene como constantes en la operación los costos e inversiones (no existen nodos para estos dos casos) y se obtiene el árbol de la Figura V-5:

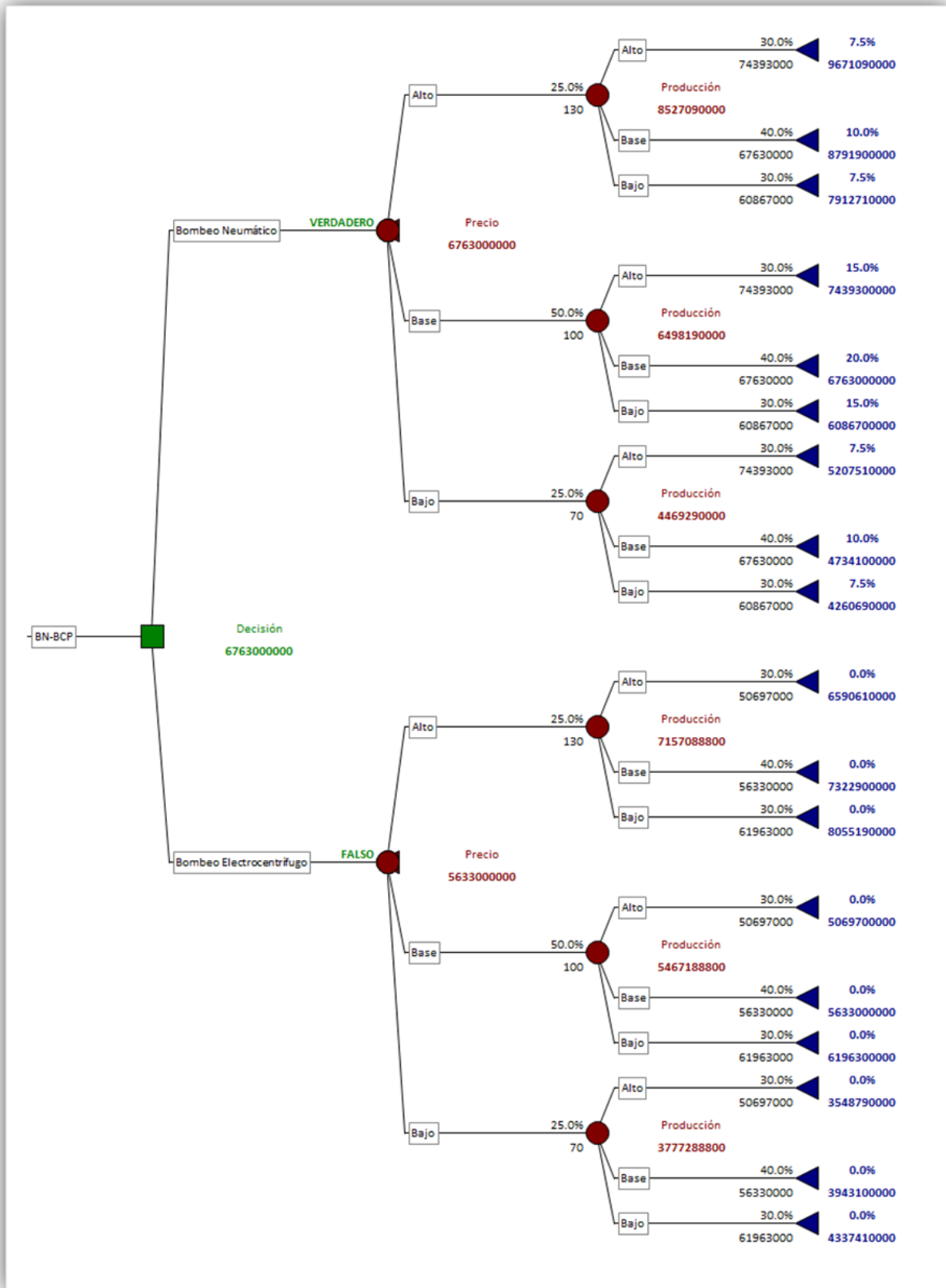


Figura V-5 Árbol de decisión del bombeo neumático y el bombeo electrocentrifugo del campo ras Fanar.

Este árbol está dividido en dos ramas principales ó nodo de decisión, éstos representan la decisión que necesita tomarse, en este caso el bombeo neumático o el bombeo electrocentrífugo; un ejemplo de este nodo se encuentra en la Figura V-6.

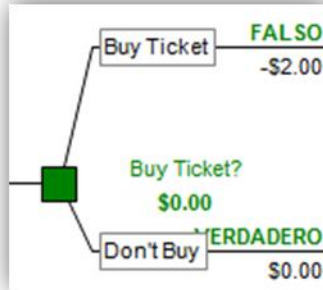


Figura V-6 Nodo de decisión.

Los nodos de incertidumbre, representados por la Figura V-7, simbolizan las incertidumbres no controladas, es decir, las incertidumbres que más afectan el diagrama de tornado. A su vez cuenta con los valores altos, bases y bajos (representado con un nodo de incertidumbre de 3 ramas).



Figura V-7 Nodo de incertidumbre.

Los nodos finales, representados en la Figura V-8, constituyen el resultado o estados de eventos que pueden realizarse.

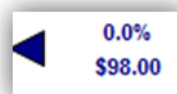
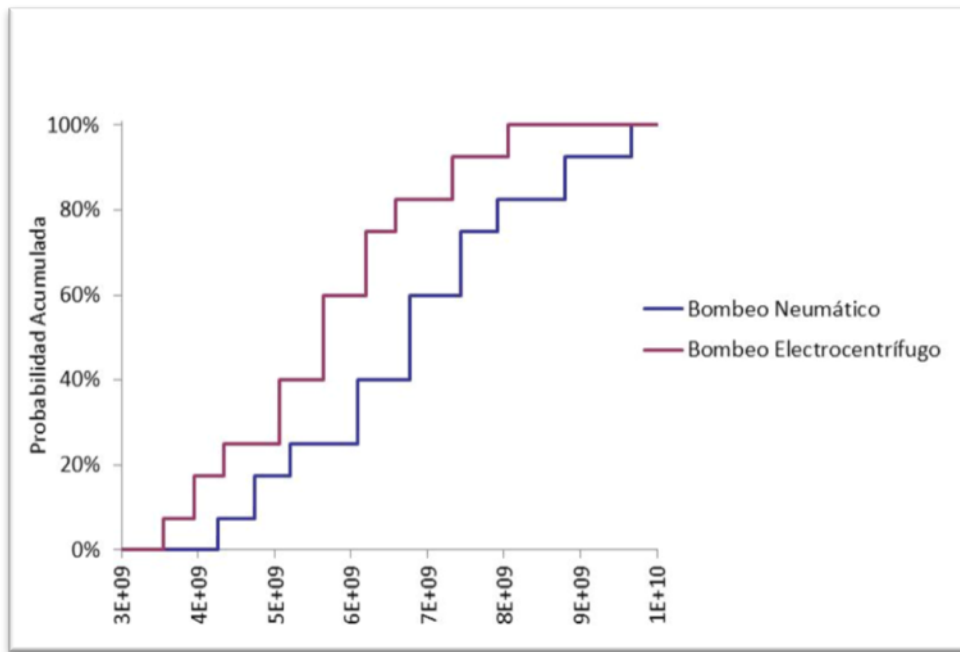


Figura V-8 Nodo final.

5.2.4 OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO

Para la obtención de los parámetros para el análisis de riesgo se le indica al programa que construya las graficas de probabilidad acumulada, así como el resumen estadístico donde se puede obtener el perfil de riesgo, esto se representa en la Tabla V-5 y la Gráfica V-3 . Estos parámetros constituyen el punto final de la obtención de datos para el posterior análisis económico y análisis de riesgo.



Gráfica V-3 Probabilidad acumulada vs flujo de efectivo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

Estadísticas	Bombeo Neumático	Bombeo Electrocentrífugo
Media [MMDLS]	6,763	5,633
Mínimo [MMDLS]	4,260.69	3,548.79
Máximo [MMDLS]	9,671.09	8,055.19
Moda [MMDLS]	6,763	5,633
Desviación Std. [MMDLS]	1,531.34	1,275.47
Sesgo	0.1395	0.1395
Curtosis	2.2416	2.2416

Tabla V-5 Resumen estadístico del árbol de decisión correspondiente al bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

5.2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El conjuntar, comparar y seleccionar el método de levantamiento artificial adecuadamente con base en toda la información reflejará el éxito o el fracaso del proyecto. Como se ha observado a lo largo del proceso de selección de los sistemas artificiales de producción para el campo Ras Fanar, se han descartado dos métodos de levantamiento artificial debido a que las condiciones técnicas del yacimiento-pozo-superficie no permiten su funcionamiento óptimo por lo que las opciones se redujeron a dos sistemas artificiales: el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo. Ciertamente en el proyecto original de selección de los sistemas artificiales de Ras Fanar se hace un breve estudio económico, descartando las ganancias netas que se tuviesen en cada uno de los sistemas artificiales y subrayando los costos e inversiones de cada método de levantamiento artificial. Una forma de conjuntar los costos, las inversiones y la producción es a través de flujo de efectivo o el valor presente neto.

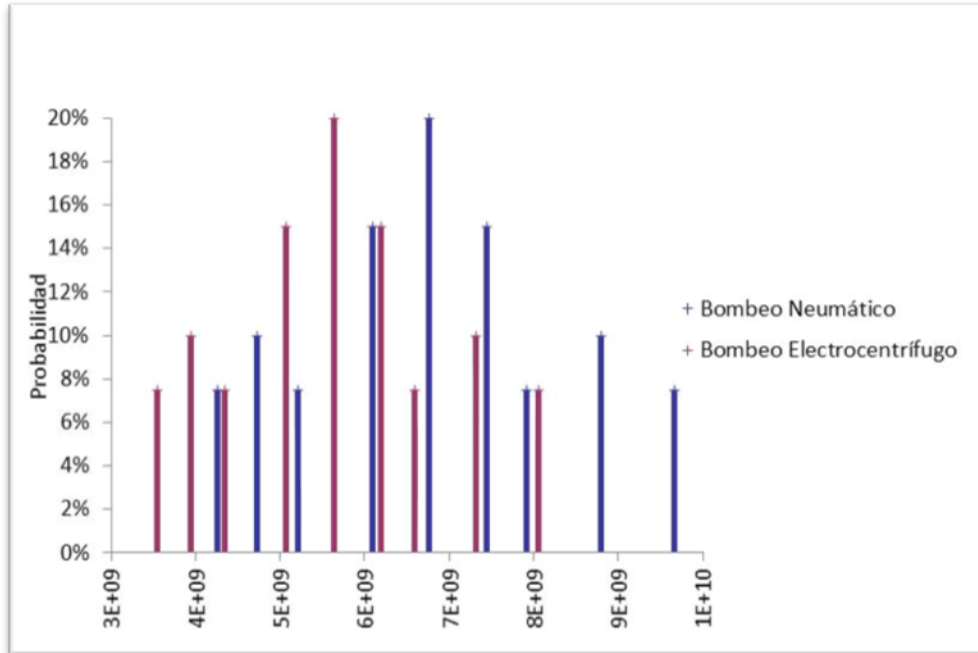
De la Tabla V-1y la Tabla V-2 se obtienen los primeros parámetros económicos, estos se resumen en la Tabla V-6 donde se observa que en el bombeo neumático, a pesar de que los costos e inversiones totales superan al bombeo electrocentrífugo, las ganancias son mayores por lo que a partir de éstos la opción del bombeo neumático es muy atractiva. En cambio la eficiencia de la inversión es muy similar en los dos proyectos, reflejan que de cada dólar que se invierta a cualquiera de los dos proyectos obtendremos aproximadamente \$386 DLS de ganancia, por lo que, en el aspecto de inversión, cualquiera de los dos proyectos es rentable.

	Bombeo Neumático	Bombeo Electrocentrífugo
VPN (12%) [MMDLS]	4,318.29	3,759.13
Flujo de Efectivo [MMDLS]	6,498.19	5,447.68
Eficiencia de la inversión	385.56	385.55

Tabla V-6 Resumen económico del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

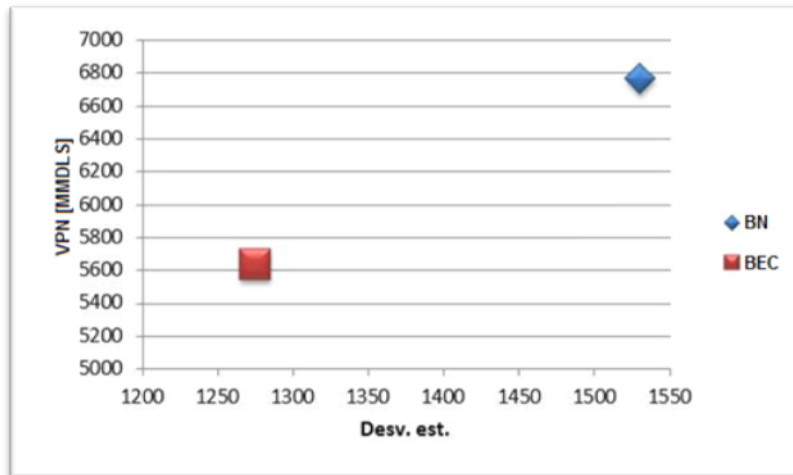
De la Gráfica V-3 se observa que en ningún momento los dos escenarios corren el riesgo de pérdida económica, además de que el bombeo neumático presenta una superioridad de producción en cada uno de los pronósticos de probabilidad.

La desviación estándar nos permite ver que tan disperso se encuentran los valores en una grafica de distribución, presentada en la Gráfica V-4. Esta dispersión valida la incertidumbre del proyecto, a mayor desviación estándar, mayor será la incertidumbre y viceversa.



Gráfica V-4 Distribución discreta del flujo de efectivo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

Una forma de comparar el riesgo de una cantidad considerable de proyectos es realizando una grafica de flujo de efectivo o valor presente neto contra la desviación estándar, representado en la Gráfica V-5, o semi-estándar (representa la desviación estándar de todos los valores menores a la media y puede ser usada como una medida de riesgo de la parte baja, esta dispersión es provocada por la incertidumbre de los valores que intervienen al realizar estos análisis.



Gráfica V-5 VPN contra riesgo del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

De acuerdo a la Tabla V-5 se observa que la desviación estándar más grande la establece el bombeo neumático, esto indica que el proyecto representa un riesgo mayor al del bombeo electrocentrífugo, pero la diferencia de ambas representan un 16%, por lo que podría o no constituir una diferencia considerable, según el criterio del evaluador. Otro de los puntos interesantes es la curtosis, la cual muestra un resultado positivo, este resultado refleja que la concentración de la frecuencia alrededor de la media y la zona central de la distribución es considerable, además que en ambos casos el sesgo es casi cero por lo que prácticamente la distribución se consideraría normal, con lo que se concluye que ambos escenarios se concentran en la media de sus respectivas gráficas.

Los parámetros más significativos se resumen en la Tabla V-7:

	Bombeo Neumático	Bombeo Electrocentrífugo
	[MMDLS]	[MMDLS]
F.E.	6,498.19	5,447.68
Media	6,763	5,633
Desviación Std.	1,531	1,275
P10	4,266.93	3,553.9
P50	6,458.63	5,379.45
P90	8,650.33	7,204.998

Tabla V-7 Resultados relevantes de la grafica de probabilidad acumulada del bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo del campo Ras Fanar.

Conjuntando toda la información económica se puede concluir que el bombeo neumático presenta una inversión atractiva para desarrollar del campo maduro Ras Fanar al presentar un flujo de efectivo y un VPN mayor al del bombeo electrocentrífugo, sin embargo, existe un riesgo mayor en el bombeo neumático. Al analizar los P10, P50 y P90 de ambos proyectos se observa que en las probabilidades correspondientes al bombeo neumático es siempre superior. El riesgo de pérdida económica de ambos proyectos es prácticamente nulo debido a que en la Gráfica V-3 nunca cruza los números negativos, pero el riesgo de una variación de resultados en el flujo de efectivo es mayor en el bombeo neumático. Como se propone en la metodología, la elección de los sistemas artificiales de producción no debe de considerar un solo aspecto (el técnico o el económico), debe de conjuntarse toda la información recabada, compararse y elegir el sistema artificial óptimo a las condiciones especificadas de los análisis antes mencionados.

La decisión depende totalmente del perfil de riesgo que decida manejar cada compañía, además de las políticas y la experiencia, en el caso de Ras Fanar se decidió por el bombeo electrocentrífugo por que permite una mayor flexibilidad en su producción debido a la incertidumbre que existía por parte de la compañía administradora del gas de inyección. Desde el punto de vista del análisis económico se puede concluir que el bombeo neumático presenta las condiciones más favorables para que sea aplicado. Una forma de reducir la incertidumbre que ofrece la adquisición del gas de inyección es a través de un contrato integral similar al caso del campo Whittier.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La probabilidad de encontrar un yacimiento o un campo de proporciones considerables en México y en el mundo es cada vez más remota y la demanda del hidrocarburo va en aumento año tras año, debido a esto la optimización de la producción de los campos maduros se ha convertido en una alternativa significativa hacia el incremento de las reservas.
- Cuando por falta de presión en el yacimiento ya no es posible restablecer el flujo de hidrocarburo y alcanzar las producciones óptimas (principal desventaja de los campos maduros), es recomendable aplicar un método de levantamiento artificial e incluso combinar éste con un método de recuperación secundaria o mejorada con el objetivo de restablecer su vida productiva.
- Dependiendo de las características de explotación del campo maduro a optimizar se determina cual es el método de levantamiento artificial que mejor desempeño tenga con las condiciones presentes.
- La gran ventaja de la toma de información a lo largo de la vida de producción de los campos maduros permite realizar una selección y diseño con mayor exactitud de los sistemas artificiales de producción.
- El análisis de sensibilidad en la producción de los sistemas artificiales permite ver si el método puede operar de forma óptima en caso de que condiciones de producción no programadas o cambios futuros en las mismas se presenten, esto se convierte en una herramienta de selección técnica que permite minimizar los riesgos de fallas o de ineficiencia de producción de los métodos de levantamiento artificial.
- El manejo de programas computacionales expertos permite optimizar el tiempo de diseño y manipular las condiciones de operación para ampliar el panorama del comportamiento de los sistemas artificiales, permitiéndole al ingeniero tomar las

decisiones óptimas para realizar un proyecto adecuado que permita maximizar la producción del pozo al menor costo.

- Las preselecciones de sistemas artificiales reducen los escenarios a solo los métodos que son adecuados para operar en las condiciones en que se pretenden emplear, permitiendo un ahorro importante de tiempo en el análisis y diseño.
- El diseño de los escenarios o preselecciones de sistemas artificiales de producción permite dar un estimado de producción y de las herramientas necesarias para posteriormente plasmar y comparar en un análisis económico los resultados de la aplicación de los mismos.
- El realizar un análisis económico que integre el análisis de riesgo permite darle al ingeniero una mayor cantidad de datos para elegir la mejor opción entre distintos escenarios de producción; en resumen, el ingeniero observa cual de los sistemas artificiales representa un riesgo de pérdida económica a pesar de que éste pueda presentar un valor presente neto mayor a los demás.
- La aplicación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial ha permitido incrementar el rendimiento de estos, optimizando la producción y reduciendo los costos en los campos maduros, convirtiéndolas en una nueva alternativa para su explotación.
- El uso compartido de los éxitos y fracasos con las compañías proveedoras al aplicar sistemas artificiales de producción permiten mejorar los presupuestos para la adquisición de equipos y reparación de los mismos, lo que a su vez beneficia al flujo de efectivo de proyectos para campos maduros.
- La aplicación y optimización de los sistemas artificiales de producción ha permitido incrementar la producción y la vida de diversos campos en México y en el mundo, incluyendo los campos heterogéneos y campos donde se aplican métodos de recuperación secundaria y mejorada.

- Existen diversos yacimientos heterogéneos como Chicontepec o la Cuenca del Golfo de San Jorge donde se aplican la mayoría de sistemas artificiales de producción, esto indica que, a pesar de esta heterogeneidad, existen métodos de levantamiento artificial para cada una de las condiciones de producción, permitiendo la maximización de la producción de hidrocarburos en el yacimiento.
- En Chicontepec, las macroperas autosustentables son una importante alternativa para la explotación de los campos maduros de esta cuenca, debido a que gracias a la aportación de gas del yacimiento usado como combustible (en algunos casos como gas de inyección) para su operación como característica principal, permite tener considerables ahorros económicos, pudiendo hacer rentable su operación y maximizando las ganancias económicas.

RECOMENDACIONES

- Es indispensable enfocarse en el incremento de las reservas y por ende de la vida de los campos y yacimientos marginales nacionales debido a que en México la mayoría de los campos pertenecen a esta categoría, los ritmos de producción actuales han disminuido y a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos que puedan aumentar o por lo menos estabilizar la caída de la producción nacional.
- La explotación de campos maduros con el empleo de sistemas artificiales de producción debe de considerarse como una alternativa fuerte y primordial para el incremento de las reservas.
- Es necesario conocer y comprender el funcionamiento, las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas artificiales de producción existentes con el propósito de poder realizar una selección primaria adecuada de los métodos que puedan desarrollarse con una buena eficiencia y con el mínimo de herramientas complementarias para minimizar los costos.
- La toma de información para la selección de los sistemas artificiales de producción debe ser lo más completa posible, considerando el yacimiento, el pozo y las instalaciones superficiales así como todo factor que afecte el funcionamiento de estos métodos.
- Toda información relacionada con el desempeño de los métodos de levantamiento artificial debe de ser recabada y actualizada en una solo base de datos con el objetivo de facilitar su diseño, optimización y análisis tanto en estudios presente como futuros.
- Es preciso tomar en cuenta en la preselección de los métodos de levantamiento artificial tanto los más comunes como los métodos innovadores que logren desempeñarse de manera óptima a las condiciones marginales del campo o yacimiento para asegurar el incremento en la producción y la vida del mismo.

- El aprovechamiento del gas que ofrecen los campos maduros, como la aplicación de macroperas autosustentables, deben ser considerados en cada proyecto con el propósito de poder inhibir costos de operación, aumentar las ganancias y volver rentables pozos que por condiciones económicas (egresos igualan o rebasan los ingresos) están cerrados.
- En el análisis económico la decisión no debe recaer únicamente en que método ofrece una menor inversión o cual método ofrece un mayor valor presente neto, se debe de realizar un análisis económico más exhaustivo donde permita ver, a través de mayores indicadores económicos, que método es el más óptimo.
- Se debe de integrar el análisis de riesgo a cada uno de los proyectos de implementación de sistemas artificiales a campos maduros, esta herramienta permite reducir la incertidumbre de decisión así como disminuye la incertidumbre de fracaso del proyecto.
- Para decidir que método de levantamiento artificial es el más adecuado, se tiene que integrar en un análisis final los elementos técnicos y económicos que ofrecen cada uno de los sistemas artificiales considerados.
- Para los campos maduros el análisis económico que integra el análisis de riesgo debe ser uno de los ejes fundamentales para la toma de decisiones debido a que regularmente donde se apliquen estos métodos de levantamiento artificial los ingresos estarán muy próximos a los egresos.
- Debido a los bajos gastos que presenta el yacimiento Chicontepec se debe tener un estricto cuidado en el diseño y selección de los métodos de levantamiento artificial, donde el principal propósito sea maximizar las ganancias y minimizar los costos y los riesgos. En caso de que la tecnología o las condiciones económicas no permitan la operación óptima de los sistemas artificiales se debe de considerar otras alternativas de inversión en pozos u otros campos maduros donde esa inversión sea maximizada.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS POR CAPÍTULO

CAPÍTULO I

REFERENCIAS TEXTUALES

1. Durán Ramos, José Francisco; Ruiz Torres, Juan. *Explotación de los Campos Maduros, Aplicaciones de Campo*. México, D.F. UNAM. 2009.
2. Garaicochea P., Francisco. *Comportamiento de los Yacimientos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 1987.
3. PEMEX Exploración y Producción. *Las reservas de Hidrocarburo en México*. 2011.
4. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers. *Petroleum Resources Management System*. 2009.
5. Chamorro, Alexander; Gil, Edison. *Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros*. ISH. 2009.
6. British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*. 2011.
7. Ahmed, Usman. *Making the Most of Maturing Fields*. Slb. 2009.
8. Rangel German, Edgar. *El potencial de la recuperación mejorada del petróleo en México*. Energía y Debate. 2011.

REFERENCIAS DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

1. Gerencia de Comunicación Social y Relaciones Públicas. *Tipos de Petróleo*. Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2011.
2. Durán Ramos, José Francisco; Ruiz Torres, Juan. *Explotación de los Campos Maduros, Aplicaciones de Campo*. México, D.F. UNAM. 2009.
3. PEMEX. *Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México*. México D.F. 2009
4. Sánchez Telesforo, Hugo Antonio. *Modelos que Incluyen los Mecanismos de Empuje por Gas Disuelto Liberado y Segregación Gravitacional, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad: Caso Chicontepec*. México, D.F. UNAM. 2007.
5. PEMEX Exploración y Producción. *Las reservas de Hidrocarburo en México*. 2011.

6. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers. *Petroleum Resources Management System*. 2009.
7. British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*. 2011.
8. Rangel German, Edgar. *El potencial de la recuperación mejorada del petróleo en México*. Energía y Debate. 2011.
9. PEMEX Exploración y Producción. *Principales Proyectos de E&P: Campos Maduros*. 2011.

CAPÍTULO II

REFERENCIAS TEXTUALES

1. Chavira Gonzalez, Azucena, y Claudio Mario Vera Pérez. *Prácticas de Laboratorio de Computo para el Diseño de Sistemas Artificiales de Producción*. México DF. UNAM. 2010.
2. Maldonado Jarquin, Noe; Mar Álvarez, Cesar Alejandro. *Análisis e Incertidumbre en la Instalación de Sistemas Artificiales*. México DF. UNAM. 2006.
3. Brown, K. E. *The Technology of Artificial Lift*. Tulsa: Petroleum Publishing Co, 1980.
4. Gómez Cabrera, José Ángel. *Producción de pozos 1*. México, DF. UNAM, 1985.
5. Flores Mondragón, Jesús Salvador. *Análisis y Diseño del Bombeo Neumático Intermitente Mediante un Simulador*. México DF. UNAM. 1992.
6. Gonzalez Maya, Liliana Simona. *Apuntes de Terminación de Pozos*. México DF. UNAM. 2005.
7. James, F. Lea, y V. Nickens Henry. *Selection of Artificial Lift*. Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 1999.
8. Santos Hernández, Jesús. *Bombeo mecánico, unidad hidroneumática Tieben*. 2010.
9. Weatherford. *Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga*. 2007.
10. <http://www.nov.com>
11. Dunn, L. J., y T.A. Zahacy. *Progressing Cavity Pumping System Application in Heavy Oil Production*. Alberta: Society of Petroleum Engineers. 1995.
12. Trujillo Tamez, Samuel Iván. *Incremento de la producción en pozos de gas con la aplicación del émbolo viajero*. México DF. UNAM. 1999.

13. Saputelli, L. *Combined Artificial Lift System – An Innovative Approach*. SPE. 1997.
14. Borja, Hubert; Castaño, Ricardo. *Production Optimization by Combined Artificial Lift System and Its Application in Two Colombian Fields*. SPE. 1999.

REFERENCIAS DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

1. James, F. Lea, y V. Nickens Henry. *Selection of Artificial Lift*. Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 1999.
2. Brown, K. E. *The Technology of Artificial Lift*. Tulsa: Petroleum Publishing Co, 1980.
3. Gonzalez Maya, Liliana Simona. *Apuntes de Terminación de Pozos*. México DF. UNAM. 2005.
4. Chavira Gonzalez, Azucena, y Vera Pérez, Claudio Mario. *Prácticas de Laboratorio de Computo para el Diseño de Sistemas Artificiales de Producción*. México DF. UNAM. 2010.
5. Santos Hernández, Jesús. *Bombeo mecánico, unidad hidroneumática Tieben*. 2010.
6. Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de la Materia de Sistemas Artificiales de Producción*. 2010.
7. Márquez, Luis Enrique. *Métodos de Producción*. 2007.
8. Borja, Hubert; Castaño, Ricardo. *Production Optimization by Combined Artificial Lift System and Its Application in Two Colombian Fields*. SPE. 1999.

CAPÍTULO III

REFERENCIAS TEXTUALES

1. James, F. Lea, y V. Nickens Henry. *Selection of Artificial Lift*. Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 1999.
2. Brown, K. E. *The Technology of Artificial Lift*. Tulsa: Petroleum Publishing Co, 1980.
3. Ramírez Sabag, Jetzabeth. *Productividad de Pozos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2008.
4. Naguib, M.A; Bayoumi, A; El-Emam, N; El-Battrawy, A; *Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field*. SPE. 2000.
5. Mora, O; Sartzman, R.A.; Saputelli, L. *Maximizing Net Present Value in Mature Gas-lift Fields*. SPE. 2005.

REFERENCIAS DE FIGURAS, GRÁFICAS, TABLAS Y ECUACIONES

1. Ramírez Sabag, Jetzabeth. *Productividad de Pozos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2008.
 2. Naguib, M.A; Bayoumi, A; El-Emam, N; El-Battrawy, A; *Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field*. SPE. 2000.
 3. Mora, O; Sartzman, R.A.; Saputelli, L. *Maximizing Net Present Value in Mature Gas-lift Fields*. SPE. 2005.
-

CAPÍTULO IV

REFERENCIAS TEXTUALES

1. Hirschfeldt, Marcelo; Martínez, Paulino; Distel, Fernando. *Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge*. SPE. 2007.
2. Eson, Rod. *Optimizing Mature Oil Fields Through the Utilization of Alternative Artificial Lift Systems*. SPE. 1997.
3. Gachuz Muro, Heron; Alcazar Cancino, Luis; Guerra López, Mauricio. *Using a New Artificial-Lift System in Mexican Mature Oil Fields*. SPE. 2007.
4. Gachuz Muro, Heron. *Analogous Reservoirs to Chicontepec, Alternatives of Exploitation for this Mexican Oil Field*. SPE, 2009.
5. PEMEX. *Información Técnica de Chicontepec*. 2010.
6. Nieto Serrano, José Omar. *Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec*. México, DF. UNAM. 2006.
7. Flores Sánchez, Jesús Salvador. *Macroperas Autosustentables en Campos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo "Chicontepec"*. México, D.F. UNAM. 2012.
8. PEMEX Exploración y Producción. *Identificación de Problemáticas en Pozos Operando del AIATG*. Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Región Norte. 2010.

REFERENCIAS DE FIGURAS, GRÁFICAS, TABLAS Y ECUACIONES

1. Hirschfeldt, Marcelo; Martínez, Paulino; Distel, Fernando. *Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge*. SPE. 2007.
2. Eson, Rod. *Optimizing Mature Oil Fields Through the Utilization of Alternative Artificial Lift Systems*. SPE. 1997.

3. Gachuz Muro, Heron; Alcazar Cancino, Luis; Guerra López, Mauricio. *Using a New Artificial-Lift System in Mexican Mature Oil Fields*. SPE. 2007.
4. Nieto Serrano, José Omar. *Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec*. México, DF. UNAM, 2006.
5. Flores Sánchez, Jesús Salvador. *Macroperas Autosustentables en Campos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo "Chicontepec"*. México, D.F. UNAM. 2012.
6. PEMEX. *Información Técnica de Chicontepec*. 2010.

CAPÍTULO V

REFERENCIAS TEXTUALES

1. Baca Urbina, Gabriel; *Evaluación de Proyectos*. México, DF. McGraw Hill. 2001.
2. Bueno Campos, Eduardo; Cruz Roche, Ignacio; Durán Herrera, Juan. *Economía de la Empresa: Análisis de las Decisiones Empresariales*. España. Pirámide. 2002.
3. Schlumberger. *Economía en la Industria Petrolera*. 2008.
4. Glinz Féres, Irma. *Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2007.
5. López Bautista, German; Neri Flores, Ulises. *Análisis de Riesgo en la Explotación y Producción de Hidrocarburos*. México DF. UNAM. 2001.
6. Devore, Jay. *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*. México DF. Thomson. 2005.
7. Maldonado Jarquin, Noe; Mar Álvarez, Cesar Alejandro. *Análisis e Incertidumbre en la Instalación de Sistemas Artificiales*. México DF. UNAM. 2006.
8. Coopersmith, Ellen. Dean, Graham; McVean, Jason; Storaune, Enling; *La Toma de Decisiones en la Industria Petrolera y el Gas*. Houston Texas. 2001.
9. Bailey, Williams; Couët, Benoit; Lamb, Fiona; Simpson, Graeme; Rose, Peter; *Riesgos Medidos*. Houston Texas. 2001.
10. <http://www.palisade-lta.com/precisiontree/>

REFERENCIAS DE FIGURAS Y ECUACIONES

1. Schlumberger. *Economía en la Industria Petrolera*. 2008.

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

- ❖ Aguilar Villalobos, Manuel. *Administración Integral de Yacimientos Aplicado a Campos Maduros*. México D.F. UNAM. 2009.
- ❖ Ahmed, Usman. *Making the Most of Maturing Fields*. Slb. 2009.
- ❖ Baca Urbina, Gabriel. *Evaluación de Proyectos*. México, DF. McGraw Hill. 2001.
- ❖ Bailey, Williams; Couët, Benoit; Lamb, Fiona; Simpson, Graeme; Rose, Peter. *Riesgos Medidos*. Houston Texas. 2001.
- ❖ Borja, Hubert; Castaño, Ricardo. *Production Optimization by Combined Artificial Lift System and Its Application in Two Colombian Fields*. SPE. 1999.
- ❖ British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*. 2011.
- ❖ Brown, K. E. *The Technology of Artificial Lift*. Tulsa: Petroleum Publishing Co, 1980.
- ❖ Bueno Campos, Eduardo; Cruz Roche, Ignacio; Durán Herrera, Juan. *Economía de la Empresa: Análisis de las Decisiones Empresariales*. España. Pirámide. 2002.
- ❖ Chamorro, Alexander; Gil, Edison. *Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros*. ISH. 2009.
- ❖ Chavira González, Azucena, y Vera Pérez, Claudio Mario. *Prácticas de Laboratorio de Computo para el Diseño de Sistemas Artificiales de Producción*. México, DF. UNAM. 2010.
- ❖ Coopersmith, Ellen. Dean, Graham; McVean, Jason; Storaune, Enling; *La Toma de Decisiones en la Industria Petrolera y el Gas*. Houston Texas. 2001.
- ❖ Devore, Jay. *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*. México, DF. Thomson. 2005.
- ❖ Dunn, L. J., y T.A. Zahacy. *Progressing Cavity Pumping System Application in Heavy Oil Production*. Alberta: Society of Petroleum Engineers. 1995.
- ❖ Durán Ramos, José Francisco; Ruiz Torres, Juan. *Explotación de los Campos Maduros, Aplicaciones de Campo*. México, DF. UNAM. 2009.
- ❖ Eson, Rod. *Optimizing Mature Oil Fields Through the Utilization of Alternative Artificial Lift Systems*. SPE. 1997.
- ❖ Flores Mondragón, Jesús Salvador. *Análisis y Diseño del Bombeo Neumático Intermitente Mediante un Simulador*. México, DF. UNAM. 1992.

- ❖ Flores Sánchez, Jesús Salvador. *Macroperas Autosustentables en Campos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo "Chicontepec"*. México, DF. UNAM. 2012.
- ❖ Gachuz Muro, Heron. Analogous Reservoirs to Chicontepec, Alternatives of Explotation for this Mexican Oil Field. SPE, 2009.
- ❖ Gachuz Muro, Heron; Alcazar Cancino, Luis; Guerra López, Mauricio. *Using a New Artificial-Lift System in Mexican Mature Oil Fields*. SPE. 2007.
- ❖ Garaicochea P., Francisco. *Comportamiento de los Yacimientos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 1987.
- ❖ Gerencia de Comunicación Social y Relaciones Públicas. *Tipos de Petróleo*. Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2011.
- ❖ Glinz Féres, Irma. *Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra*. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2007.
- ❖ Gómez Cabrera, José Ángel. *Producción de pozos 1*. México, DF. UNAM. 1985.
- ❖ González Maya, Liliana Simona. *Apuntes de Terminación de Pozos*. México, DF. UNAM. 2005.
- ❖ Hatzlavramidis, D.T. *Modeling and Design of Jet Pumps*. Society of Petroleum Engineers, 1991.
- ❖ Hirschfeldt, Marcelo; Martínez, Paulino; Distel, Fernando. *Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge*. SPE. 2007.
- ❖ Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 2001.
- ❖ James, F. Lea, y V. Nickens Henry. *Selection of Artificial Lift*. Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 1999.
- ❖ López Bautista, German; Neri Flores, Ulises. *Análisis de Riesgo en la Explotación y Producción de Hidrocarburos*. México, DF. UNAM. 2001.
- ❖ Lucero Aranda, Felipe de Jesús. *Apuntes de la Materia de Sistemas Artificiales de Producción*. 2010.
- ❖ Maldonado Jarquin, Noe; Mar Álvarez, Cesar Alejandro. *Análisis e Incertidumbre en la Instalación de Sistemas Artificiales*. México, DF. UNAM. 2006.
- ❖ Márquez, Luis Enrique. *Métodos de Producción*. 2007.

- ❖ Mora, O; Sartzman, R.A.; Saputelli, L. *Maximizing Net Present Value in Mature Gas-lift Fields*. SPE. 2005.
- ❖ Naguib, M.A; Bayoumi, A; El-Emam, N; El-Battrawy, A; *Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field*. SPE. 2000.
- ❖ Nieto Serrano, José Omar. *Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec*. México, DF. UNAM. 2006.
- ❖ PEMEX. *Información Técnica de Chicontepec*. 2010.
- ❖ PEMEX. *Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México*. México, DF. 2009.
- ❖ PEMEX Exploración y Producción. *Identificación de Problemáticas en Pozos Operando del AIATG*. Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Región Norte. 2010.
- ❖ PEMEX Exploración y Producción. *Las reservas de Hidrocarburo en México*. 2011.
- ❖ PEMEX Exploración y Producción. *Principales Proyectos de E&P: Campos Maduros*. 2011.
- ❖ Ramírez Sabag, Jetzabeth. *Productividad de Pozos. Facultad de Ingeniería*. UNAM. 2008.
- ❖ Rangel German, Edgar. *El potencial de la recuperación mejorada del petróleo en México*. Energía y Debate. 2011.
- ❖ Sánchez Telesforo, Hugo Antonio. *Modelos que Incluyen los Mecanismos de Empuje por Gas Disuelto Liberado y Segregación Gravitacional, en Yacimientos Fracturados de Baja Permeabilidad: Caso Chicontepec*. México, DF. UNAM. 2007.
- ❖ Santos Hernández, Jesús. *Bombeo mecánico, unidad hidroneumática Tieben*. 2010.
- ❖ Saputelli, L. *Combined Artificial Lift System – An Innovative Approach*. SPE. 1997.
- ❖ Schlumberger. *Economía en la Industria Petrolera*. 2008.
- ❖ Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers. *Petroleum Resources Management System*. 2009.
- ❖ Trujillo Tamez, Samuel Iván. *Incremento de la producción en pozos de gas con la aplicación del émbolo viajero*. México, DF. UNAM. 1999.
- ❖ Weatherford. *Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga*. 2007.
- ❖ <http://www.nov.com>
- ❖ <http://www.palisade-lta.com/precisiontree/>