



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**MACROPERAS AUTOSUSTENTABLES
EN CAMPOS DEL PROYECTO
ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO
“CHICONTEPEC”**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
JESÚS SALVADOR FLORES SÁNCHEZ.**



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA.**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.
MARZO 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.

AGRADECIMIENTOS

Ahora que emprendo un nuevo camino, con nuevos y más amplios horizontes, después de grandes esfuerzos y estupendas satisfacciones, en este momento tan especial agradezco:

A Dios por permitirme contemplar cada paso de mis seres queridos, por darme todo lo que tengo, por nunca dejarme solo.

A mis padres Micaela Sánchez Ávalos y Jesús Salvador Flores Mondragón. A quienes amo, admiro y respeto mucho, porque gracias a ellos pude lograr una de las metas principales de mi vida. Sabiendo que no hay forma alguna de pagarles una vida de sacrificios y esfuerzos, quiero que sepan que este logro alcanzado también es de ustedes por siempre estar ahí conmigo.

A mis hermanos Mariel Alejandra Flores Sánchez y Jorge Abraham Flores Sánchez a quienes amo muchísimo y por recibir siempre su apoyo incondicional. Por todos esos momentos inolvidables juntos. Quiero que sepan que siempre los voy a apoyar. Es un privilegio poder ser su hermano mayor.

A mis tíos y primos María Adelina Sánchez Plaza, Alfredo Flores Mondragón, Mariana Berenice Flores Sánchez y Luis Alberto Flores Sánchez a quienes quiero mucho por haberme permitido ser un integrante más en su casa durante estos 5 años, por brindarme incondicionalmente su apoyo en este camino. Siempre contarán conmigo.

A mis abuelitos Juan Bautista Sánchez Morales (†), Heberto Rodríguez López (†), Salvador Flores Laguna (†), Juliana Ávalos Bautista (†), Lidia Oroscó Pineda y Aurora Mondragón Quintanar, por mantenerse siempre atentos a cada paso que daba, por sus consejos y por ser parte importante desde mi infancia hasta la edad adulta. Siempre ocuparán un lugar imborrable en mi corazón.

A tí Lic. Vanessa Vidal Vidal, por estar siempre a mi lado y ser mi brazo fuerte en la culminación de este trabajo, por tu apoyo, cariño y comprensión, esta meta lograda también es tuya. Te amo.

A mi alma Mater la Universidad Nacional Autónoma de México y Facultad de Ingeniería por ser mi pasado, mi presente y mi futuro. Por haberme dado una identidad y hacer de mí un profesionalista comprometido con la sociedad y con la nación.

A mi director de tesis M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda por la confianza, apoyo, amistad y conocimiento que me brindó, por haberme permitido trabajar con él y dirigir este trabajo.

A mis sinodales: M.I. José Ángel Gómez Cabrera, M.I. Tomás Eduardo Pérez García, Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Ulises Nerí Flores. Que tuvieron el gesto de leer, darle atención y tiempo a este trabajo para mejorarlo.

A mis profesores quienes nunca pidieron nada a cambio aun sabiendo que nos entregaban lo más valioso: El conocimiento.

Al Instituto Mexicano del Petróleo Sede en especial a todo el personal involucrado en el Departamento de Producción, proyecto de Pruebas Tecnológicas, por su apoyo y comprensión durante mi etapa como pasante. A mis amigos de la Facultad, Manuel Coronado, Uriel Salazar, Eredí Ramírez, Juan Carlos Vidaur, Rey Manuel Alvarado, Christian Ramírez, Michel Steffani, Lesly Gutiérrez, Susana Cerón, Berenice González, Viridiana Monjaras, Claudio Vázquez, Carlos Rosado, Jesica Goya, Paulina Soto, Roberto Pedroza, Inés Martínez, Ricardo Rivera, Raúl Flores, con los que compartí clases, trabajos, tareas, prácticas, fiestas, que me acompañaron en situaciones malas y buenas, por haber hecho más interesante y divertido el paso por la aulas.

Y a todos ustedes los que de una u otra forma me brindaron su apoyo para culminar este trabajo: Ing. César Andrés Bernal Huicochea, Ing. María Guadalupe Silva Romero, Ing. Gustavo Torres Villalón, Ing. Dorian Edgar Oliva Gutiérrez, Ing. Iván López García, Ing. Valentín Cid, Ing. Juan Clavel, Biol. Virginia Quintana. Así como a todo el equipo de trabajo de las Macroperas Autosustentables en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Muchas gracias.

*Con cariño
Jesús Salvador Flores Sánchez.*

ÍNDICE

Lista de figuras	V
Lista de gráficas	IX
Lista de tablas	X
Introducción	XI
CAPÍTULO 1	
ANTECEDENTES DE LAS MACROPERAS Y DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.	1
1.1 Historia del Campo Chicontepec.	1
1.2 Localización del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.	2
1.3 Sistema Roca-Fluido.	3
1.4 Campos que integran al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.	4
1.5 Macroperas.	5
1.5.1 Metodología para la construcción de una Pera ó Macropera.	12
1.5.2 Estudios previos.	12
1.6 Sistema Artificial de Producción.	26
1.6.1 Eficiencia de levantamiento entre diferentes Sistemas Artificiales de Producción.	29
1.7 Sistema de Bombeo Neumático.	29
1.7.1 Bombeo Neumático Continuo.	30
1.7.2 Bombeo Neumático Intermitente.	32
1.7.3 Bombeo Neumático Autoabastecido.	34
1.8 Sistema de Bombeo Mecánico.	38
1.9 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.	40
1.10 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	42
1.11 Bombeo Hidráulico.	44
1.11.1 Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	46
1.11.2 Bombeo Hidráulico tipo Jet.	48
1.12 Determinación del momento oportuno para instalar un Sistema Artificial de Producción.	50
1.13 Consideraciones para la selección de un Sistema Artificial de Producción.	50
REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS.	56
BIBLIOGRAFÍAS.	57
CAPÍTULO 2	
FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN IMPLEMENTADOS EN EL AIATG.	58
2.1 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.	58
2.2 Reseña Histórica del Bombeo de Cavidades Progresivas.	59
2.3 Evolución del Sistema.	60

2.4 Descripción del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.	60
2.5 Tipos de instalaciones del Bombeo de Cavidades Progresivas.	62
2.5.1 Instalación Convencional.	62
2.5.2 Instalación Insertable.	62
2.6 Ventajas y Desventajas del Sistema del BCP.	63
2.6.1 Ventajas.	64
2.6.2 Desventajas.	64
2.7 Descripción del equipo de BCP.	65
2.8 Equipo Superficial del BCP.	67
2.8.1 Motor primario.	67
2.8.2 Cabezal de rotación.	68
2.8.3 Estopero.	70
2.8.4 Varilla pulida.	70
2.8.5 Reductor de engranes.	71
2.8.6 Tablero de control.	71
2.9 Equipo Subsuperficial del BCP.	71
2.9.1 Sarta de varilla.	72
2.9.2 Tubería de producción.	74
2.9.3 Bomba.	74
2.9.4 Rotor.	76
2.9.5 Estator.	76
2.9.6 Elastómero.	77
2.9.7 Niple de paro.	78
2.9.8 Ancla de torsión.	79
2.9.9 Centradores.	79
2.9.10 Separadores de gas.	80
2.10 Sistema de Bombeo Mecánico.	81
2.11 Reseña Histórica del Bombeo Mecánico.	81
2.12 Descripción del Sistema de Bombeo Mecánico.	82
2.13 Tipos de Instalaciones del Bombeo Mecánico.	83
2.13.1 Equipo Superficial de manera general para las Unidades de Bombeo Mecánico Tipo Balancín.	83
2.13.2 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.	85
2.13.3 Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.	86
2.13.4 Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.	86
2.13.5 Unidad de Carrera Extra Larga (Rotaflex).	87
2.13.6 Unidad de Bombeo Mecánico Hidráulico Corlift.	88
2.13.7 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático VSH2.	89
2.13.8 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático Dynapump.	91
2.13.9 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático (Tieben).	91
2.14 Ventajas y Desventajas del Sistema de BM.	95
2.14.1 Ventajas.	95
2.14.2 Desventajas.	96
2.15 Equipo Subsuperficial del BM.	97
2.15.1 Sarta de Varillas.	97
2.15.2 Bomba Subsuperficial.	97
2.15.3 Accesorios Adicionales.	97
2.15.4 Válvula Eliminadora de Candados de Gas.	97
2.15.5 Tubo Barril.	98
2.15.6 Separador de Gas.	98

2.15.7 Filtros Para Arena y Sedimento.	98
2.16 Ciclo del comportamiento ideal de bombeo.	98
2.17 Sistema de Bombeo Neumático.	100
2.18 Reseña Histórica del Bombeo Neumático.	100
2.19 Descripción del Sistema de Bombeo Neumático.	101
2.20 Tipos de Instalaciones del Bombeo Neumático.	102
2.20.1 Instalaciones abiertas.	102
2.20.2 Instalaciones semi-cerradas.	104
2.20.3 Instalaciones cerradas.	105
2.21 Ventajas y Desventajas del Sistema de BN.	106
2.21.1 Ventajas.	106
2.21.2 Desventajas.	106
2.22 Equipo Superficial del BN.	106
2.22.1 Árbol de válvulas.	107
2.22.2 Componentes de conexiones superficiales.	108
2.22.3 Línea de inyección de gas.	109
2.23 Equipo Subsuperficial del BN.	110
2.23.1 Válvulas de inyección de gas.	110
2.23.2 Empacadores.	112
2.24 Sistemas Artificiales de Producción en el AIATG.	112
2.25 Dificultades para la selección de del Sistema Artificial en AIATG.	114
2.26 Selección del Sistema Artificial de Producción en el AIATG.	116
2.26.1 Evaluación técnica.	116
2.27 Software especializado.	120
2.28 Diagrama de flujo para la selección de un Sistema Artificial de Producción en el AIATG.	120
2.28.1Árbol de toma de decisiones.	123
REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS, GRÁFICAS Y DIAGRAMAS.	124
BIBLIOGRAFÍAS.	125
CAPÍTULO 3	126
ESTADO ACTUAL DE LAS MACROPERAS EN EL AIATG.	
3.1 Situación actual.	126
3.2 Arreglo de instalaciones superficiales en la Macroperas del AIATG.	128
3.3 Batería de separación.	132
3.3.1 Descripción de un separador.	134
3.3.2 Separadores verticales.	136
3.3.3 Separadores horizontales.	137
3.3.4 Separadores esféricos.	138
3.3.5 Separadores de tres fases.	139
3.3.6 Fundamentos de la separación de mezclas gas-líquido.	144
3.4 Estación de compresión.	146
3.4.1 Tipos de compresores.	147
3.4.2 Compresores de émbolo.	147
3.4.3 Compresor rotativo multicelular.	148
3.4.4 Compresor de tornillo helicoidal, de dos ejes.	148
3.4.5 Turbocompresores.	149

3.5 Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB).	150
3.6 Quemador de gas.	152
3.7 Problemática asociada al manejo de la producción en campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.	153
3.8 Manejo tradicional de la producción en superficie de las Macroperas.	157
REFERENCIA DE FIGURAS.	158
BIBLIOGRAFÍAS.	159
CAPÍTULO 4	
PROPUESTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS MACROPERAS AUTOSUSTENTABLES.	160
4.1 Situación Propuesta.	160
4.2 Paquete Modular.	163
4.2.1 Factibilidad de usar la tecnología de separación ciclónica compacta como alternativa en la separación y medición de fluidos producidos en campos del AIATG.	167
4.2.2 Principio de operación.	168
4.2.3 Ventajas y Desventajas de un GLCC.	170
4.2.4 Condiciones de operación del GLCC.	171
4.3 Requerimientos mínimos para convertir una Macropera a Macropera Autosustentable.	172
4.4 Como se construye una Macropera Autosustentable.	174
4.5 Beneficios potenciales de una Macropera Autosustentable.	175
4.5.1 Modificación en el diseño del BN.	176
4.6 Resultados actuales de las Macroperas Autosustentables en el AIATG.	179
REFERENCIA DE FIGURAS Y GRÁFICAS.	182
BIBLIOGRAFÍA.	183
CAPÍTULO 5	
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN.	184
5.1 Análisis Económico.	184
5.2 Conceptos básicos para el Análisis Económico.	185
5.3 Metodología para la evaluación económica de las Macroperas Autosustentables.	188
5.4 Objetivo Económico.	191
5.5 Casos de evaluación.	192
5.6 Premisas en el Análisis Económico, Datos de Producción.	195
5.7 Índices de rentabilidad.	197
REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS.	212
BIBLIOGRAFÍAS.	213
CONCLUSIONES.	214
RECOMENDACIONES.	216

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1	Histórico de Producción de Chicontepec al año 2011.	2
Figura 1.2	Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.	3
Figura 1.3	Características Sistema Roca-Fluidos.	4
Figura 1.4	División de sectores en AIATG.	4
Figura 1.5	Dimensionamiento de una pera.	5
Figura 1.6	Ejemplificando las dimensiones de una pera.	6
Figura 1.7	Pera en operación.	6
Figura 1.8	Dos peras, en el mismo yacimiento operando.	6
Figura 1.9	Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 19 pozos.	7
Figura 1.10	Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 16 pozos.	8
Figura 1.11	Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 12 pozos.	8
Figura 1.12	Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 6 pozos.	9
Figura 1.13	Macropera en Texas, etapa de construcción.	9
Figura 1.14	Macropera Autosustentable en construcción en el AIATG.	10
Figura 1.15	Diseño de propuesta innovadora, Macroperas Autosustentables en el AIATG.	11
Figura 1.16	Ejemplo de ubicación física del pozo a perforar.	12
Figura 1.17	Reconocimiento aéreo de las zonas de interés en el AIATG.	13
Figura 1.18	Carta Geográfica de Chicontepec.	16
Figura 1.19	Trazo preliminar acceso al pozo.	17
Figura 1.20	Mapa de caminos hacia Macroperas en desarrollo del AIATG.	19
Figura 1.21	Diseño establecido por la Normatividad de Petróleos Mexicanos, año 2010.	23
Figura 1.22	Efecto de los Sistemas Artificiales de Producción.	27
Figura 1.23	Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.	28
Figura 1.24	Eficiencia de los diferentes Sistemas Artificiales de Producción.	29
Figura 1.25	BN Continuo.	32
Figura 1.26	BN Intermitente.	34
Figura 1.27	Bombeo Neumático Autoabastecido.	35
Figura 1.28	Bombeo Neumático Autoabastecido con TF Pozo Vernet 259.	37
Figura 1.29	Bombeo Neumático Autoabastecido con Inhibidor de corrosión Pozo Mora 22.	37
Figura 1.30	BM Convencional.	39
Figura 1.31	Bombeo de Cavidades Progresivas.	41
Figura 1.32	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	44
Figura 1.33	Sistema de Bombeo Hidráulico.	45
Figura 1.34	Operación del Bombeo Hidráulico tipo Pistón.	48
Figura 1.35	Principales elementos de la Bomba tipo Jet.	49

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Especificaciones del BCP aplicado en el AIATG.	59
Figura 2.2 Estator y Rotor de la Bomba de Cavidades Progresivas.	61
Figura 2.3 Instalación convencional del Bombeo de Cavidades Progresivas.	62
Figura 2.4 Comparativo de Eficiencias entre distintos tipos de bombeo.	63
Figura 2.5 Distribución de los componentes de la BCP.	66
Figura 2.6 Partes del equipo superficial del BCP.	67
Figura 2.7 Motor primario eléctrico utilizado en el BCP.	67
Figura 2.8 Sistema de frenado para evitar las velocidades inversas en el BCP.	69
Figura 2.9 Partes del cabezal.	69
Figura 2.10 Estopero.	70
Figura 2.11 Varillas pulidas.	70
Figura 2.12 Sistema de frenado.	71
Figura 2.13 Arreglo Subsuperficial del sistema.	72
Figura 2.14 Diámetros mayor y menor en el rotor y estator.	75
Figura 2.15 Cortes transversales de diferentes configuraciones (rotor: estator) de la bomba de cavidades progresivas; a) configuración 1:2; b) configuración 2:3; c) configuración 3:4.	75
Figura 2.16 Estator y rotor, elementos de la Bomba de Cavidades Progresivas.	76
Figura 2.17 Donde se puede apreciar la frecuencia de la falla, fenómeno "Histéresis".	78
Figura 2.18 Niple de paro.	78
Figura 2.19 Anclas de gas en la industria petrolera.	79
Figura 2.20 Centradores.	80
Figura 2.21 Separador de gas.	80
Figura 2.22 Especificaciones del BM aplicado en el AIATG.	81
Figura 2.23 Instalación de Bombeo Mecánico Convencional.	85
Figura 2.24 Instalación de Bombeo Mecánico tipo Mark II.	86
Figura 2.25 Instalación de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.	87
Figura 2.26 Unidad de carrera extra-larga Rotaflex.	88
Figura 2.27 Unidad de Bombeo Corlift.	88
Figura 2.28 Unidad de superficie Corlift.	89
Figura 2.29 Unidad de Bombeo Hidroneumático VSH2.	90
Figura 2.30 Facilidad de transporte de la Unidad de Bombeo Hidroneumático VSH2.	90
Figura 2.31 Unidad de Bombeo Hidroneumático Dynapump.	91
Figura 2.32 Unidad Hidráulica de bombeo Tieben.	92
Figura 2.33 Funcionamiento de la unidad Tieben.	92
Figura 2.34 Ciclo ideal del Bombeo Mecánico.	99
Figura 2.35 Especificaciones del BNI aplicado en el AIATG.	100
Figura 2.36 Instalaciones abiertas se usan para flujo continuo e intermitente.	102
Figura 2.37 Instalación semi-cerrada adecuada para flujo constante e intermitente.	104
Figura 2.38 Instalación cerrada adecuada para bombeo intermitente.	105
Figura 2.39 Árbol de válvulas.	107
Figura 2.40 Conexiones superficiales.	108
Figura 2.41 Línea de inyección del gas.	109

CAPÍTULO 3

Figura 3.1	Distribución de los sectores donde se encuentran localizados los 29 campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	126
Figura 3.2	Caso uno de situación actual del manejo de la producción en superficie en los campos de AIATG.	129
Figura 3.3	Caso 2 de situación actual del manejo de la producción en superficie en el campo PUMA, del AIATG.	131
Figura 3.4	Cómo se compone la batería de separación: Puma I, en el AIATG.	133
Figura 3.5	Un separador vertical.	137
Figura 3.6	Un separador horizontal.	138
Figura 3.7	Un separador esférico.	139
Figura 3.8	Un separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento.	141
Figura 3.9	Separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interface agua-aceite.	142
Figura 3.10	Separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interface agua-aceite.	143
Figura 3.11	Factores involucrados en la separación de una mezcla.	144
Figura 3.12	Trayectoria que se considera siguen las gotas del líquido al entrar al separador.	145
Figura 3.13	Estación de compresión.	146
Figura 3.14	Ejemplo de un compresor de émbolo oscilante.	147
Figura 3.15	Ejemplo de un compresor rotativo multicelular.	148
Figura 3.16	Ejemplo de un compresor de tornillo helicoidal de dos ejes.	149
Figura 3.17	Ejemplo de un turbocompresor.	149
Figura 3.18	De una Central de Almacenamiento y Bombeo en PEMEX.	151
Figura 3.19	Central de Almacenamiento y Bombeo, Houston, Texas.	152
Figura 3.20	Quemador elevado, tipo cableado.	153
Figura 3.21	Perfil topográfico de Macropera "Puma 1" a la Batería "Pumas, Universidad".	154
Figura 3.22	Macropera con 19 pozos.	155
Figura 3.23	Siete Macroperas conforman una Batería.	155
Figura 3.24	Siete Baterías conforman una Estación de Compresión.	155

CAPÍTULO 4

Figura 4.1	Propuesta para el manejo de la producción en superficie en los campos PUMA del AIATG.	162
Figura 4.2	Distribución de pozos, red de BNA y equipo modular dentro de una Macropera Autosustentable en el AIATG.	162
Figura 4.3	Distribución de pozos, red de BM y BCP en equipo modular dentro de una Macropera Autosustentable en el AIATG.	163

Figura 4.4 Paquete modular para campos maduros.	164
Figura 4.5 Cabezales de recolección del aceite producido por pozos del AIATG.	165
Figura 4.6 Cabezales de recolección del gas producido por pozos del AIATG.	166
Figura 4.7 Cabezales de recolección y macro-derecho de vía para campos del AIATG.	166
Figura 4.8 GLCC.	168
Figura 4.9 GLCC portátil utilizado en Bakersfield, California, Estados Unidos.	169
Figura 4.10 Comparativo en dimensionamiento entre separadores normales y con tecnología GLCC.	171
Figura 4.11 Ciclo de operación de una MPA en el AIATG.	173
Figura 4.12 Se elimina por completo el uso de pipas para las Macroperas del AIATG.	175
Figura 4.13 Estado Mecánico de un pozo bajo la filosofía convencional de operación en una Macropera del AIATG.	177
Figura 4.14 Estado Mecánico de un pozo con la filosofía de una Macropera Autosustentable en el AIATG.	178
Figura 4.15 Vista de una MPA en construcción dentro del AIATG.	179
Figura 4.16 Quemador en operación.	181
Figura 4.17 Quemador fuera de operación.	181

CAPÍTULO 5

Figura 5.1 La suma de los flujos de efectivo descontados es el valor presente neto cuando el valor presente neto es mayor a cero, el proyecto genera valor económico.	185
Figura 5.2 Caso uno de una MP para manejo de la producción en superficie en los campos de AIATG.	189
Figura 5.3 Propuesta de una MPA para el manejo de la producción en superficie en los campos PUMA del AIATG.	189
Figura 5.4 Metodología implementada en el AIATG.	190
Figura 5.5 Macropera Convencional con Bombeo Mecánico.	192
Figura 5.6 Macropera Convencional con Bombeo Neumático.	193
Figura 5.7 Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático.	194
Figura 5.8 Inversión considerada únicamente haciendo el cambio de Sistema Artificial de Producción y contemplando la puesta en operación de una MPA	198
Figura 5.9 Inversión considerada durante todo el proceso de explotación de un nuevo campo.	198

LISTA DE GRÁFICAS

CAPÍTULO 2

Gráfica 2.1	Actuales Sistemas Artificiales de Producción operando en AIATG a Febrero de 2011.	114
Gráfica 2.2	Fallas superficiales.	115
Gráfica 2.3	Fallas subsuperficiales.	115
Gráfica 2.4	Implementación del mejor SAP en AIATG.	116
Gráfica 2.5	Clasificación de los pozos de acuerdo a su desplazamiento.	118

CAPÍTULO 4

Gráfica 4.1	Histórico de Producción de la Macropera PUMA 624 implementada ya en el AIATG.	179
Gráfica 4.2	Histórico de Producción de la Macropera PUMA 1365 implementada ya en el AIATG.	180

CAPÍTULO 5

Gráfica 5.1	Pronóstico de producción de aceite considerando los 3 casos de estudio.	196
Gráfica 5.2	Pronóstico de producción de gas considerando los 3 casos de estudio.	197
Gráfica 5.3	VPN de Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1.	199
Gráfica 5.4	Ingresos e inversión para una Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1.	200
Gráfica 5.5	Gastos de operación para una Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1	201
Gráfica 5.6	VPN de Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2.	202
Gráfica 5.7	Ingresos e inversión para una Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2	203
Gráfica 5.8	Gastos de operación para una Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2	204
Gráfica 5.9	VPN de Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3.	205
Gráfica 5.10	Ingresos e inversión para una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3	206
Gráfica 5.11	Gastos de operación para una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3	207
Gráfica 5.12	Resultados del Valor Presente Neto: Caso 1, Caso 2 y Caso 3.	208
Gráfica 5.13	Resultados del VPN/VPI Vs VPN: Caso 1 (C1), Caso 2 (C2) y Caso 3 (C3).	211

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1 Productividad del pozo y Sistema Artificial recomendado.	52
Tabla 1.2 Profundidad del pozo para el Sistema Artificial recomendado.	53
Tabla 1.3 Problemas que influyen al elegir el Sistema Artificial de Producción.	54

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas más importantes en la selección de un Sistema Artificial de Producción.	65
Tabla 2.2 Comparativa de las diferentes unidades de Bombeo Mecánico en el AIATG.	93
Tabla 2.3 Rangos de aplicación más importantes de los Sistemas Artificiales de Producción según lo establecido en el AIATG	113
Tabla 2.4 División de los sectores por zona.	117
Tabla 2.5 Rango de desplazamiento del pozo con respecto a la vertical.	118
Tabla 2.6 Aplicación de los SAP's por zona en el AIATG.	119
Tabla 2.7 Relación de Software especializados.	120

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Situación actual de Macroperas, pozos y producción de aceite y gas de los 29 campos del AIATG.	127
--	-----

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Diferencia del Manejo de la Producción en Superficie, situación Tradicional y situación propuesta, en campos del AIATG.	161
Tabla 4.2 Capacidades de operación de equipos modulares A y B.	165

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Caso 1 Macropera Convencional con Bombeo Mecánico.	201
Tabla 5.2 Caso 2 Macropera Convencional con Bombeo Neumático.	204
Tabla 5.3 Caso 3 Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático.	207
Tabla 5.4 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 36 meses.	209
Tabla 5.5 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 60 meses.	209
Tabla 5.6 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 120 meses.	210

INTRODUCCIÓN.

Actualmente, la industria petrolera está comprometida cada vez más con la protección al medio ambiente y a la optimización de los recursos energéticos que proporciona el subsuelo a través de los hidrocarburos. Para lograr lo anterior se ha implementado el nuevo concepto de Macroperas Autosustentables en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG). El desarrollo y análisis técnico- económico será el objetivo principal de esta tesis, con la finalidad de obtener un incremento en la producción de aceite y aprovechar el gas producido, utilizándolo en sistemas artificiales de producción y como gas combustible en equipos de bombeo y compresión.

Una Macropera Autosustentable (MPA) debe ofrecer las mejores condiciones de operación a los pozos productores de hidrocarburos y debe ser energéticamente autosuficiente. Ambas situaciones se obtienen al cumplirse los siguientes objetivos:

- Incrementar la producción de aceite y gas.
- Eliminar la quema de gas.
- Reducir la emisión de ruido.
- Operar con equipos modulares y compactos, con la finalidad de reducir costos de operación, aumentar eficiencia y eliminar así que queden equipos superficiales sobrados.
- Utilizar el gas producido por los pozos como gas combustible en equipos dinámicos, como motores de combustión interna operados por gas para el Bombeo Mecánico y el Bombeo de Cavidades Progresivas, así como en el uso de motogeneradores para la producción de energía eléctrica.
- Usar el gas producido por los pozos para operar sistemas de levantamiento artificial como el Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas.
- Ser económicamente rentable.
- Cuidar el medio ambiente al tener reforestación de árboles y vegetación típica regional en la periferia de la MPA.

El concepto de Macropera Autosustentable se basa, en primera instancia, en que la Macropera (MP) opere con autosuficiencia energética, y, para el caso de los sistemas artificiales de producción (SAP's), se creará un circuito local de bombeo neumático para operar, con motocompresores en sitio, los pozos mediante éste sistema de levantamiento o una red local de energía eléctrica, obtenida mediante el empleo de un motogenerador con motor de combustión interna operado por gas, para operar pozos con Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) o cualquier otro sistema que requiera de energía eléctrica . En este proyecto, los módulos de separación portátil (MSP) son esenciales para la separación del gas que se utilizará como gas combustible y, en determinados casos, como levantamiento artificial de los líquidos que el yacimiento ya no puede producir hacia la superficie con su propia energía.

Así mismo, evitar la quema de gas es de primordial importancia en éste concepto de Macropera Autosustentable, por lo que el gas producido, además de ser aprovechado en la operación de pozos con bombeo neumático, se utilizará como gas combustible en equipos de compresión para el sistema de bombeo neumático y en motores de combustión interna, los cuales se usarán para operar motobombas y equipos de bombeo mecánico, en sus diferentes modalidades.

La MPA debe ser también atractiva visualmente, lo cual se realizará mediante siembra de árboles en el perímetro de la Macropera y de pasto en taludes.

El aprovechamiento de gas, y el incremento de producción de aceite debido a la mejora en las condiciones de operación de los pozos redituará en beneficios económicos, con lo cual el concepto de MPA resulta económicamente rentable.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES DE LAS MACROPERAS Y DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

1.1 Historia del Campo Chicontepec.

La presencia de hidrocarburos del Paleocanal de Chicontepec fue descubierta en 1926, cuando al perforar pozos con objetivo Cretácico por las compañías “El Águila” y “Stanford”, detectaron areniscas con manifestación de hidrocarburos, las cuales no resultaron atractivas en ese momento por su incosteabilidad. En julio de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica No. 8, se confirma el potencial de hidrocarburos de la formación Chicontepec. Posteriormente, entre los años 1952 a 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 arcillosas-arenosas del Terciario, pero debido a su baja permeabilidad, no se consideró rentable su explotación.

Fue entre los años 1952 y 1970, cuando en los campos Presidente Alemán y Soledad se intervinieron pozos con objetivo Chicontepec, los cuales habían dejado de fluir en la formación Tamabra. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos que con objetivo Eoceno Inferior se perforaron en diferentes áreas del Paleocanal, se concluyó que esto hacia atractivo el desarrollo de los campos y, si bien no eran pozos de alta productividad, eran someros y de bajo costo de operación.

De aquí que la explotación comercial del Paleocanal de Chicontepec se inició en el año de 1970 con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán. En noviembre de 1971, se aplica por primera vez la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante en el Pozo Presidente Alemán No. 126, incrementado su producción de 13 a 70 bpd. Apoyados en este resultado, se incluye el fracturamiento con apuntalante como parte de la terminación de pozos.

En 1978, la compañía DeGolyer and MacNaughton validó las reservas de hidrocarburos del Paleocanal y, en 1979, se elaboró el “Proyecto Chicontepec”, en el cual se proponen diversos escenarios de desarrollo.

Para su estudio, el Paleocanal de Chicontepec se divide en 29 campos. Posteriormente, en 1995 la Compañía Mexicana de Geofísica S.A. de C.V. efectuó un estudio integral a 6 campos del Distrito Poza Rica: Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Escobal, Coyula y Corralillo. En 1997, se efectuó un levantamiento de sísmica 3D en una superficie de 38 Km² que incluye parte de Agua Fría, Coapechaca y Tajín.

En la Figura 1.1 se muestra el histórico de producción de Chicontepec, que va desde sus primeros años de producción en el año de 1952 hasta el año en curso, 2011, donde se puede notar claramente como la producción ha ido a la alza a la par del número de pozos terminados, lo que significa que en los últimos años se ha convertido en uno de los principales proyectos de explotación para nuestro país.

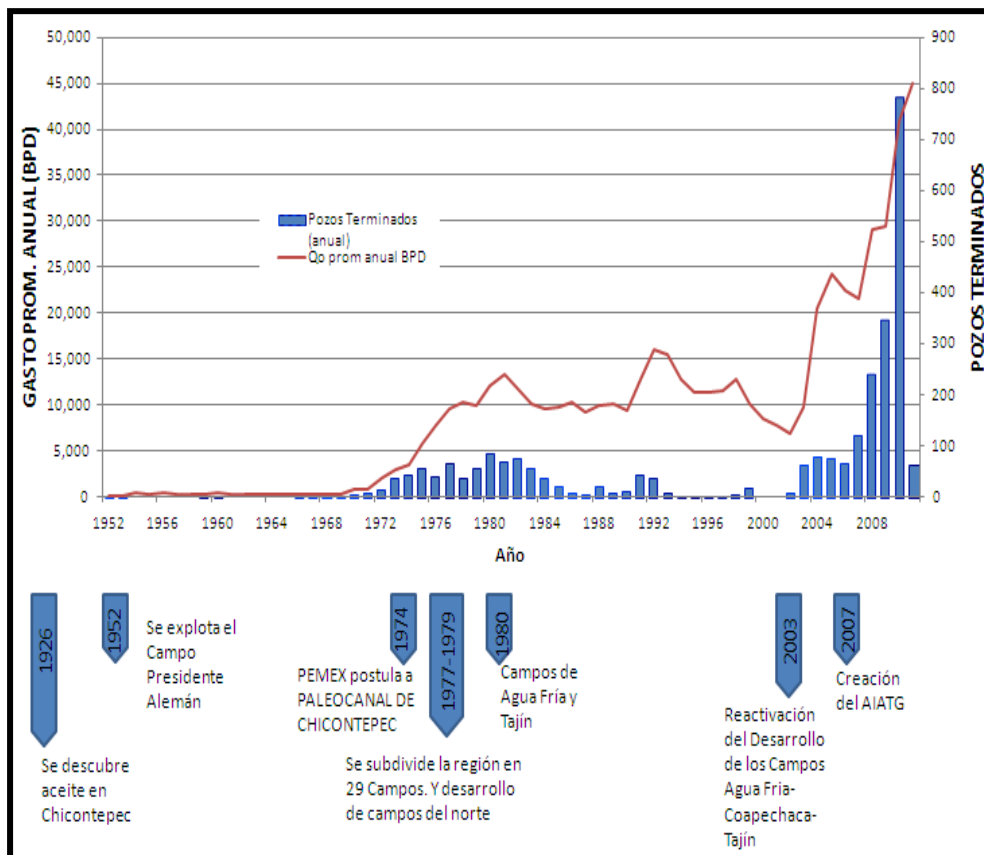


Figura 1.1 Histórico de Producción de Chicontepec al año 2011. ¹

1.2 Localización del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

La Cuenca de Chicontepec se localiza geográficamente en el área Central–Este de la República Mexicana y comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla.

Geológicamente pertenece a la provincia Tampico – Misantla y se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al este y la Sierra Madre Oriental al oeste. Abarca una superficie aproximada de 3785 Km², orientado de NW a SE, de 123 Km de largo por 23 Km de ancho, cuyo extremo NW se extiende hasta Cerro Azul. (Figura 1.2)



Figura 1.2 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec.²

1.3 Sistema Roca-Fluido.

La roca está formada por alternancias de lutitas interestratificadas; es decir, presenta dos tipos de roca, las arenosas y las calcáreas (de grano medio y ocasionalmente de grano grueso) con cementante calcáreo con permeabilidades que oscilan entre 0.25 a 15 md y porosidades de entre 8 y 12%, adoptando, por lo general, formas lenticulares o acuñamientos, lo que dificulta su rastreo y correlación, así como la delimitación de los entrampamientos; siendo estos cuerpos de areniscas los de mayor interés económico. Por su parte, el fluido que comprende esta región es aceite negro con un rango de densidad de 18 a 45 °API y cuyo empuje es por expansión de gas en solución. La presión inicial osciló entre 80 y 360 Kg/cm² y la presión de burbuja entre 50 y 330 Kg/cm², con una viscosidad de 0.5 a 17 cp (Figura 1.3).

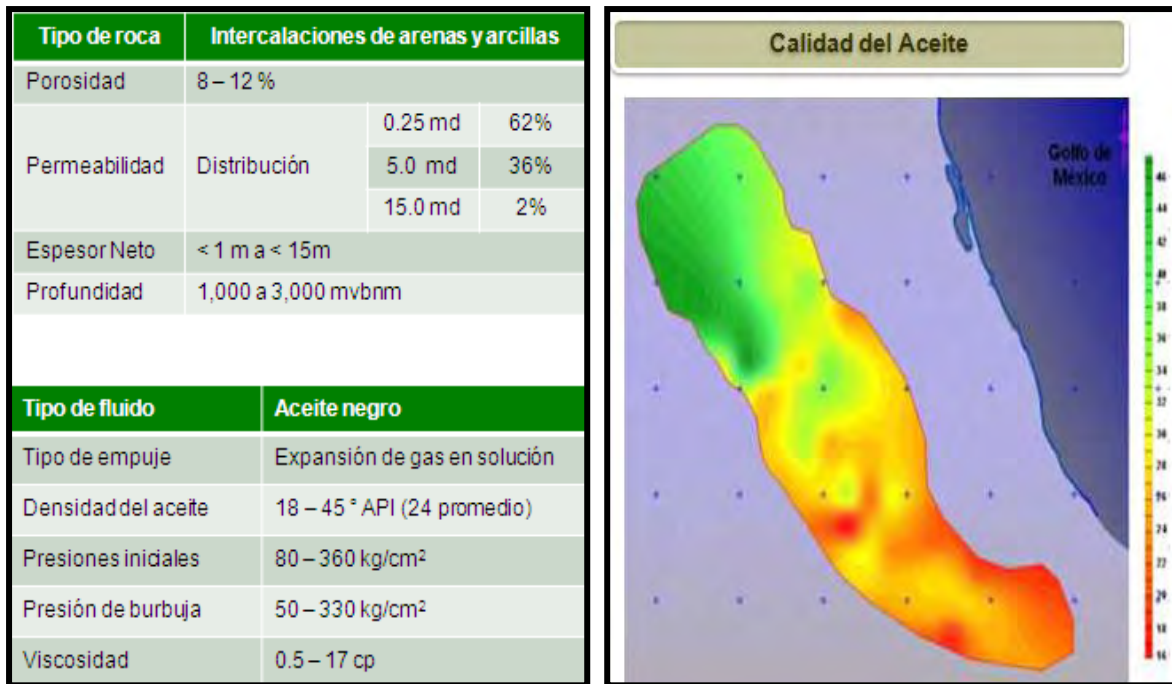


Figura 1.3 Características Sistema Roca-Fluidos.²

1.4 Campos que integran al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

En la actualidad, la Cuenca de Chicontepec está constituida por 29 campos (Sabana Grande, Tenexcuila, Ahuatepec, Amatitlán, Aragón, Cacahuatengo, Pastoria, Sitio, Tlacolula, Agua Nacida, Coyotes, Gallo, Horcones, Palo Blanco, Soledad, Soledad Norte, Coyol, Humapa, Miahuapan, Miquetla, Coyula, Escobal, Agua Fría, Coapechaca, Corralillo, Tajín, Furbero, Presidente Alemán y Remolino) y dividida en ocho sectores (Figura 1.4).

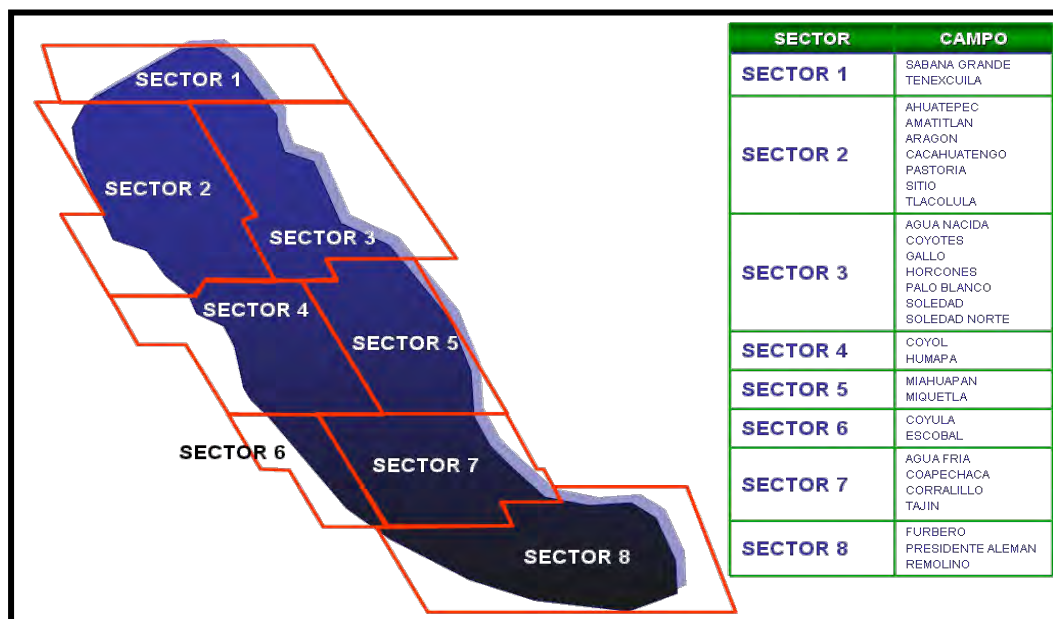


Figura 1.4 División de sectores en AIATG. ²

1.5 Macroperas.

El concepto de Macropera, es un término que se ha venido utilizando desde el año 1999 en la industria petrolera, y antes de entender que es, y en qué consiste, será conveniente, partir de conceptos básicos, como lo es, definir una Pera.

Una Pera es una extensión areal rectangular de aproximadamente 75 x 120 metros (Figura 1.5), donde se puede ubicar un pozo, dependiendo de las condiciones topográficas del terreno, tal como se ilustra en la Figuras 1.6, 1.7 y 1.8, donde se puede apreciar la infraestructura que se establece en una pera, la cual se compone, de fosa séptica, caseta habitación, tanque elevado para agua, batería de mantenimiento, presas metálicas, tanque para combustible, almacenamiento de tubería, múltiple para el control de quemador, temblorina, quemador, presas de tratamiento de lodo, almacén de barita, motobomba de inyección de lodo, moto generadores de energía eléctrica, radiadores, área de trailers, sanitarios, área de tratamiento de aguas residuales, centro del pozo, compresores, tanques de almacenamiento, bombas, líneas de descarga de los fluidos, torre de perforación y todo el equipo necesario de acuerdo en la etapa de desarrollo en la que se encuentre el pozo.

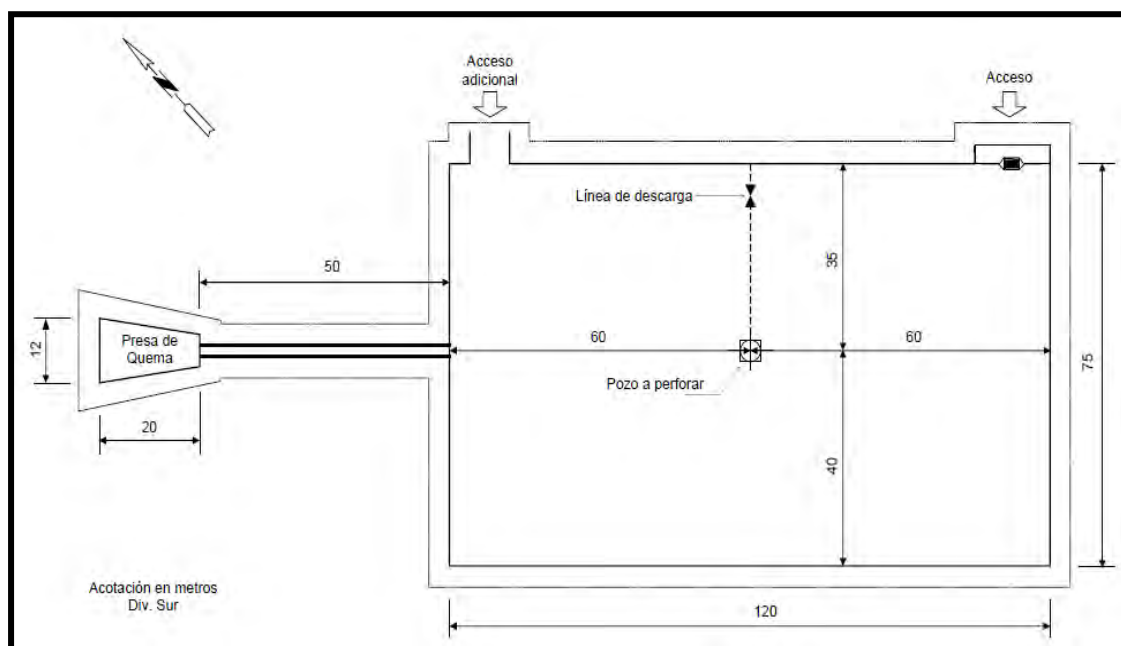


Figura 1.5 Dimensionamiento de una pera.³



Figura 1.6 Ejemplificando las dimensiones de una pera.⁴



Figura 1.7 Pera en operación.⁵



Figura 1.8 Dos peras, en el mismo yacimiento operando.⁶

Macropera se define como, un área de aproximadamente 188 x 161 metros, esto dependerá del número de pozos que se tengan, en donde de acuerdo a los objetivos ubicados dentro del yacimiento, se pueden perforar 3, 6, 12, 16 ó 19 pozos, dependiendo de las condiciones topográficas del terreno. De la misma forma que las Peras, las Macroperas se componen de instalaciones superficiales, que ayudarán y complementarán su construcción para su puesta en operación.

De acuerdo a la Normatividad 256 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios del año 2010, se establece un diseño de dimensionamiento en las Macroperas, de acuerdo al número de pozos que se tenga. Dicha distribución, se muestra en las siguientes Figuras, 1.9, 1.10, 1.11 y 1.12, donde se apreciará, el espaciamento entre pozos, longitud total de la Macropera, distancia a la cual deberá encontrarse la caseta del operador, el módulo de separación provisional (MSP), quemador, colectores de pozos, cabezal, así como el acceso y una salida de emergencia.

Podemos observar que se tienen varios pozos situados en la misma área, donde llegan a tener un espaciamento entre cada pozo de 12.5 metros, se tendrá que contar con un cabezal de recolección, que es el que nos transportará los fluidos producidos de todos los pozos hacia el MSP, para después pasar a la estación de recolección más cercana.

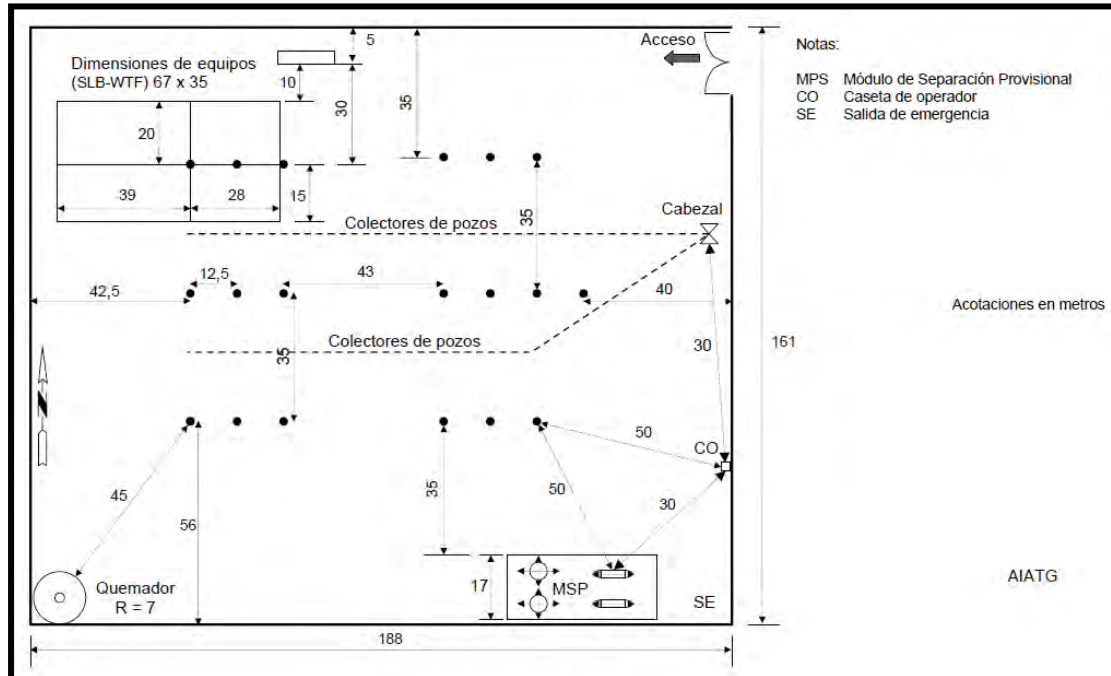


Figura 1.9 Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 19 pozos. ³

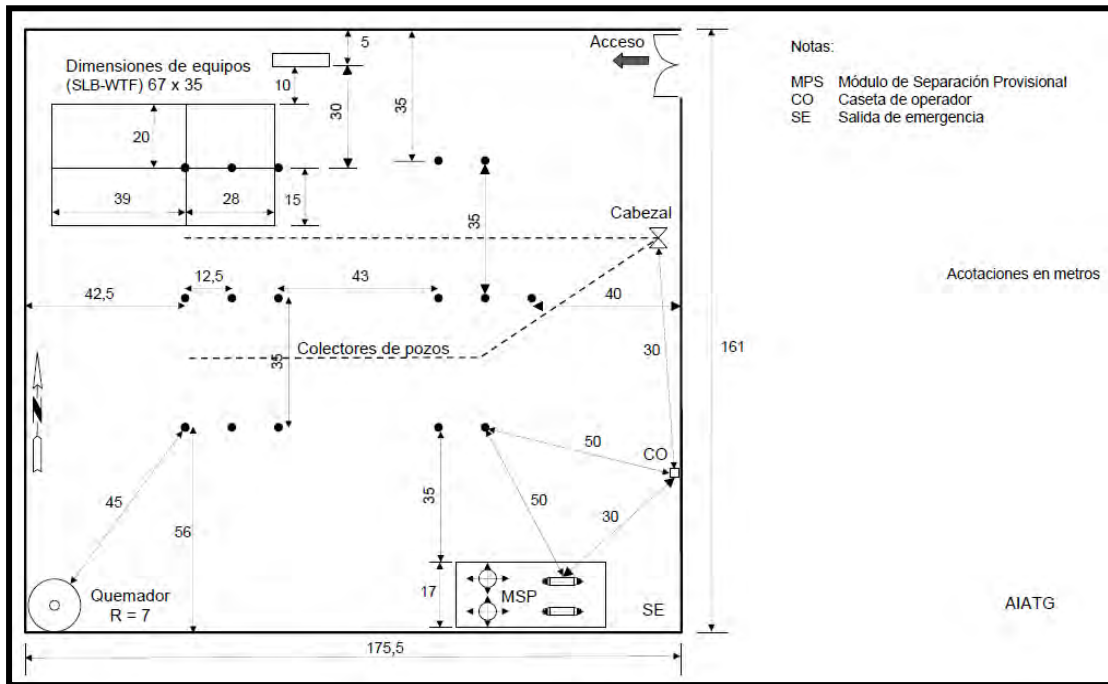


Figura 1.10 Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 16 pozos.³

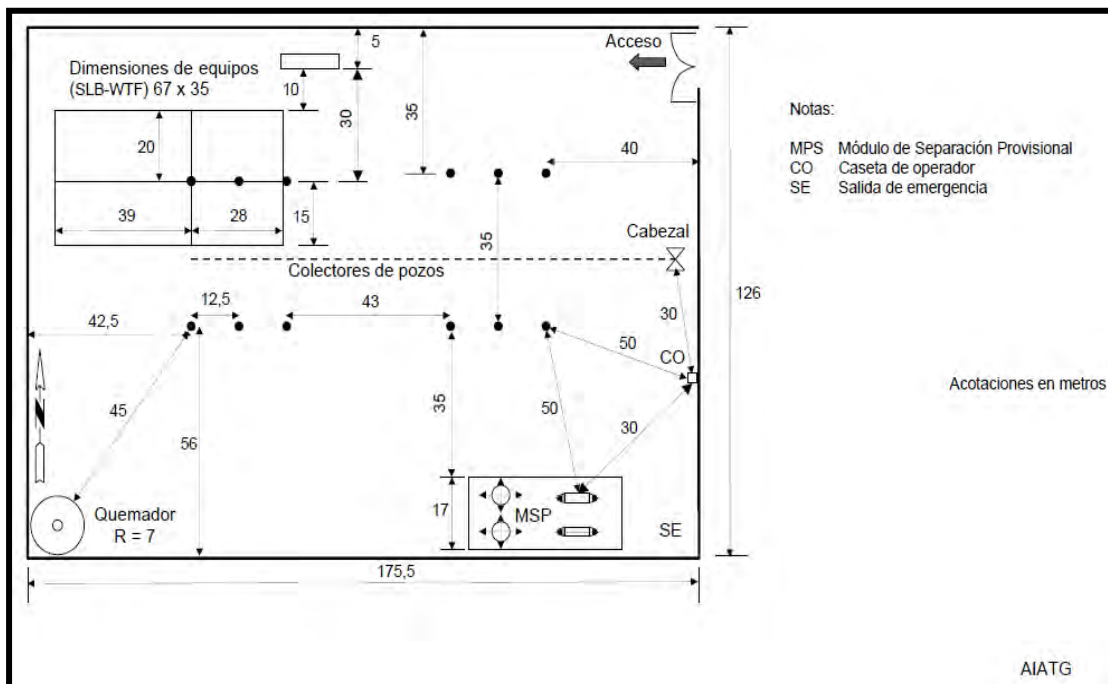


Figura 1.11 Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 12 pozos.³

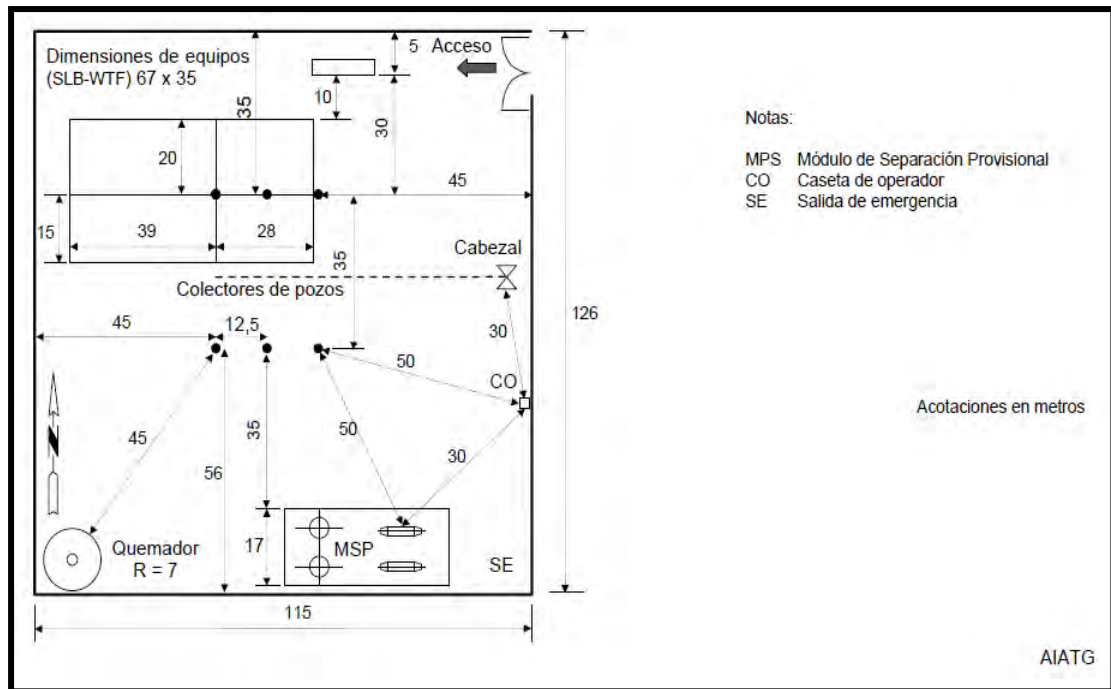


Figura 1.12 Alternativa de localización Macroperas con dimensiones para 6 pozos.³

En la siguiente Figura 1.13, se ve como el dimensionamiento que se llega a tener es realmente lo suficientemente amplio, para poder llevar a cabo la construcción y las operaciones de una Macropera. Aquí se muestra una en construcción, localizada en el estado de Texas, Estados Unidos.



Figura 1.13 Macropera en Texas, etapa de construcción.⁷

Macropera Autosustentable, se define como aquella Macropera en donde los pozos que la integran operan con autosuficiencia energética; es decir, que se utiliza el gas que producen los pozos como gas combustible para equipos de compresión, motogeneración y bombeo y así optimizar la explotación de los mismos, a través del empleo de Sistemas Artificiales de Producción (SAP's), como el Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas (Figura 1.14).



Figura 1.14 Macropera Autosustentable en construcción en al AIATG. ⁸

Como principales ventajas para la implementación de esta nueva propuesta de Macroperas Autosustentables, se tienen las siguientes:

- Se dejarán de construir baterías de separación y estaciones de compresión de capacidad fija.
- Se dispone en cada Macropera de un anillo local de BN o red eléctrica local, en donde el gas que producen los pozos es empleado para el gas que requiere el Sistema de Bombeo Neumático (Autoabastecido) y también como gas combustible para la operación de los motores, de los compresores o de los moto generadores.
- Al eliminar la construcción de anillos de BN, disminuirá el riesgo asociado al transporte de gas a alta presión que en ocasiones pasa cerca de comunidades ejidales o poblados.

- Al implementar el concepto de Macropera Autosustentable (MPA), se eliminará la quema de gas en las Macroperas.
- Se construirán únicamente los ductos necesarios (oleoductos-gasoductos), para transportar la producción, desde las Macroperas hasta las plantas de proceso o puntos de venta.
- Al implementar este sistema, el Proyecto ATG disminuirá considerablemente los costos de inversión, operación y mantenimiento, relacionados con la construcción y operación de baterías, estaciones de compresión y anillos de BN.

En la siguiente Figura 1.15, se muestra una imagen, donde se puede observar la distribución así como su dimensionamiento de los equipos que actualmente se tienen considerados para la implementación de las Macroperas Autosustentables en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

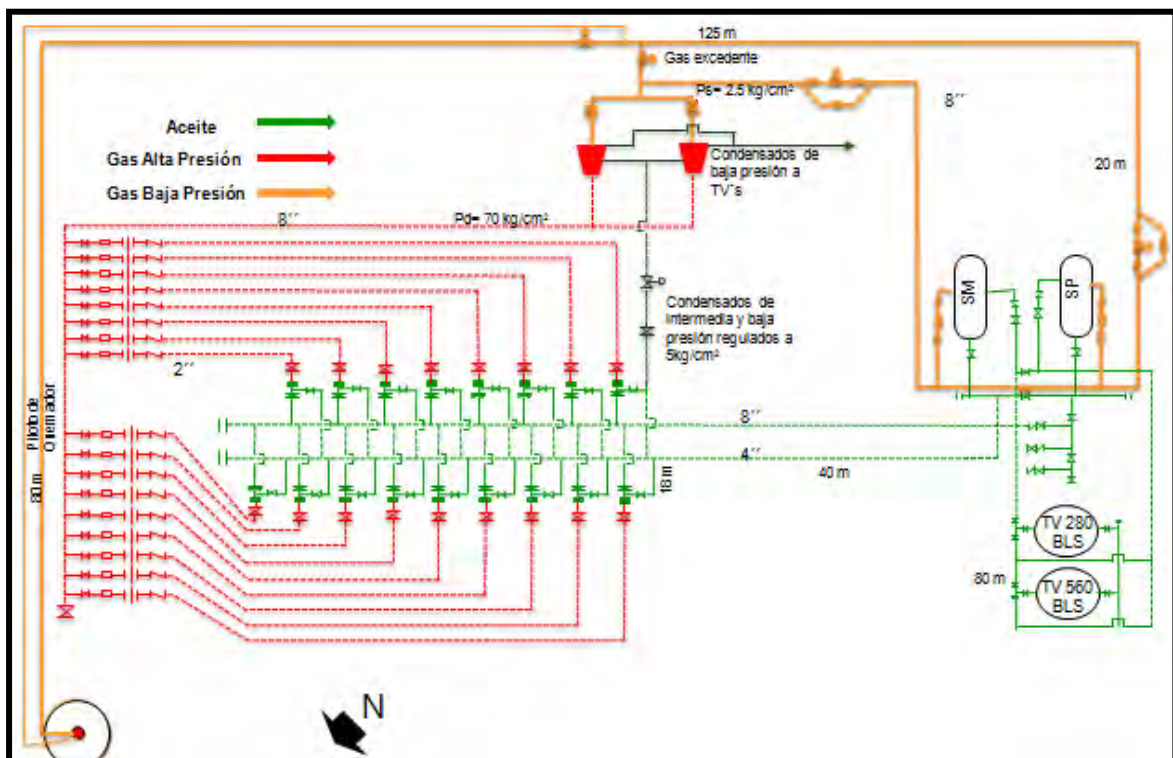


Figura 1.15 Diseño de propuesta innovadora, Macroperas Autosustentables en el AIATG. ⁸

1.5.1 Metodología para la construcción de una Pera ó Macropera.

En el diseño, construcción y mantenimiento de los caminos de accesos, localizaciones, y obras complementarias para la construcción de una pera o Macropera, las áreas de perforación y reparación de pozos son de vital importancia. Estas actividades se desarrollan de acuerdo a las prácticas y procedimientos técnicos aprobados por PEMEX, que aseguren la obtención de resultados exitosos en la producción de hidrocarburos. Las operaciones de perforación y reparación de pozos petroleros, son de alto riesgo, debido a los niveles de energía generados en relación a las profundidades, tipos de fluidos y presiones de formación ó de yacimiento; por ello, es requisito importante llevar a cabo un correcto diseño, construcción y mantenimiento de la localización.

1.5.2 Estudios previos.

I. Levantamiento topográfico.

A) **Ubicación física del pozo a perforar.** Los datos requeridos para esta ubicación son las coordenadas y éstas deben estar referidas al Marco de Referencia Terrestre Internacional del Servicio Internacional de Rotación de la Tierra para el año 1992. El pozo se debe ubicar con un Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Como se observa en la Figura 1.16.

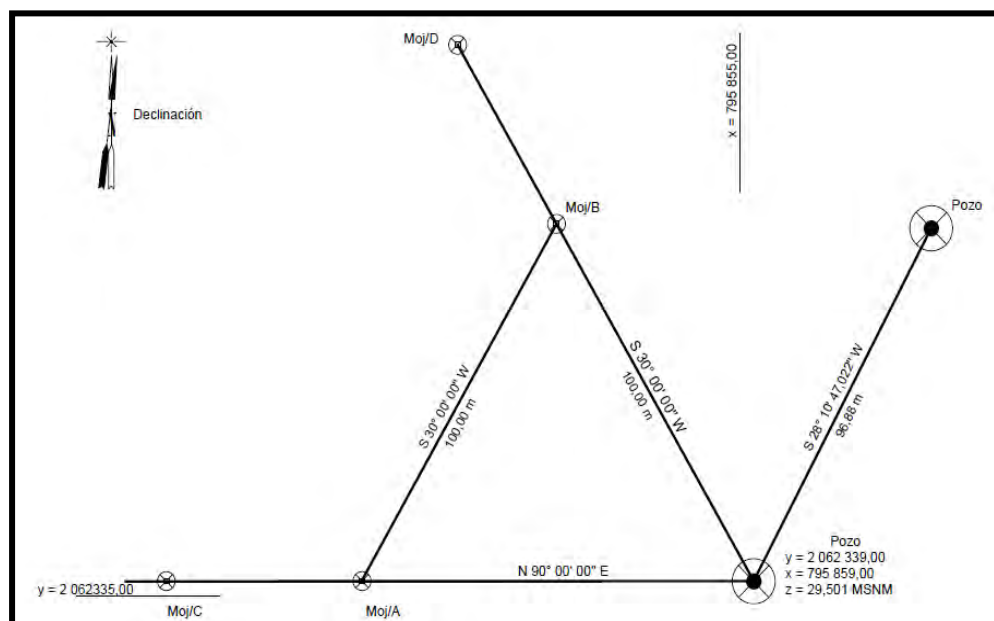


Figura 1.16 Ejemplo de ubicación física del pozo a perforar. ³

B) Reconocimiento del terreno. El reconocimiento del terreno para la localización y el camino de acceso, se puede realizar de diferentes formas, Pemex debe determinar en las bases de la licitación, cuál de ellas usar, por lo que el licitante debe considerar para elaborar su propuesta como mínimo según corresponda uno o varios de los siguientes conceptos:

a) Reconocimiento aéreo. Se puede realizar con avión, helicóptero o ambos, debiendo obtener la densidad, tipo y uso de la vegetación, hidrografía, cantidad y calidad de las vías de comunicación, constitución geológica, derechos de vía de ductos u otros, líneas de transmisión eléctrica, instalaciones en general, asentamientos humanos, entre otros, como se muestra en la Figura 1.17.

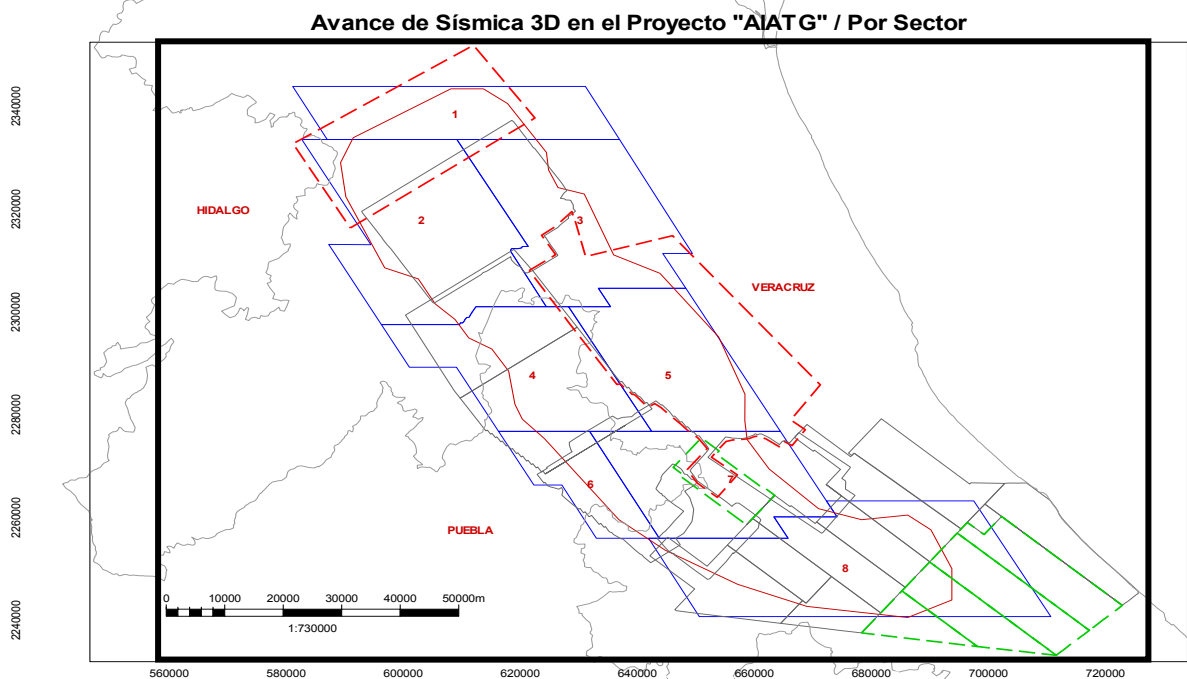


Figura 1.17 Reconocimiento aéreo de las zonas de interés en el AIATG. ³

b) Reconocimiento fotogramétrico-electrónico. Para efectuar este reconocimiento se debe considerar la vegetación (densidad, altura y tipo), configuración topográfica, plazo de ejecución y accesibilidad a la zona. Una vez realizado el reconocimiento aéreo y teniendo las fotografías producto de ese trabajo, se debe proceder a realizar la interpretación fotogramétrica, marcándose en las fotografías las diferentes rutas posibles y proponiéndose la más conveniente para el trazo del camino.

Se deben elaborar mosaicos fotogeológicos en los cuales se determinen el origen y las variaciones de textura de los diferentes suelos y depósitos sin consolidar; la presencia y las características generales de los depósitos de arena, grava, arcilla y piedras; la ubicación de centros de condiciones adversas, como manantiales, filtraciones en las laderas, posibilidad de derrumbes, mantos freáticos cerca de la superficie, fallas, alta salinidad, alto potencial erosivo, accesibilidad de la zona, vegetación y configuración topográfica; entre otros.

c) Reconocimiento terrestre. Este reconocimiento se puede hacer a pie, a caballo o en vehículo en la franja de terreno donde se ubicará el camino. Los datos que deben de obtenerse y plasmarse en los planos, cartas geográficas, libretas, memorias, estudios según corresponda, durante el reconocimiento son:

- 1) Ubicación geográfica del camino, a través de un Sistema de Posicionamiento Global Satelital (GPS) y rumbo astronómico.
- 2) Longitudes del trazo a referencias que tengan injerencia con el camino, entre otros.
- 3) Direcciones de líneas (ductos petroleros y de transmisión eléctrica), linderos, escurrimientos, derechos de vía en general, vías de comunicación, ríos, canales, entre otros.
- 4) Pendientes longitudinales, transversales con lo cual se debe ir buscando la línea cuya pendiente se acerque más a la pendiente gobernadora que debe tener el camino.
- 5) Elevaciones de los puntos de inflexión, quiebres de poligonal, cadenamientos, secciones transversales, entre otros.
- 6) Características generales de la topografía del terreno (accidentes del terreno y detalles naturales o artificiales del mismo).

7) Recursos naturales y producción de los lugares de paso.

8) Condiciones climatológicas de la región.

9) Precipitación pluvial a fin de considerar la necesidad de obras de arte en el estudio de drenaje.

10) Clasificación geológica a que pertenece el material de construcción de que se dispone.

11) Ubicación de bancos.

12) Entronques con los que se tengan que partir para la construcción de un camino de acceso, considerándose de suma importancia de acuerdo al tipo y clase del mismo ya que para cada clase debe tener su consideración para su diseño. Identificar en particular todo tipo de cruce que implique una obra especial (vías de comunicación, ductos, cuerpos de agua, asentamientos humanos, reservas ecológicas, cultivos, líneas eléctricas, entre otros).

d) Reconocimiento sobre cartas geográficas. Sobre cartas geográficas última edición de la República Mexicana elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática se deben señalar varias rutas posibles, es decir, diversas franjas de estudio (Figura 1.18). En las diferentes rutas deben aparecer varios puntos para su análisis como son: vías de comunicación, ductos, cuerpos de agua, asentamientos humanos, reservas ecológicas, cultivos, entre otros. Al dibujar las diferentes líneas de las posibles rutas, deben considerarse los desniveles entre los diversos puntos a fin de determinar la pendiente del terreno, así como las distancias entre ellos, para conocer las pendientes que regirán en su trazo. Cuando se cuente con fotografías aéreas de la zona se debe realizar la foto-interpretación, marcándose en ellas las diferentes rutas posibles. Si la línea llega a salirse de las fotografías disponibles, se utilizan cartas geográficas.

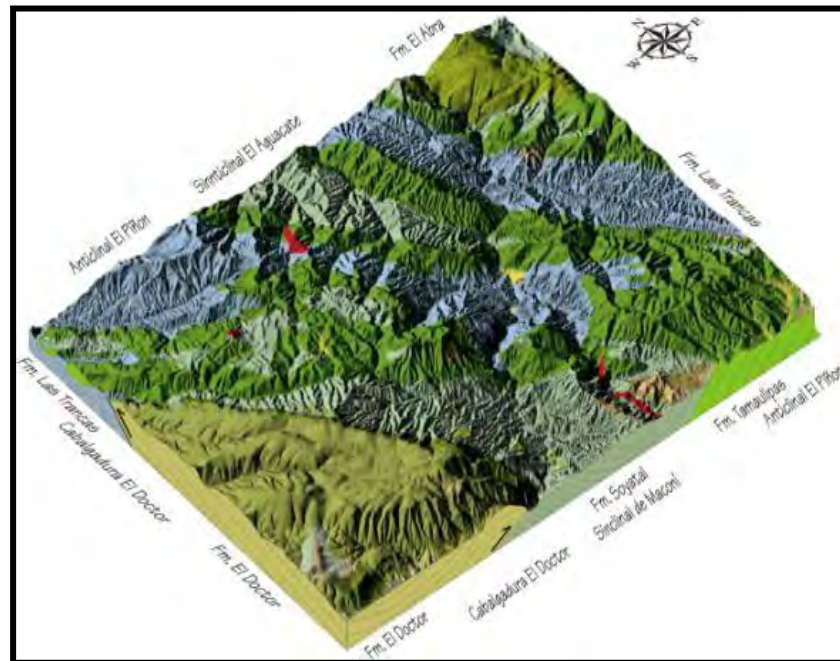


Figura 1.18 Carta Geográfica de Chicontepec. ⁹

C) Trazo preliminar. Terminado el reconocimiento del terreno donde se ubicará el camino, se debe trazar una poligonal abierta que ligue todos los puntos que marcó el ingeniero localizador y que siga aproximadamente la dirección y la pendiente que debe tener el camino a construir, buscando en el terreno tangentes largas con deflexiones pequeñas que satisfagan las condiciones de pendientes, evitando en lo posible las obras de drenaje, los atajos profundos y los terraplenes altos. El trazo de una línea preliminar se debe hacer por el método de deflexiones y comprobación angular de la poligonal, se debe obtener por medio de orientaciones astronómicas que se efectúan cada 5 Km. Durante el trazo se debe evitar o disminuir al mínimo el daño a la vegetación y a los cultivos existentes, árboles frutales, entre otros. Tratando de pasar el trazo paralelo a las hileras del sembrado y no en diagonal. En la libreta de campo se deben de registrar los detalles topográficos, las distancias a corrientes de agua, cercas, cruces de linderos de propiedades, límites de cultivos, vías de comunicación, ductos, líneas de transmisión eléctrica, entre otros (la cual debe estar en cualquier momento a disposición de PEMEX y al final de los trabajos debe ser entregada en forma oficial a PEMEX) (Figura 1.19).

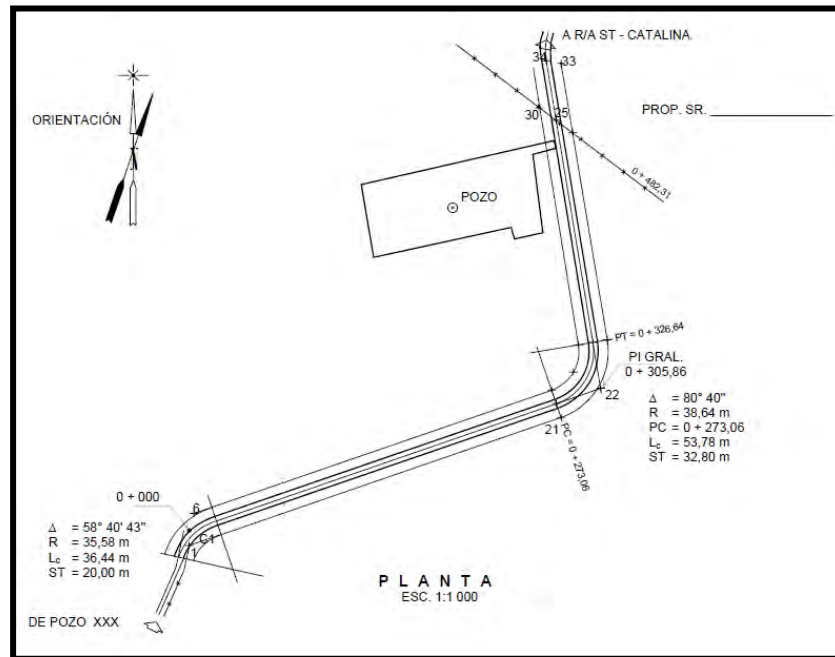


Figura 1.19 Trazo preliminar acceso al pozo. ³

D) Nivelación preliminar. Se deben determinar las cotas de todas las estaciones del trazo, además de las cotas de todos los puntos intermedios que sean de utilidad para definir el perfil del terreno, tales como cambios de pendientes, cruces de arroyos, caminos, vías férreas, barrancos, canales, corredores de ductos, entre otros.

La nivelación se debe referir al nivel medio del mar obteniendo la elevación del primer banco de nivel que se establezca. Se deben apoyar de bancos de nivel establecidos por Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), Comisión Nacional del Agua (CNA) y del Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI).

Los bancos de nivel se deben colocar en sitios que garanticen su permanencia a cada 500 m sobre el trayecto del trazo y además se le debe dar elevación a sus mojoneas de referencia.

E) Trazo definitivo de un camino de acceso.

- a) **Localización.** Teniendo ubicado el punto donde se localiza el pozo (proyecto), se traza el eje y esquinas de la localización, área de quemador y camino de acceso, orientado en función de los vientos dominantes. En caso de que la localización no se pueda ubicar en su posición original de diseño, por condiciones existentes en el sitio, como son las topográficas, sociales, ambientales, uso del suelo, cuerpos de agua, entre otras, se le debe notificar a PEP para su reubicación o en su caso emplazamiento o suspensión del proyecto. Cuando no sea posible ubicar el área del quemador y/o presa de quema en NW 45 grados y/o conforme a los vientos dominantes, las áreas involucradas de PEP deben definir la ubicación en el que debe situarse.

Para localizaciones ubicadas en terrenos con lomeríos o montañas y que por sus dimensiones u otras causas, dificulte su ubicación, se debe realizar un estudio topográfico detallado, así como curvas de nivel; se puede complementar si es factible con una fotografía aérea que permita visualizar ampliamente los obstáculos de la zona.

- b) **Camino de acceso.** Una vez realizado el estudio preliminar y elegido la ruta más conveniente, se procede a dar coordenadas y rumbo al punto inicial (0+000). Las coordenadas deben ser a través de un Sistema de Posicionamiento Global Satelital y rumbo astronómico. Este punto se establece en el cruce de un camino existente y se tiene que referenciar para que posteriormente se facilite su reubicación y continuar con los estudios siguientes. Como se muestra en la Figura 1.20.

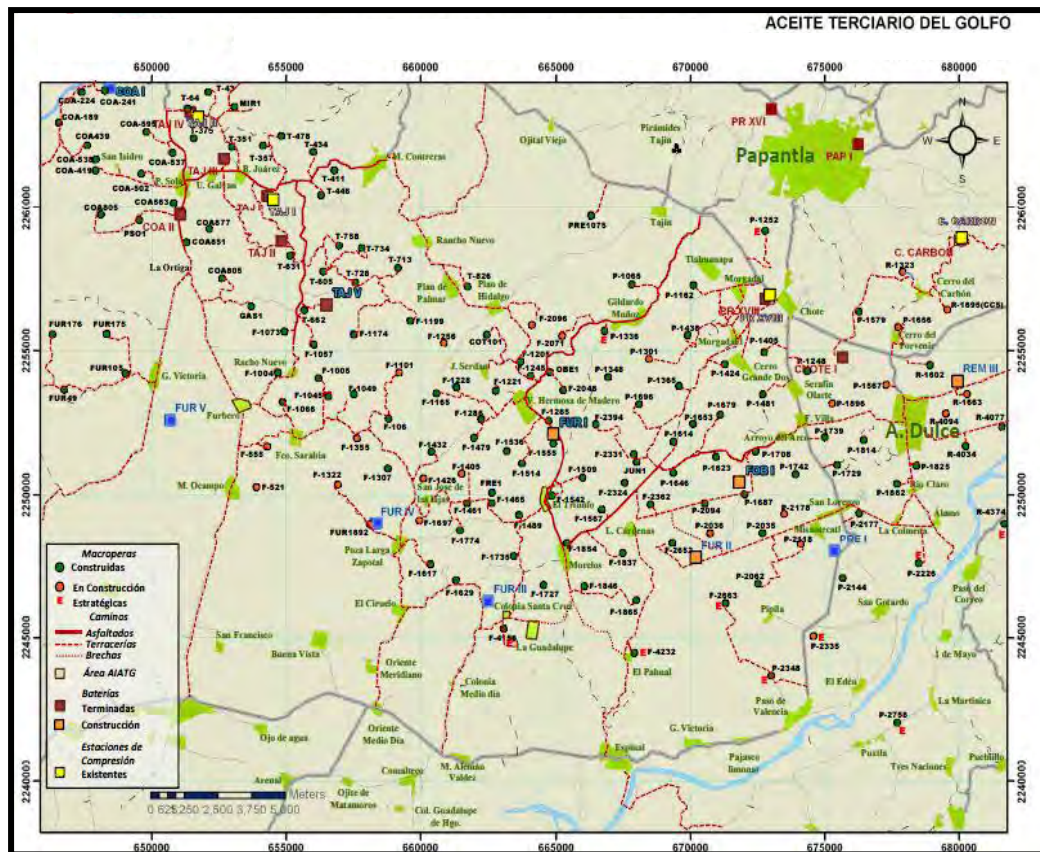


Figura 1.20 Mapa de caminos hacia Macroperas en desarrollo del AIATG. ³

F) Nivelación definitiva. En la nivelación definitiva se deben establecer bancos de nivel de referencia fuera del derecho de vía para que se puedan conservar aún después de construido el camino.

También se procura dejar bancos de nivel en lugares cercanos a obras de arte, puentes, entre otros. Como mínimo esta nivelación se realiza con niveles fijos de precisión y a cada nivelación se le realiza su comprobación con una nivelación diferencial a cada 500 m.

G) Estudio topográfico para camino de acceso. En el estudio topográfico para el camino, que se entregue a PEMEX, de acuerdo a su clasificación se debe indicar lo siguiente:

a) Ancho de derecho de vía y ancho de carpeta en metros.

b) Velocidad de diseño en Km/h.

- c) Grado máximo
- d) Radio mínimo en metros
- e) Pendiente máxima en %
- f) Carga para diseño
- g) Tipo de estructura para drenaje
- h) Tipo de superficie de rodamiento

Teniendo el trazo y perfil definitivo del eje del camino, el contratista debe proceder a seccionar. Estas secciones se deben levantar en ambos lados (derechas e izquierdas), la longitud de cada sección dependerá del tipo de terreno. En el desarrollo del estudio se procede a levantar a detalle las obras de arte como es el drenaje.

H) Estudio topográfico para la localización. Se realiza de acuerdo con las condiciones topográficas existentes en el área de estudio. En terrenos planos o lomeríos suaves, se secciona el área, apoyado de un eje o línea base. En terrenos montañosos o accidentados se puede primero hacer una configuración con curvas de nivel de toda el área y se elije la mejor opción para optimizar los movimientos de tierra (curva-masa óptima) durante la etapa de construcción. Adicionalmente PEP puede solicitar una fotografía aérea para una mejor visualización en las áreas que considere convenientes y lo especificará en las bases de licitación.

II. Estudio hidrológico. El estudio debe considerar las características fisiográficas de una o varias cuencas, entre estas se pueden mencionar, de manera enunciativa pero no limitativa las siguientes:

- a) Área.
- b) Pendiente.

- c) Características del cauce principal (longitud y pendiente).
- d) Elevación de la cuenca.
- e) Red de drenaje.
- f) Uso del suelo.
- g) Problemática en la construcción.
- h) Recomendaciones.
- i) Curva de nivel libre de inundación.
- j) Superficie afectada.
- k) Superficie inundada por condiciones naturales.
- l) Obras hidráulicas propuestas.
- m) Curva de nivel con lámina de agua permanente.
- n) Usos del suelo.
- o) Precipitación máxima en 24 y 48 horas.

III. Estudio geotécnico (mecánica de suelos). La elaboración de los estudios de estratigrafía y propiedades del suelo para el camino y localización, deben incluir la determinación de sus propiedades mecánicas (resistencia corte y compresibilidad), así como sus propiedades hidráulicas (permeabilidad), mediante la obtención de muestras que sometidas a ensayos de clasificación e identificación, se determina la granulometría, límites de consistencia, contenido de agua, contracción lineal; el nivel de aguas freáticas, entre otras.

Se debe determinar también la capacidad de carga del terreno y dar sus conclusiones técnicas para la construcción tanto del camino, como de la localización y plataforma que debe soportar el o los equipos de perforación y/o mantenimiento de pozos terrestres o lacustres.

IV. Medidas de seguridad y protección ambiental. En todas las fases de los trabajos y según corresponda, se debe cumplir con lo establecido en documento oficial de PEMEX, “Guía Técnica de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para Localizaciones y Macroperas”, con el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el cual nos dice, que los caminos por donde transitan los vehículos que transporten equipos o partes de ellos, deben inspeccionarse en toda su longitud, para verificar que reúnan los siguientes requisitos:

a) Amplitud suficiente.

b) Buena visibilidad en curvas horizontales y verticales.

c) Grado de curvatura y sobreelevación apropiados para los vehículos que hagan el transporte.

d) Compactación y profundidad adecuada en vados.

e) Altura libre suficiente en los puentes.

f) Capacidad de carga adecuada en los puentes.

g) Ausencia de líneas de conducción eléctrica o con altura apropiada.

h) Compactación de acotamientos.

i) Ausencia de cercados que impidan el paso.

j) Ausencia de cualquier obstáculo que impida el tránsito seguro.

V. Autorizaciones. El contratista debe cumplir con los términos y condicionantes establecidos en el oficio resolutivo de autorización en materia de Impacto y Riesgo Ambiental emitido por la SEMARNAT, que apliquen a las etapas del proyecto o actividades contempladas en las bases de licitación. Así mismo, debe documentar dicho cumplimiento y generar las evidencias pertinentes, tales como: fotografías, análisis de laboratorios, planos, permisos, pagos, reportes, estadísticas, estudios, entre otros. Cuando se trate de documentos oficiales, éstos deben ser firmados por una persona reconocida o autorizada para tal fin.

VI. Diseño.

Debido a los diferentes tipos de equipos de perforación utilizados para la perforación de pozos y de acuerdo a las cambiantes condiciones topográficas, geotécnicas, ecológicas e hidrológicas de las regiones, es obligado, que en base a los conceptos anteriores se realice un proyecto para cada caso en particular (camino de acceso, localización y obras complementarias), pero a su vez ligados entre sí, según sea el caso. Dentro de esta etapa, se ve todo lo relacionado con: caminos de acceso, tipo de revestimiento, drenaje superficial, área de estacionamiento en el acceso, señalamientos, localización de la pera o Macropera. En especial cuando se pretenda perforar más de un pozo, se pueden utilizar según las necesidades de PEP (Figura 1.21).

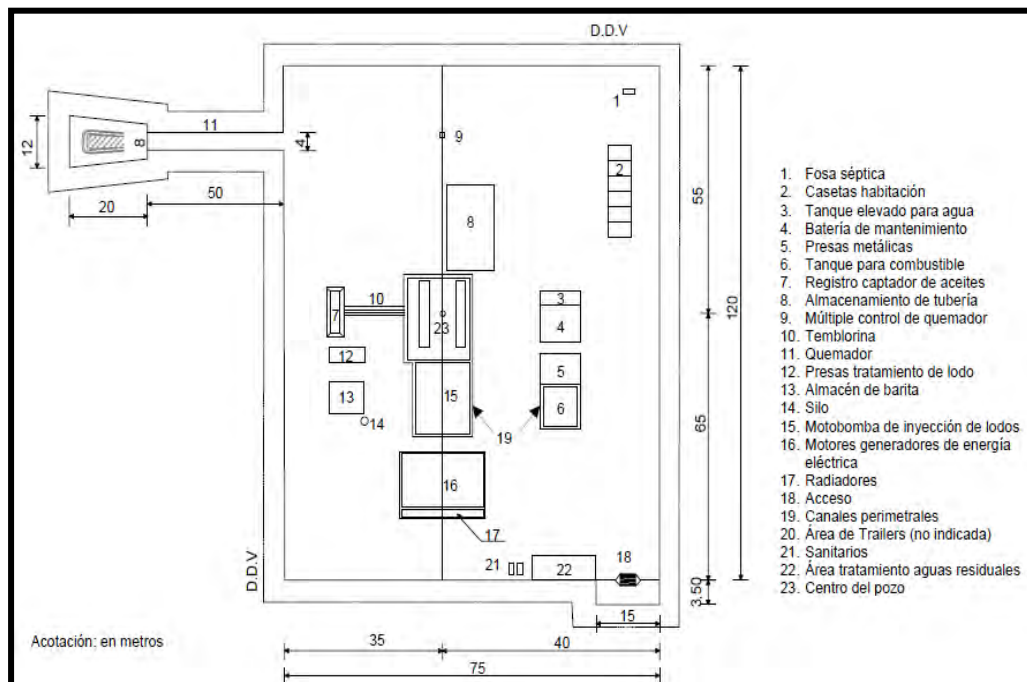


Figura 1.21 Diseño establecido por la Normatividad de Petróleos Mexicanos, año 2010. ³

Algunas consideraciones de diseño, ya establecidas en documentos internos de PEMEX, son las siguientes:

1. Distancia mínima entre contrapozos 12,5 metros.
2. Distancia mínima entre líneas de contrapozos 35 metros.
3. Distancia mínima entre bloques de contrapozos 43 metros.
4. Distancia mínima del separador al pozo más cercano 50 metros.
5. Distancia mínima de pozo a tanques 20 metros.
6. Distancia mínima de separadores a tanques 20 metros.
7. Distancia mínima de la caseta del operador a cabezal de pozos 30 metros.
8. Distancia mínima de la caseta del operador al pozo más cercano 50 metros.
9. Distancia mínima de la caseta del operador al separador 30 metros.
10. Distancia mínima del cabezal de pozos al pozo más cercano 40 metros.
11. Distancia mínima entre tanques igual la mitad de la suma de sus diámetros.

También deben de ser considerados dentro del diseño para la construcción de las paras o Macroperas, lo siguiente:

1. **Contrapozo.** El contrapozo, debe ser de concreto armado con acero de refuerzo, de acuerdo a las características y especificaciones del proyecto aceptado por PEP o en su defecto a los planos alternativos, donde se debe considerar en el fondo de éste, un cárcamo para recolectar por succión los líquidos que se acumulen.

2. **Guardaganado.** PEP en sus bases de licitación debe determinar si se construye, en caso afirmativo, este debe ser de estructura de acero tubular de acuerdo a las características y especificaciones del proyecto.
3. **Puerta metálica o portón de acceso.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
4. **Cerca perimetral.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto. Puede ser de alambre, alambre de púas galvanizado, malla ciclónica, malla tipo gallinero, entre otras.
5. **Registro de concreto simple (recuperación de aceite).** En caso de que sea aplicable este concepto de obra, se debe construir de acuerdo con las características del proyecto.
6. **Canales de concreto perimetrales.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
7. **Alcantarillas.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
8. **Sub-dren de tubo.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
9. **Lavadero.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
10. **Bordillos.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
11. **Trampa de aceite.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
12. **Cárcamo para aguas residuales.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.
13. **Barandales en área de árbol de producción.** Se debe construir de acuerdo a las características del proyecto.

VII) Construcción.

Las actividades de construcción de caminos de acceso y localización de pozos petroleros, contemplan trabajos comunes, por lo que en su ejecución se deben aplicar las especificaciones técnicas que se indican en documentos internos de Petróleos Mexicanos y las que se complementen en las bases de licitación, respetando la secuencia de desarrollo de acuerdo a los procedimientos constructivos.

VIII) Mantenimiento.

Se contempla para esta etapa, lo siguiente: Desmonte. Prestamos. Revestimiento. Rastreo y recargue de materiales. Taludes. Remoción de derrumbes. Relleno de deslaves. Desviaciones. Obras de drenaje. Carpeta asfáltica, entre otros.

1.6 Sistema Artificial de Producción.

La mayoría de los pozos terminados en zonas productoras de aceite, fluirán naturalmente durante un cierto periodo de tiempo después de que comiencen a producir. La presión del yacimiento y la presencia de gas proveerán de la energía suficiente para llevar el fluido a la superficie en un pozo fluyente.

Mientras el pozo produzca, la energía del yacimiento se irá consumiendo hasta un punto en donde no será suficiente para producir los fluidos hasta la superficie por su propia cuenta y el pozo dejara de fluir.

Cuando la energía del yacimiento es baja para que el pozo fluya ó el gasto de producción deseado o de diseño pueda ser mayor al que actualmente produce el pozo como fluyente, entonces se puede pensar en la instalación de un Sistema Artificial de Producción (SAP). Los SAP's son considerados equipos adicionales al aparejo de producción de un pozo, los cuales suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, desde una profundidad dada. Se han creado con la finalidad de continuar la explotación del yacimiento cuando en éste ha declinado la presión y para descargar la producción de hidrocarburos hasta la superficie a una batería de separación (Figura 1.22). Para tomar la decisión de instalar un SAP's, hay que considerar un análisis económico del proyecto en el cual se considera la aplicación del sistema, en el que se demuestre que las ganancias por el aumento de la producción gracias a la instalación del Sistema Artificial de Producción, cubre perfectamente los gastos de dicha instalación.

La instalación de un SAP, no depende directamente de la etapa de explotación del campo, ya que un SAP puede ser instalado y puesto en operación desde el inicio de la explotación del mismo.

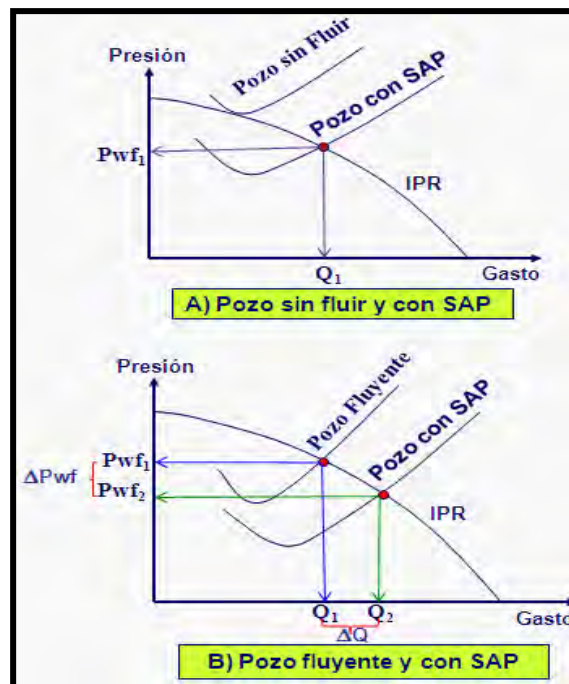


Figura 1.22 Efecto de los Sistemas Artificiales de Producción. ¹⁵

- A) En esta gráfica se puede observar cuando tenemos un pozo que ya no está produciendo hidrocarburo por su propia energía, “pozo muerto”, es decir, pozo sin fluir. Lo que buscamos es reducir la presión de fondo fluendo en el pozo (P_{wf}), con esto se incrementa el diferencial de presión ΔP , presión estática del yacimiento-presión de fondo fluendo ($P_{ws}-P_{wf}$). La implementación de los Sistemas Artificiales de Producción nos ayudarán a que nuevamente un punto de intersección entre la curva de comportamiento de flujo o vertical (VLP por sus siglas en inglés) y la curva del IPR o bien si ya existe dicho punto de intersección, este mejore su ubicación al incrementarse el gasto de líquido (Q_l) del pozo con el SAP. El punto donde ambas curvas se interceptan le corresponderá una P_{wf1} y un Q_1 dado pasando de un pozo sin fluir a un pozo fluuyente con SAP.
- B) Para incrementar la producción de hidrocarburos de un pozo fluuyente, cuando las condiciones de presión de un yacimiento así lo permiten, es necesario tener la instalación del SAP adecuado, dada las características del yacimiento.

Lo que se busca, será aligerar la columna de los fluidos para facilitar más su producción a superficie. Esto se verá reflejado con el incremento de producción, es decir pasara de una Pwf_1 con pozo fluvente a una Pwf_2 con SAP. El diferencial de presión que se logre, será directamente proporcional al incremento del gasto que se tenga en un pozo con SAP.

Dentro de los principales SAP's actualmente existentes en la industria petrolera, se encuentran los siguientes:

- Bombeo Neumático Continuo (BNC) e Intermitente (BNI).
- Bombeo Mecánico (BM).
- Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).
- Bombeo Hidráulico (BH).

Para tener una idea más clara nos remitimos a la Figura 1.23 la cual nos muestra más detallada la clasificación de cada Sistema Artificial de Producción.

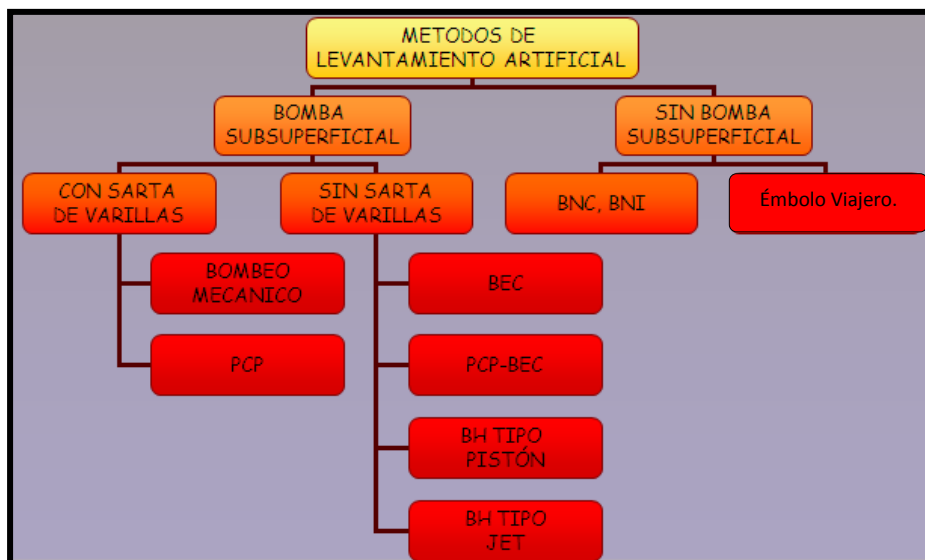


Figura 1.23 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción. ¹⁵

1.6.1 Eficiencia de levantamiento entre diferentes Sistemas Artificiales de Producción.

Como se puede observar en la siguiente Figura 1.24. Uno de los SAP's que presenta una mayor eficiencia es el de Bombeo de Cavidades Progresivas, seguido por el Bombeo Mecánico, Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Neumático Continuo, Bombeo Hidráulico y por último el Bombeo Neumático Intermitente. Obteniendo la eficiencia como consideración de la relación de gasto medido con el gasto de diseño.

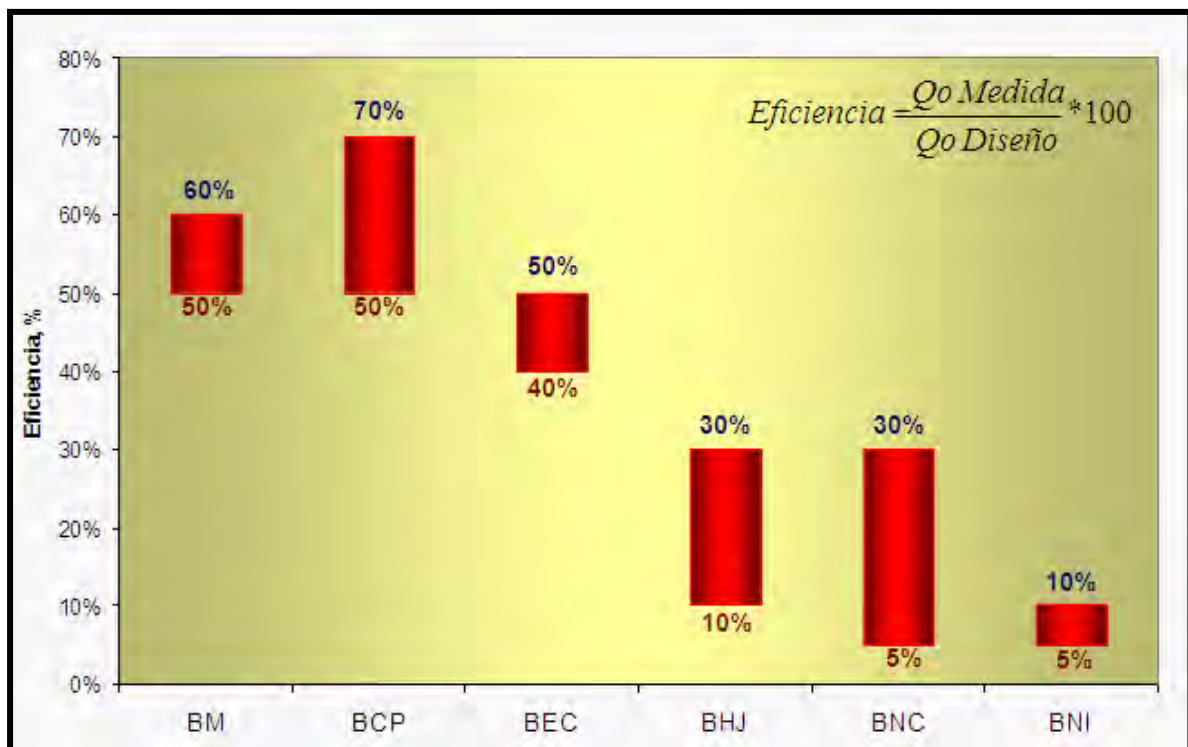


Figura 1.24 Eficiencia de los diferentes Sistemas Artificiales de Producción. ¹⁰

1.7 Sistema de Bombeo Neumático.

El Bombeo Neumático es la forma de Sistema Artificial que más se asemeja al proceso de flujo natural, debido a esto, es considerado como una extensión del proceso natural del yacimiento. En un pozo con flujo natural, como el fluido productor viaja hacia la superficie, la presión de la columna de fluido es reducida, el gas en solución se libera, provocando su expansión. Este gas libre siendo más ligero que el aceite, provoca su desplazamiento reduciendo la densidad del flujo del fluido y disminuyendo a su vez el peso de la columna de fluido sobre la formación.

Esta reducción en el peso de la columna de fluido, produce una presión diferencial entre el pozo y el yacimiento que es lo que provoca que el pozo fluya. El objetivo de este sistema es precisamente el mismo, reducir el peso de la columna de fluido sobre la formación por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta a través del espacio anular, que dependerá de la profundidad y de la presión de yacimiento.

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección con mandril).
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

Existen básicamente tres tipos de Sistemas de Bombeo Neumático:

- Bombeo Neumático Continuo.
- Bombeo Neumático Intermitente.
- Bombeo Neumático Autoabastecido.

1.7.1 Bombeo Neumático Continuo.

En el proceso del Bombeo Neumático continuo (Figura 1.25), gas a una presión relativamente alta es inyectado en el fondo del pozo, para realizar esto, se coloca una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie.

Este método se utiliza en pozos con un alto Índice de Productividad (IP) (mayor a 0.5 bl/día/lb/pg²) y presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) relativamente altas, es decir, que la columna hidrostática sea del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo.

En este tipo de pozos, la producción a obtener puede estar dentro del rango de 200 a 20,000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si el pozo es explotado por el espacio anular, es posible obtener gastos de hasta 80,000 bl/día. El diámetro interno de la tubería de producción rige el gasto, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean ideales. Esta inyección del gas se une con el gas de formación para levantar el fluido a la superficie por uno o varios de los procesos siguientes:

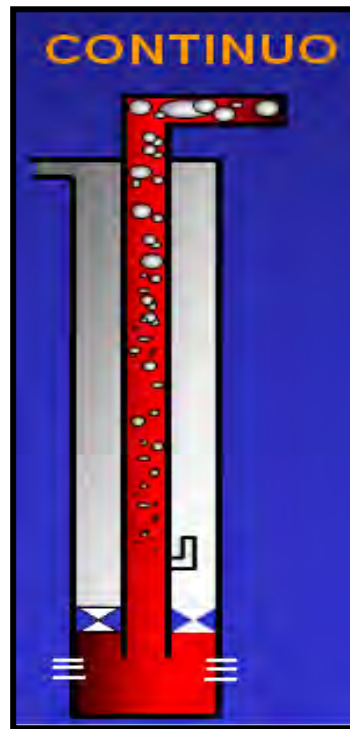
- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna. Así la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo se incrementara.
- La expansión del gas de inyección, lo que empujara al fluido productor hacia la superficie.
- Desplazamiento del flujo bache por largas burbujas de gas, actuando como un pistón.

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- Las válvulas de Bombeo Neumático pueden ser recuperables con línea de acero.

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

Figura 1.25 BN Continuo. ¹⁵

1.7.2 Bombeo Neumático Intermitente.

El Sistema Artificial de Bombeo Neumático Intermitente, consiste en el levantamiento con gas de un bache de líquido, desde cierta profundidad hasta la superficie.

El Bombeo Neumático Intermitente (Figura 1.26), es un proceso cíclico, en el cual se forma un bache de líquido en la tubería de producción a cierta profundidad, originado por los fluidos que fluyen de la formación hacia el pozo; cuando el líquido alcanza una longitud determinada por diseño, se inyecta gas a alta presión del espacio anular a la tubería de producción, a través de una válvula operante de inyección de gas, el bache de líquido es impulsado hacia arriba debido a la expansión y presión del gas debajo de este; la rápida movilidad del gas continuamente penetra o sobrepasa el fondo del bache del líquido, resultando una disminución de la longitud del bache. Simultáneamente, se forma una película de líquido en las paredes de la tubería conforme la burbuja de gas rebasa la superficie inferior del bache.

El líquido se empieza a producir en cuanto el bache de líquido alcanza la boca del pozo, después de que el bache de líquido se produce, el gas se expande rápidamente y barre parte del líquido de la película formando un bache secundario por el arrastre del líquido dentro del núcleo de gas.

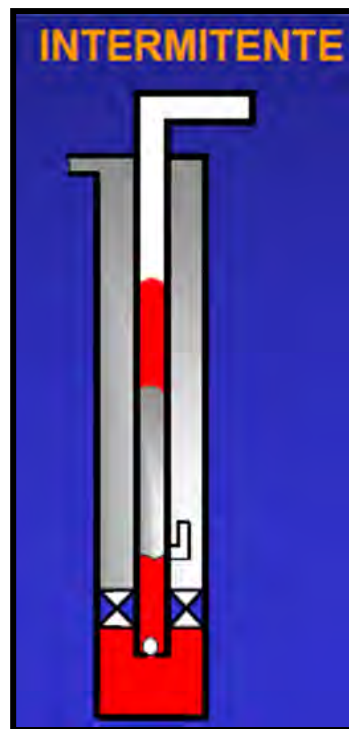
El líquido es producido por esta forma de arrastre hacia la superficie, mientras la expansión del gas lo continúe arrastrando hacia arriba. Después de la producción del líquido arrastrado, el líquido remanente que no alcanza la superficie y el líquido de la película caen adicionándose al líquido que entra de la formación y llena la tubería de producción, con lo que juntos forman el nuevo bache de líquido que será producido en el siguiente ciclo.

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Las válvulas de Bombeo Neumático pueden ser recuperables con línea de acero.

Desventajas

- Su eficiencia es muy baja.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

Figura 1.26 BN Intermitente. ¹⁵

1.7.3 Bombeo Neumático Autoabastecido.

Si hablamos de que la reserva de gas de nuestro yacimiento es pequeña, el diseño de las instalaciones superficiales deberá contemplar un circuito cerrado para el gas, es decir, que el gas que se inyecta al pozo sea recuperado en superficie para que nuevamente se reutilice, de tal modo que el único gas que se consuma sea el que utilice el compresor como combustible. Esta condición obligará a que la presión de succión del compresor sea ligeramente menor a la contrapresión con que va a fluir el pozo. Para poder tener un buen resultado de esta tipo de Bombeo Neumático, será necesario realizar un diseño apropiado para comprimir en superficie y en la localización del pozo el gas proveniente de la formación el cual fluirá por el espacio anular entre la T.R. y la T.P. Una vez que se haya incrementado la presión del gas, este se reinjectará en el fondo del pozo a través de la T.P. Con la finalidad de reducir el gradiente de flujo natural de los fluidos del yacimiento, y reduciéndose de esta manera el componente hidrostático de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie lo que hará que, el aceite fluya por el espacio anular entre la tubería de producción. (Figura 1.27).

Es importante el uso de un simulador de procesos en conjunto con un simulador de flujo multifásico por que lograra determinar qué tipo de instalaciones superficiales serán o no, necesarias instalar y reducir riesgos e inversiones innecesarias. El Bombeo Neumático Autoabastecido es susceptible de ser aplicado en campos que cuenten con yacimientos productores de aceite y gas y no tengan infraestructura superficial de redes de Bombeo Neumático. Es considerado un sistema altamente recomendable, de bajo costo y fácil de implementar. Mediante la aplicación de este sistema se pueden evitar grandes erogaciones por concepto de construcción y mantenimiento para infraestructura de transporte de gas, por lo que es una gran opción para campos de aceite cuyo potencial de producción es bajo. Ayudara a disminuir el riesgo que presenta transportar gas a alta presión.

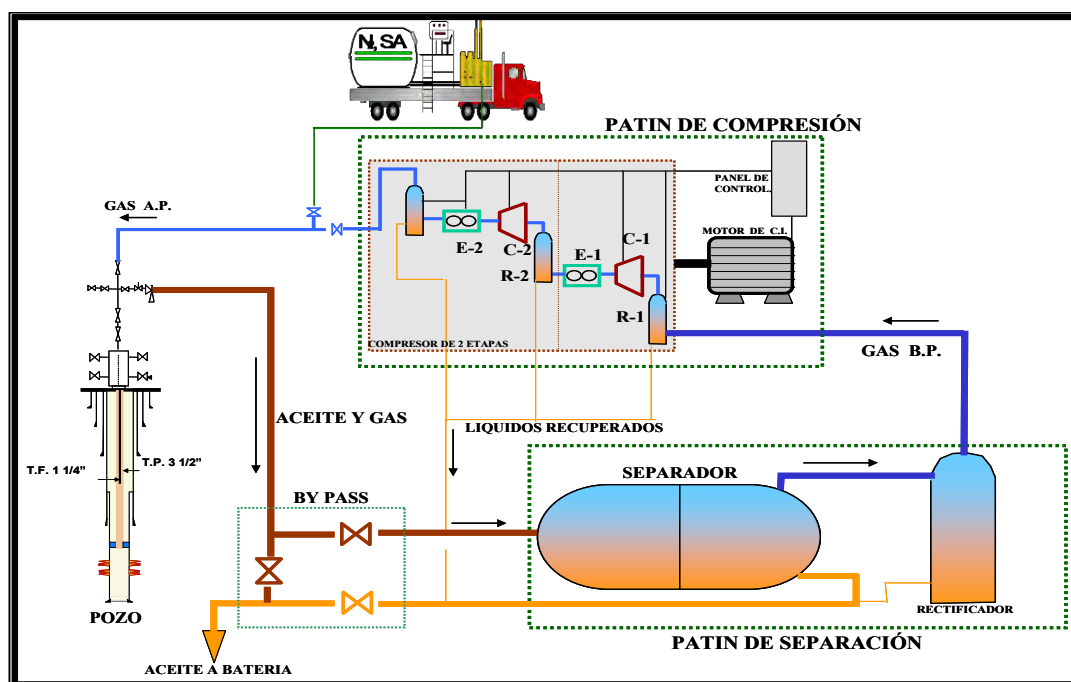


Figura 1.27 Bombeo Neumático Autoabastecido.¹¹

A continuación se dará una breve descripción de los componentes que integran el sistema.

- **Separador bifásico.** La finalidad de la instalación de un separador bifásico es la de separar la fase líquida de la fase gaseosa, la fase líquida será enviada a la batería en donde finalmente será depositada en tanques de almacenamiento. La fase gaseosa será comunicada con la succión del compresor.

- **Compresor.** El motor que utilizara este equipo será del tipo de combustión interna a gas, el cual será tomado del mismo gas que produce el yacimiento, es importante recalcar que este tipo de motores tiene una mayor flexibilidad en cuanto a la variación de la velocidad con que opera.
- **Válvula de control de presión.** Está contemplado una válvula de control de presión a instalarse en la descarga del compresor bifásico, de manera que controle la presión de descarga del separador, enviando el excedente de gas a la línea de descarga de líquidos del separador, después de la válvula de control de nivel.
- **Válvula reguladora de flujo.** Su principal función es la de regular el volumen de gas que el compresor comprimirá para posteriormente ser inyectado a la tubería flexible.
- **Válvula de control de nivel.** Como su nombre lo indica, esta válvula regulará el nivel de líquido dentro del separador.
- **Medidor de placa de orificio.** Con la finalidad de cuantificar el gasto de gas que se inyecta al interior de la tubería flexible, así como el comportamiento de flujo del sistema.

La Figura 1.27 muestra el esquema ideal de las instalaciones del Bombeo Neumático Autoabastecido (caso base), sin embargo se han realizado ciertas modificaciones al sistema, dada las características de los yacimientos, estas adaptaciones se han hecho, utilizando diversos accesorios como son la implementación de un colgador con tubería flexible (TF), en la cual se inyecta el gas de BN. Aplicado en el pozo Vernet 259, de la región sur, para este caso el Bombeo Neumático Autoabastecido es recomendable a implementarse cuando los potenciales de producción de los yacimientos de aceite no son altos, las inversiones que se requieren hacer en la construcción de infraestructura de transporte de gas así como en el acondicionamiento de los aparejos de producción de los pozos para ser operadas con válvulas de Bombeo Neumático, originan que un proyecto de este tipo, no sea rentable. (Figura 1.28).

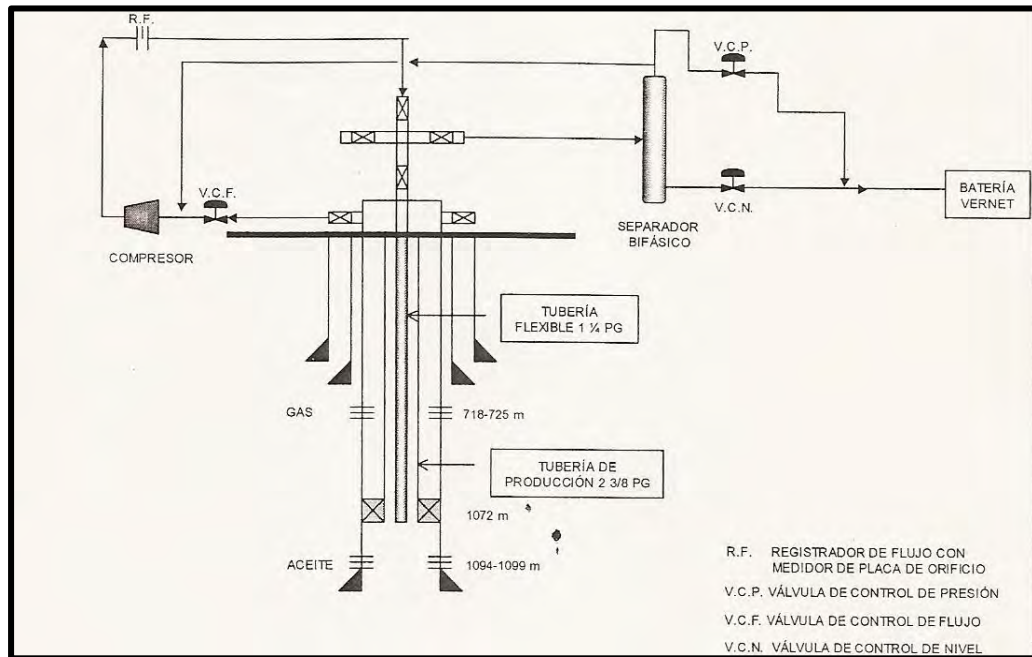


Figura 1.28 Bombeo Neumático Autoabastecido con TF Pozo Vernet 259.¹²

Ó en el caso del pozo Mora 22 donde se le anexa como accesorio, una bomba que produce la inyección de fluidos inhibidores de corrosión y prevención de agrietamientos a las tubería, esto para pozos que manejen alto grado de condensados y H₂S₄. (Figura 1.29).

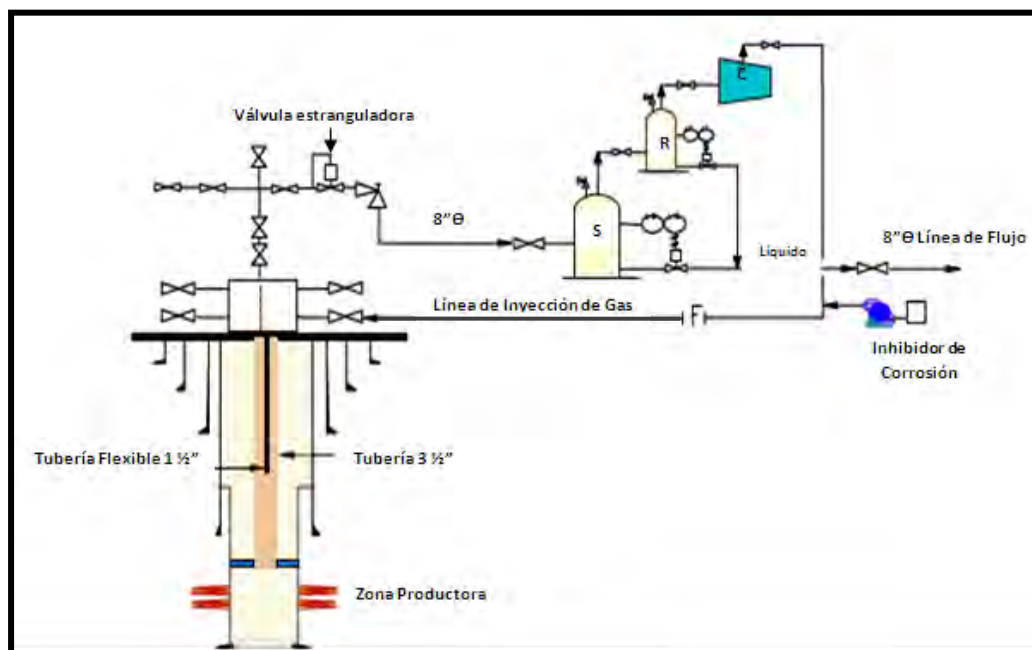


Figura 1.29 Bombeo Neumático Autoabastecido con Inhibidor de corrosión Pozo Mora 22.¹³

1.8 Sistema de Bombeo Mecánico.

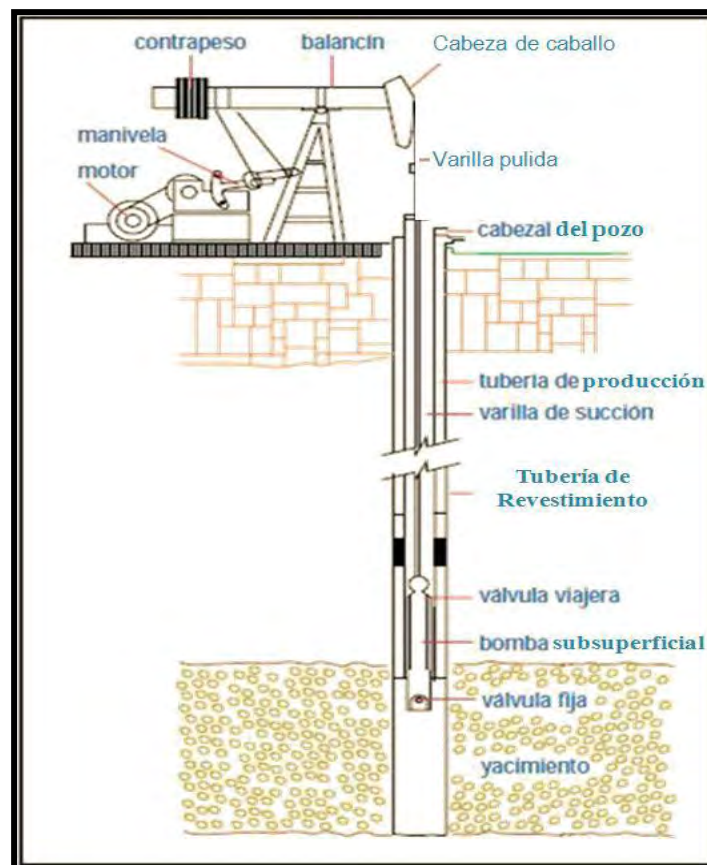
La función principal de este sistema es la de extraer fluidos mediante un movimiento ascendente descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP en el fondo, cerca del yacimiento (Figuras 1.30). Principalmente este tipo de Sistema Artificial, se aplica cuando se tiene un bajo índice de productividad, que no exista la producción de arena y si lo hay que esta sea muy baja, que exista una presión de fondo fluyendo suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo, que no haya depósitos de parafinas, que la $P_{wf} > P_b$ a la profundidad de la colocación de la bomba. Los fluidos acumulados en la TR llegan a la superficie a través de la TP. Sus componentes principales son, unidad de bombeo mecánico, cabezal y conexiones superficiales, sarta de varillas, bomba reciprocante. Las unidades actualmente implementadas, en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, son: La unidad convencional, Mark II, Aerobalanceada, Rotaflex, Corlift, VSH2, Dynapump y Tieben, los cuales serán descritos, sus principios de funcionamiento, con su respectiva imagen en el Capítulo 2.

Ventajas

- Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR.
- Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- Los componentes son fácilmente intercambiables
- Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.

Desventajas

- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.
- En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas de material.
- La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obstrusiva al ambiente.
- En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.
- Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

Figura 1.30 BM Convencional. ¹⁵

1.9 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.

El Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y su mantenimiento es relativamente sencillo.

Consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor.

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación (Figura 1.31), que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema

Dentro de las aplicaciones de este Sistema Artificial se encuentran varias, con un rango óptimo para aceites pesados de hasta con un 50% de arena, aceite medio limitado en el contenido de H_2S , aceite ligero limitado en el contenido de aromáticos, extracción de agua en pozos productores de gas y es aplicable en yacimientos maduros con flujo de agua.

Ventajas

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Excelente eficiencia hidráulica (50-70%).
- Fácil de instalar y operar.
- Excelente para manejar arena.
- Opera en pozos con aceite viscoso.

Desventajas

- Se requiere de experiencia y conocimiento.
- Vida útil corta por los problemas del elastómero.
- Baja eficiencia para gas.

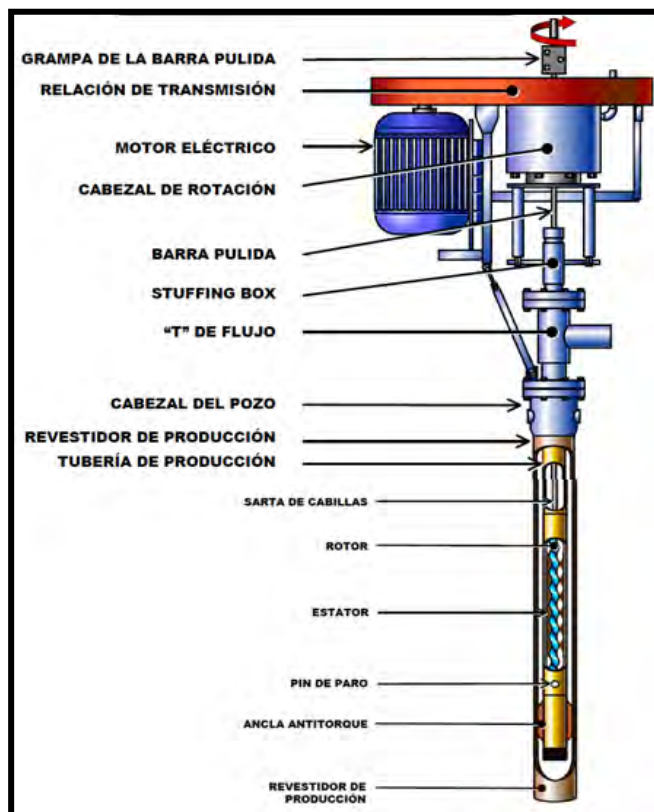


Figura 1.31 Bombeo de Cavidades Progresivas. ¹⁵

1.10 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

Este Sistema Artificial de Producción (Figura 1.32) es muy utilizado en el mundo por sus altos volúmenes de recuperación de hidrocarburos. Las primeras pruebas de este sistema, en México, fueron realizadas en los años 70's, en el distrito Poza Rica. Consiste en convertir la energía eléctrica empleada en energía mecánica para así poder levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie.

Maneja un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. Tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrosumergible y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador. La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

La técnica para diseñar las instalaciones bombeo electrocentrífugo sumergido consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.

El sistema representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Ventajas

- Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades hasta de 4200 [m].

Desventajas:

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas.

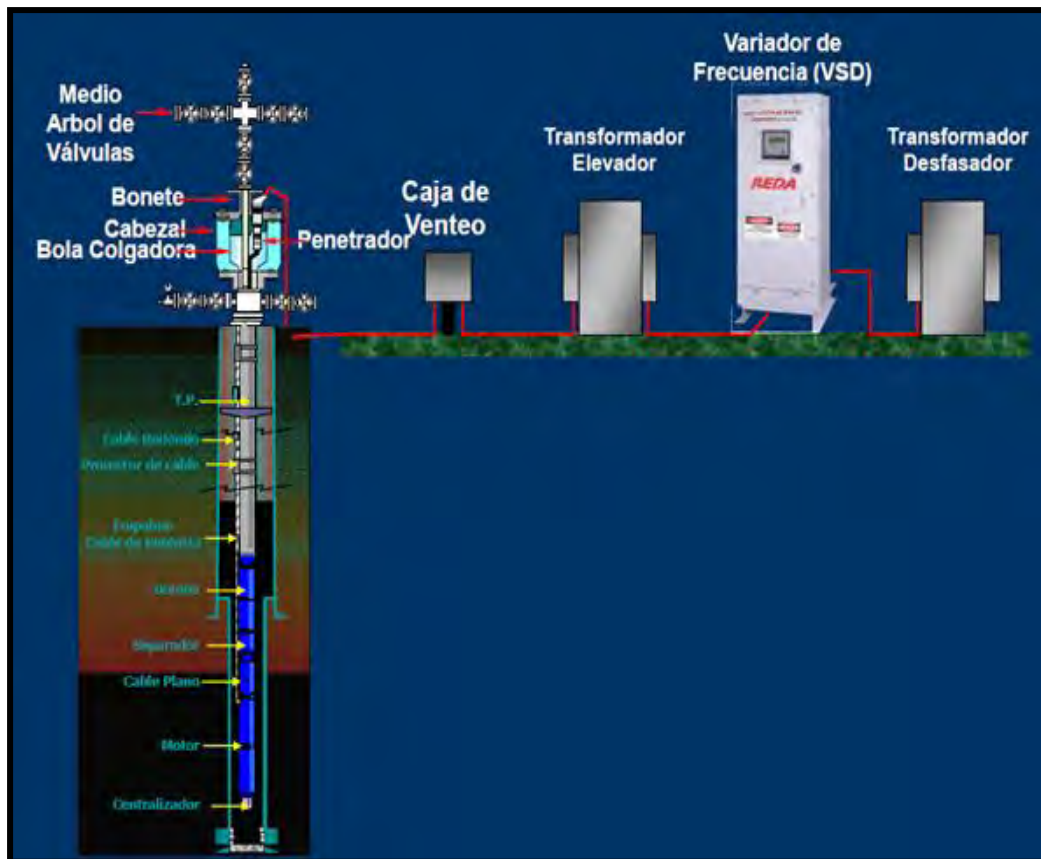


Figura 1.32 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido. ¹⁵

1.11 Bombeo Hidráulico.

Este tipo de Sistema Artificial de Producción transmite su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería (Figura 1.33). 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. Considerándose como fluidos de potencia ya sean el agua, o crudos ligero. La bomba hidráulica es un dispositivo tal, que recibiendo energía mecánica de una fuente exterior, la transforma en una energía de presión transmisible de un lugar a otro de un sistema hidráulico a través de un líquido cuyas moléculas estén sometidas precisamente a esa presión.

El bombeo hidráulico comparado con el mecánico y el neumático es relativamente nuevo, pues su etapa de desarrollo se remonta a 1932 y hasta nuestros días ha alcanzado un grado de perfeccionamiento y una eficiencia tal, que en muchos casos puede competir ventajosamente con cualquier otro método conocido. Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial.

En el sistema de bombeo hidráulico, el crudo (o agua) se toma del tanque de almacenamiento y se alimenta a la bomba Triple/Múltiple. El fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba triple, está controlada por las válvulas en la estación de control y distribuida en uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba. En una instalación de bomba de pistón, este fluido de potencia acciona el motor que a su vez acciona la bomba. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por la tubería al tanque de almacenamiento.

Dentro de este sistema, tenemos dos vertientes:

- Bombeo Hidráulico tipo pistón.
- Bombeo Hidráulico tipo Jet.

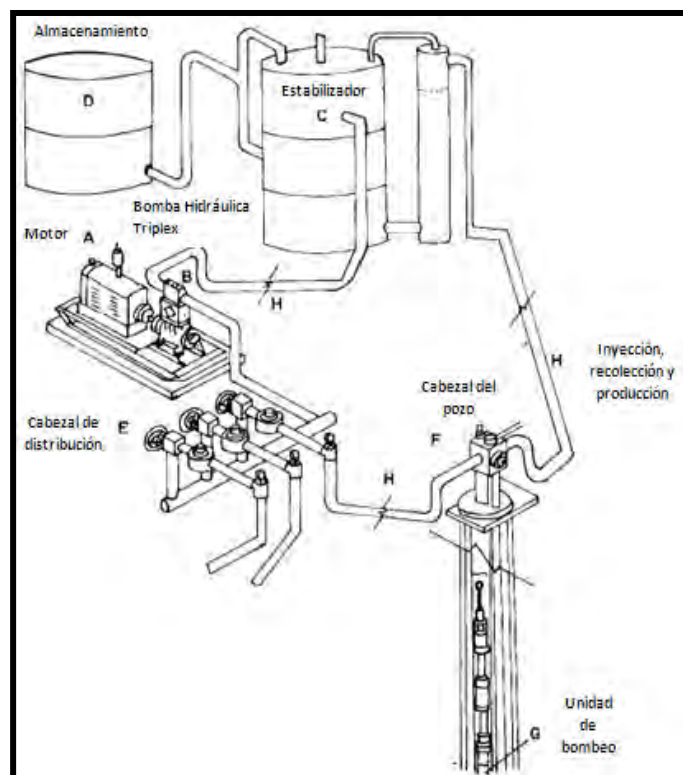


Figura 1.33 Sistema de Bombeo Hidráulico. ¹⁵

1.11.1 Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

El extremo de una bomba hidráulica de fondo de pozo, es similar a una bomba de varilla del Bombeo Mecánico, ya que utiliza un émbolo accionado por varilla (también llamado como pistón de la bomba) y dos o más válvulas de retención. La bomba puede ser de simple o de doble efecto. Se llama de simple efecto, ya que desplaza líquido ya sea en la carrera ascendente o descendente (pero no en ambos). Una bomba de doble efecto tiene válvulas de succión y descarga de ambos lados del émbolo, lo que le permite desplazar a los fluidos a la superficie, tanto en la carrera ascendente y descendente. Con uno u otro sistema, el movimiento del émbolo lejos de una válvula de succión, disminuye a presión que mantiene la válvula cerrada, esta misma se abre a medida que baja la presión, que es cuando a los fluidos del pozo se les permite entrar en el barril o cilindro de almacenamiento. Al final de la carrera, el émbolo se invierte, lo que obliga a la válvula de succión a cerrar y a abrir la válvula de descarga. El pistón del motor está construido de manera similar a la bomba de un émbolo y se expone a la fuente de alimentación de fluido que está bajo el control de la válvula del motor. La válvula del motor invierte el flujo del líquido motriz y hace que el del pistón del motor valla de un lado a otro. Este sistema consta principalmente de los siguientes elementos: motor hidráulico con pistón de doble acción, válvula motriz que regula el flujo del fluido motriz al motor, bomba hidráulica con pistón de doble acción. El motor y la válvula constituyen la llamada “sección motriz”, la bomba se localiza en la “sección de producción”. (Figura 1.34).

Ventajas

- Flexibilidad para cambiar las condiciones operativas.
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo.
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Adaptable a la automatización.

- Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 [BPD] en pozos profundos.
- El equipo puede ser centralizado en un sitio.

Desventajas

- Mantenimiento del fluido motor limpio.
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es complejo.
- En ocasiones requiere de sartas múltiples.
- Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e inmediatas.

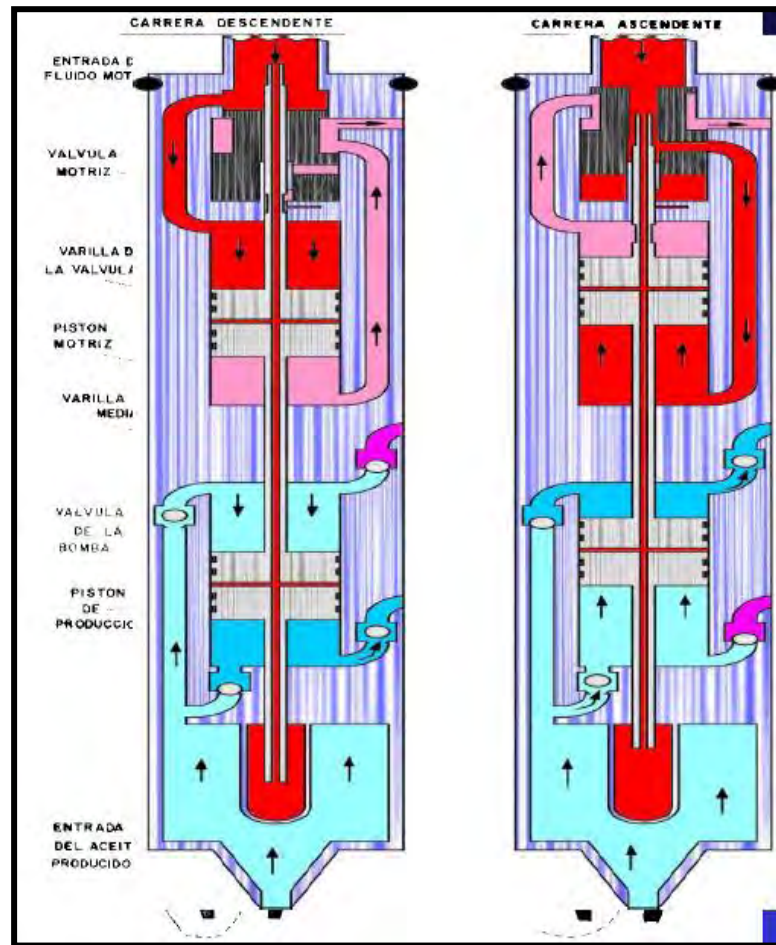


Figura 1.34 Operación del Bombeo Hidráulico tipo Pistón. ¹⁵

1.11.2 Bombeo Hidráulico tipo Jet.

En este caso de Bombeo Hidráulico tipo Jet, el método de levantamiento artificial es similar al de Bombeo Hidráulico tipo Pistón en cuanto al principio de funcionamiento, a las instalaciones y equipos de superficie, la diferencia principalmente radicará en la bomba subsuperficial. Los principales componentes de la bomba Jet (Figura 1.35) son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motriz entrará a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la formación productora. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba.

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Ventajas

- Se puede instalar en pozos desviados.
- Se puede operar a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Maneja fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

- Altos costos en la reparación del equipo.
- Riesgo por la presencia de altas presiones.
- Problemas de corrosión.

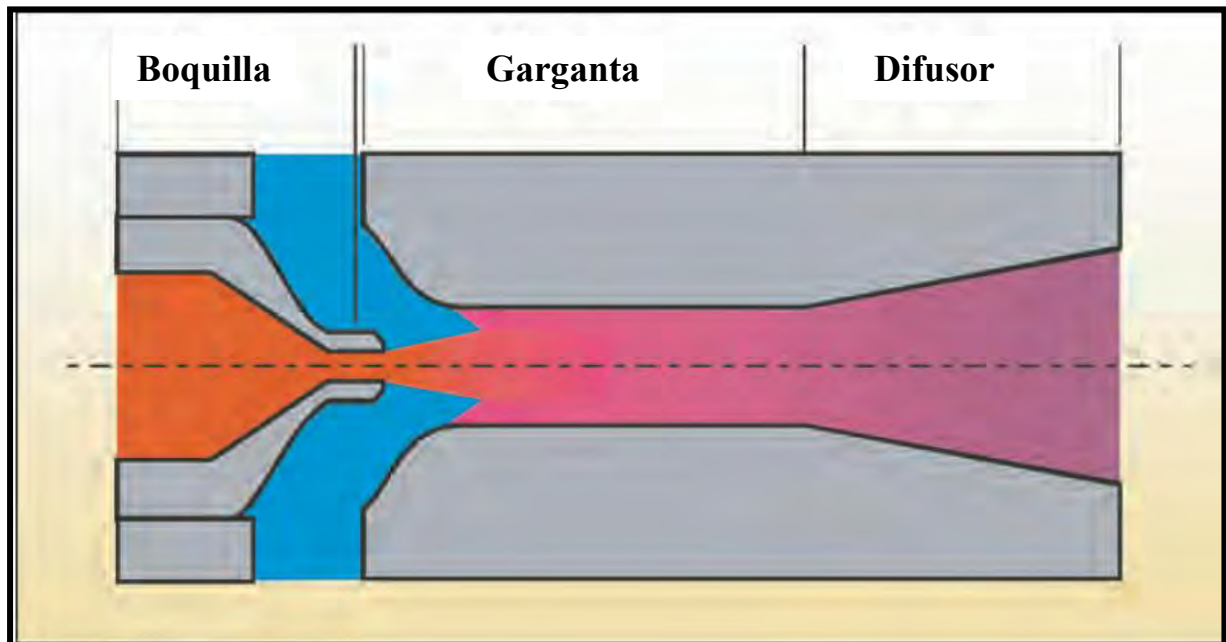


Figura 1.35 Principales elementos de la Bomba tipo Jet. ¹⁴

Rojo = Alta presión

Azul= La producción

Morado= Mezcla de fluido de potencia con la fluido de producción

1.12 Determinación del momento oportuno para instalar un Sistema Artificial de Producción.

Cuando la energía natural del yacimiento no es la suficiente para elevar la producción a la superficie, es necesario utilizar un Sistema Artificial de Producción que complemente esa energía adicional requerida para continuar con la explotación del yacimiento. Sin embargo, es conveniente tener la selección adecuada de qué tipo de Sistema Artificial de Producción se implementara, desde antes que se empiece la perforación del yacimiento y el diseño de las instalaciones. Esto requerirá, una comunicación abierta entre las personas involucradas en el proyecto. Además, deberán ser tomados en cuenta todos los requerimientos y limitaciones tanto económicas y físicas, otorgadas en el contrato.

Antes de instalar un Sistema Artificial de Producción será conveniente tener un estudio económico que compare todos los Sistemas Artificiales bajo las siguientes premisas: inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por dichas intervenciones, así como una estadística de fallas de los sistemas.

Deberán así también revisarse las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, presencia de posibles depositaciones orgánicas e inorgánicas, posibles producciones de arena, temperatura de los pozos, así como la profundidad media de los pozos con la finalidad de seleccionar el sistema adecuado a las condiciones de los pozos.

A su vez, se tendrá un estudio técnico-económico que implique el menor riesgo posible, considerado a su vez como un estudio de factibilidad.

1.13 Consideraciones para la selección de un Sistema Artificial de Producción.

La selección particular de un Sistema Artificial es realizada en la mayoría de los casos por los ingenieros de producción, utilizando el método más fácil y disponible para ellos, basándose principalmente en su experiencia y en el acceso actual al conocimiento del sistema, así como a la tecnología disponible.

Esta manera de seleccionar, ha sido reconocida por mucho tiempo como la manera más corta y rápida de escoger cual será el sistema que mejor se adapte de acuerdo a las características del pozo, y en la mayoría de los casos obteniendo decisiones acertadas.

Por otro lado, para la implementación de un Sistema Artificial será conveniente saber si existe o no una terminación convencional o múltiple.

Ya que las terminaciones múltiples presentan problemas por no tener suficiente espaciado tubular, por lo que la elección del Sistema Artificial no estará determinada por el diseño óptimo o por criterios económicos, sino más bien por limitaciones físicas. Incluido en esto la locación del pozo, las plataformas marinas están limitadas en extensión areal. En igualdad de condiciones, el mejor Sistema Artificial en tierra, puede no ser práctico en una plataforma con espacio limitado. Aquí de nuevo, las terminaciones múltiples y/o pozos desviados, dictan la elección del tipo de Sistema Artificial a implementarse.

También es importante la consideración de la existencia de una fuente de energía como motor principal. En algunas áreas puede o no ser existente, de manera económica, técnica o práctica.

En cuanto a la energía eléctrica ha cobrado importancia debido a su disponibilidad y a su aplicación para la automatización. El costo de compra, transporte, almacenamiento y manejo se puede volver desalentador cuando se requiere diesel o propano como fuente de energía.

El diseño y la selección del Sistema Artificial dependerán de las condiciones de producción así como también de las condiciones climáticas severas que afectarán la elección de nuestro sistema. Ya sea el caso de tener una temperatura muy fría o con mucho calor extremo, fuertes vientos, polvo o nieve, zona poblada o no, pueden limitar esta selección. La corrosión también es un factor importante. Crudos amargos, producción de salmuera y corrosión por oxígeno y CO₂ afectaran de igual forma la selección de nuestro Sistema Artificial de Producción, al igual que la producción de sólidos como arenas, parafinas y asfaltenos. La profundidad del intervalo productor y la desviación del pozo deben de ser considerados para lograr un potencial de levantamiento adecuado para tiempos futuros. Las relaciones gas aceite y agua deben de ser consideradas también, ya que son factores limitantes de los tipos de Sistemas Artificiales.

La estimación futura de los precios del aceite y del gas también será esencial, sin embargo el hacer ese tipo de predicciones será muy complicado, esto por la vulnerabilidad de los precios en el mercado petrolero a nivel mundial. La parte más difícil del análisis será obtener buena información de los costos de operación en el método de levantamiento artificial que se tenga planeado para un determinado pozo. Por lo que la información de pozos similares, (pozos vecinos) deberá ser utilizada si es posible.

Con esa información, más predicciones como inflaciones, impuestos, etc. Ayudarán a encontrar el valor presente neto de un método de levantamiento artificial en específico.

La selección de los Sistemas Artificiales de Producción no dependerá únicamente de los costos de instalación y operación, algo muy importante es la productividad del pozo, y una primera etapa para elegir el sistema adecuado de acuerdo a lo anterior se muestra en la tabla 1.1 Donde se puede observar que para gastos mayores a los 20,000 Bls/día son recomendables el uso del BEC y el BN, estas recomendaciones, hechas por expertos de la industria, que a lo largo de los años han detectado la eficiencia de estos Sistemas Artificiales de Producción técnica y económicamente, ante estos gastos de operación que proporcionan los pozos.

Así mismo vemos que para gastos menores a 100 bls/día el sistema menos adecuado a implementar, es el BEC dado que viéndolo desde el punto de vista económico, no será factible ya que a 100 bls/día quizá no se podrá alcanzar a pagar el costo el equipo, mantenimiento, para esto será necesario tomar en cuenta muchas consideraciones, como precio del barril, costos que operación, costos de equipo, personal, etc.

Gasto de producción (bl/día)	Sistema artificial recomendado
Mayor a 20,000	Bombeo electrocentrífugo o neumático
2,000-10,000	Cualquiera excepto bombeo mecánico
100-1,000	Cualquiera
Menor a 100	Cualquiera excepto electrocentrífugo

Tabla 1.1 Productividad del pozo y Sistema Artificial recomendado¹⁴

También es importante la presión que nuestro yacimiento maneje. Un vez que ha disminuido por debajo de un tercio de la presión debida a la columna hidrostática de los fluidos en el pozo, el Bombeo Neumático Continuo se vuelve cuestionable, ya que la cantidad de gas requerida para levantar los fluidos se vuelve excesiva. Las bombas sumergibles pueden operar por debajo de algunos de cientos de libras por pulgada cuadrada, los pistones y los sistemas hidráulicos pueden operar esencialmente a una presión de cero, tal vez requiriendo cierta ventilación de gas.

La profundidad puede ser una limitación importante, como se muestra en la tabla 1.2. Ya que muchos de los Sistemas Artificiales de Producción, pierden su eficiencia para determinadas distancias, tal es el caso del BM. Donde sabemos que las sartas de varillas, es el medio de transporte de la energía, desde el equipo de superficie, hacia la bomba del subsuelo. Por supuesto esta transmisión de energía está influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez, depende de la profundidad.

De manera sencilla, podemos representar la sarta de varillas como un elemento de alta esbeltez, siendo la esbeltez la relación que existe entre la longitud del elemento y el ancho de su sección transversal. Esto hace que la sarta de varillas se comporte como un cuerpo flexible y su movimiento este influenciado por la inercia que se genera a partir del movimiento transmitido desde la unidad de bombeo. En este sentido, la unidad de BM es sensible a la profundidad, y se debe tomar en cuenta para la selección, de este sistema. Para profundidades mayores a 12,000 pies, es recomendable el uso del Bombeo Hidráulico, que a esto, habría que sumarle otros factores a considerarse, para tener el Sistema Artificial de Producción más adecuado. Actualmente, con los nuevos desarrollos tecnológicos, estos indicadores están sujetos a cambios, por lo que no es una regla de rangos de profundidades, que sea para siempre.

Profundidad (pies)	Sistema artificial recomendado
Mayor a 12,000	Bombeo hidráulico
10,000 – 12,000	Cualquiera excepto electrocentrífugo
Menor a 8,000	Cualquiera

Tabla 1.2 Profundidad del pozo para el Sistema Artificial recomendado.¹⁴

En la tabla 1.3 se muestran los problemas más comunes que afectan a la selección de los principales y más utilizados Sistema Artificial de Producción.

Problema	Bombeo			
	Mecánico	Hidráulico	Electrocentrífugo	Neumático
Arena	Normal	Normal	Normal	Excelente
Parafina	Malo	Bueno	Bueno	Malo
Alta RGA	Normal	Normal	Normal	Excelente
Agujero desviado	Malo	Bueno	Normal	Bueno
Corrosión	Bueno	Bueno	Normal	Normal
Alto Volumen	Malo	Bueno	Excelente	Bueno
Profundidad	Normal	Excelente	Normal	Bueno
Diseño Simple	Si	No	Si	No
Diámetro de la TR	Normal	Normal	Bueno	Bueno
Flexibilidad	Normal	Excelente	Malo	Bueno
Escala	Bueno	Normal	Malo	Normal

Tabla 1.3 Problemas que influyen al elegir el Sistema Artificial de Producción.¹⁴

Como un factor secundario que se debe considerar, es que el Sistema Artificial apropiado para un pozo promedio, está en función de la edad del pozo.

En las etapas iniciales de un Sistema Artificial de Producción, la presión del yacimiento y la RGA son generalmente altas, para yacimientos de aceite negro (bajo encogimiento), se manejan valores de RGA menores a los 200 m³/m³. Para yacimientos con aceite volátil (alto encogimiento), su RGA está entre 200 y 1000 m³/m³. Para los yacimientos de gas y condensados se contempla una RGA de 500 a 15,000 m³/m³. Para yacimientos de gas húmedo se maneja una RGA de 10,000 a 20,000 m³/m³, por último para yacimientos de gas seco se contempla una RGA <20,000 m³/m³. Por lo que el Bombeo Neumático se ve favorecido. Conforme ambas disminuyen, el Bombeo Neumático pierde sus ventajas y el Bombeo Electrocentrífugo se convierte en el sistema más apropiado.

Finalmente, a bajas presiones y baja productividad el Bombeo Mecánico y el Hidráulico se convierten en los más adecuados. De cualquier manera si la presión del yacimiento se mantiene con inyección de agua, el BN y el BEC se mantienen como buenas opciones.

Una vez que el método de levantamiento artificial ha sido seleccionado, seguirá habiendo la necesidad de ser refinado y tener una apropiada ingeniería para diseñar y seleccionar todo el equipo necesario para hacer que este método trabaje de la mejor manera.

Un diseño inapropiado y la selección del mejor método de levantamiento artificial siempre, probarán que la selección de dicho método no fue la mejor.

Así una vez decidido el mejor Sistema Artificial de Producción, el personal de operación y de diseño, deberán de dar la información necesaria para establecer algún cambio y a su vez deberán tener la capacitación adecuada para tener éxito, técnica y económicamente en la selección del sistema de levantamiento artificial.

REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS.

1. **Base de Datos COPIE**, Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Documento interno PEMEX, Marzo 2011.
2. Presentación PEMEX “**Perspectiva Estratégica de la Región Norte Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**” Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Enero 2011.
3. **Norma Interna 256 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2010**, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Enero 2010.
4. Página de internet, “**newsfirst5.com**”, Well Pad.
5. Página de internet, “**exurbanis.com**”, Well Pad.
6. Página de internet, “**fuelfix.com**”, Well Pad.
7. Página de internet, “**bp.com**”, Multiwell Pad.
8. Presentación de “**Macroperas Autosustentables (MPA) en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)**”, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Poza Rica, Ver. Mayo 2010.
9. Página de internet UNAM, “**fi-p.unam.mx**”, 2011.
10. Flores Mondragón J. Salvador, Ramírez López Sergio, Huicochea Bernal César “**Propuesta innovadora del manejo de la producción de hidrocarburos en superficie en campos del proyecto aceite terciario del golfo (Chicontepec)**” Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Julio 2007.
11. Presentación compañía **ENX Compressors S.A. de C.V.** 2010.
12. Tapia García C.F., “**Levantamiento Artificial Por Gas Autoabastecido En El Pozo Vernet 259 Utilizando Tubería Flexible Como Medio De Conducción**”. Tesis de Maestría, UNAM, 2004.
13. Lozada Aguilar M.A. Artículo Técnico “**Self-Sufficient System For Continuous Gas Lift In a Very Harmful Sour Gas Environment**”. SPE 74414. 2002.
14. Brown, Kermit E., “**The technology of artificial lift methods**”, Volúmenes 2a y 2b, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK. E.U.A., 1980.
15. Lucero Aranda Felipe de Jesús, Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, 2009.

BIBLIOGRAFÍAS.

1. **Brown, Kermit E.**, “*The technology of artificial lift methods*”, Volúmenes 2a y 2b, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK. E.U.A., 1980.
2. **J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W Hein Jr.** “*Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods*”, SPE 24834, 1992.
3. **Lucero Aranda Felipe de Jesús**, Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, 2009.
4. **D.A. Espin, S. Gasbarri y J.E. Chacin, Intevep S.A.** “*Expert System for Selection of Optimun Artificial Lift Method*”, SPE 26967, 1994.
5. “*Gas Lift Design and Technology*”, Book Schlumberger, 2000.
6. **American Petroleum Institute**, Exploration and Production Department. “*Gas Lift Book 6 of The Vocational Training Series*” 3ra Ed., Houston, Texas. E.U.A., 1994.
7. **Ing. Juan Faustinielli, Ing. Héctor Partidas, Ing. Mario Ramírez**, “*Sistemas Artificiales de Producción*”, ESP OIL, Engineering Consultants. Villahermosa, Tabasco, México., 2003.
8. **Larry W. Lake, Joe Dunn Clegg**, **Petroleum Engineering Handbook**, SPE, Texas. E.U.A., 2006
9. **Tapia García C.F.**, “*Levantamiento Artificial Por Gas Autoabastecido En El Pozo Vernet 259 Utilizando Tubería Flexible Como Medio De Conducción*”. Tesis de Maestría, UNAM, 2004.
10. **Morales Vega A.** Artículo técnico de la AIPM “*Macroplataformas, solución al desarrollo del Paleocanal de Chicontepec*”, delegación poza rica. 1999.
11. **M.I. Gómez Cabrera J.A.** Artículo técnico de la AIPM “*Reactivación de pozos de alta productividad con bombeo neumático autoabastecido*”, delegación México, 1998.
12. **Lozada Aguilar M.A.** Artículo técnico “*Self-Sufficient System For Continuous Gas Lift In a Very Harmful Sour Gas Environment*”. SPE 74414. 2002.
13. **Flores Mondragón J.Salvador.** “*Propuesta Innovadora del Manejo de la Producción de Hidrocarburos en Superficie en Campos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo*” Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, efectuado del 28 al 30 de Junio de 2007, en Veracruz, Ver. México.
14. **Norma Interna 256 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios**, 2010.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN IMPLEMENTADOS EN EL AIATG.

2.1 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.

Las reservas de aceites ligeros está empezando a declinar y poco a poco las reservas petroleras de crudos pesados y bitúmenes de grados API (10-22) o menor, se irán transformando en posesiones muy valiables.

Estas reservas se encuentran presentes en nuestro país y una gran parte está considerada presente en la región norte, específicamente en el proyecto de Chicontepec, actualmente conocido como el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG).

Una bomba de Cavidades Progresivas (Figura 2.1), consiste en una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma espiral, cuyos componentes son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero.

El aceite es desplazado en forma continua entre las cavidades del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también es ideal para manejar crudos de mediano y bajo grado API.

Una premisa que es considerada y propuesta por el mismo AIATG, es la identificación de los pozos por letras (A-F), ver Tabla 2.5, de acuerdo al grado de desplazamiento en su trayectoria con respecto a la vertical. Esto para identificar de manera más rápida el tipo de pozo a utilizar, de acuerdo a las condiciones de operación que se necesiten en ese momento, una vez seleccionado un Sistema Artificial de Producción.

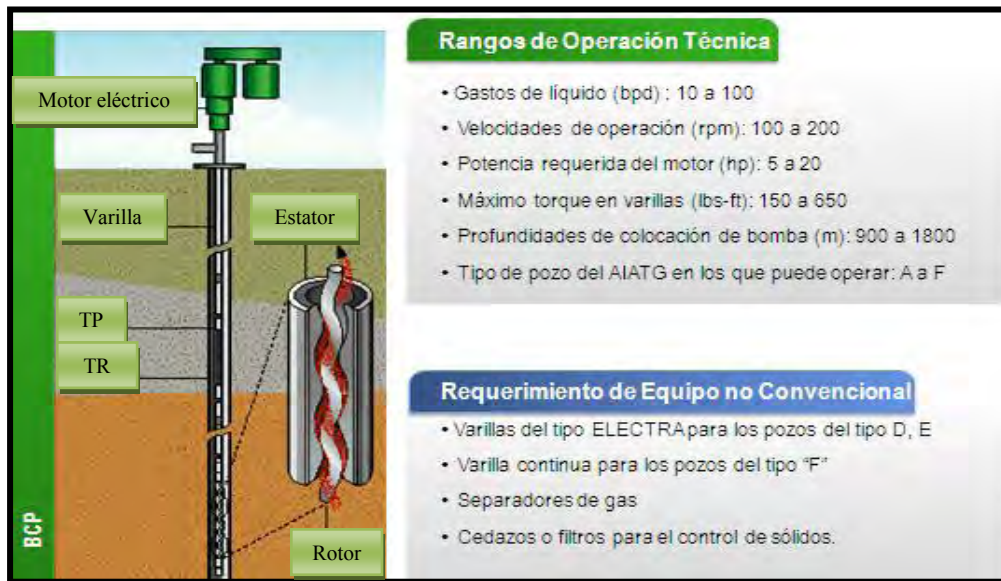


Figura 2.1 Especificaciones del BCP aplicado en el AIATG.¹

2.2 Reseña Histórica del Bombeo de Cavidades Progresivas.

A fines de los años 20, Rene Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) con el cual hoy es conocido.

En 1979, algunos operadores en Canadá, donde existían yacimientos con aceites viscosos y con alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con Bombas de Cavidades Progresivas. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

En los últimos años las BCP han experimentado un incremento gradual como un método de Sistema Artificial de Producción común. Sin embargo el BCP es relativamente un sistema nuevo, si lo comparamos con el Bombeo Mecánico o el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

Hoy en día el Bombeo de Cavidades Progresivas es destacado como el Sistema de Levantamiento Artificial en recuperación para crudos pesados.

2.3 Evolución del Sistema.

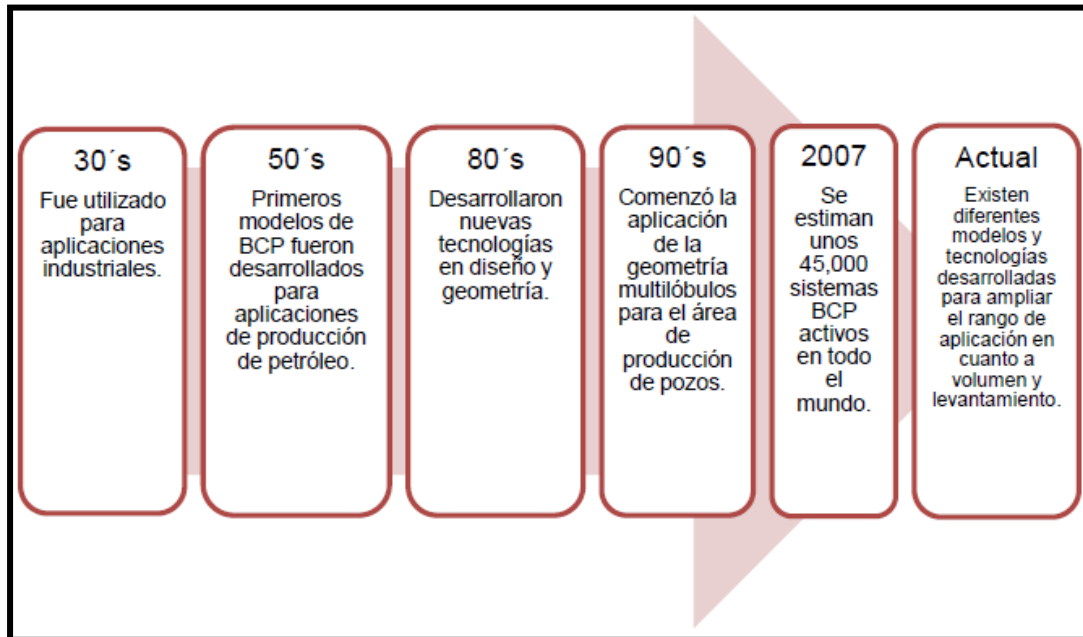


Diagrama 2.1 Evolución del sistema de bombeo por cavidades progresivas.²

2.4 Descripción del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.

El Bombeo de Cavidades Progresivas proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo y no tan caro.

Este sistema consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado (Figura 2.2). La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para así mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga. El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están selladas hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo. La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento al BCP.

Otro elemento importante de este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, deberá de conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y una mala operación para el sistema.

El niple de asentamiento, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

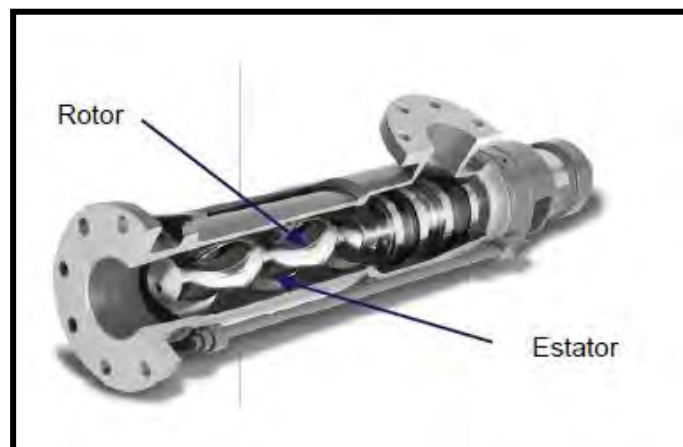


Figura 2.2 Estator y Rotor de la Bomba de Cavidades Progresivas.³

2.5 Tipos de instalaciones del Bombeo de Cavidades Progresivas.

2.5.1 Instalación Convencional.

En la instalación convencional (Figura 2.3), primero se baja la tubería de producción, se le ancla con un empacador, luego de la fijación, se baja el estator y el rotor que son instalados de forma separada; en este tipo de instalación se demora más tiempo y en consecuencia tiene una mayor inversión, las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha. Este tipo de instalación hoy en día ya no es tan usada por el tiempo que consume, mientras que la instalación insertable es el que lo ha suplido.

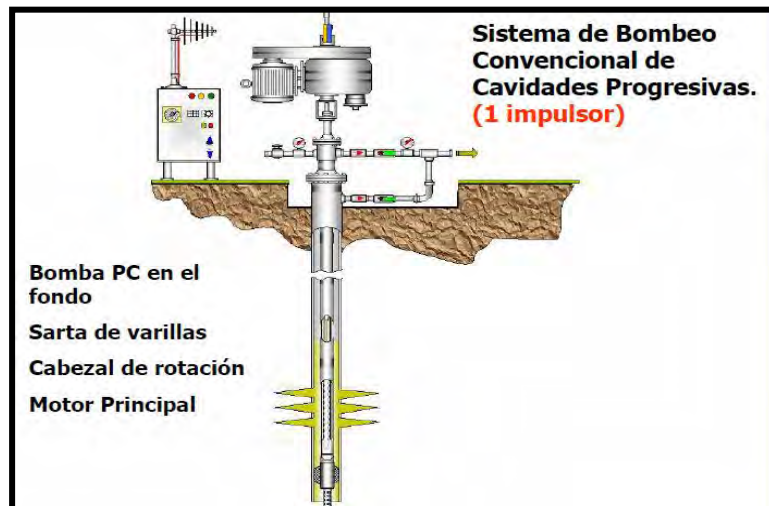


Figura 2.3 Instalación convencional del Bombeo de Cavidades Progresivas.⁴

2.5.2 Instalación Insertable.

En la configuración de bombas insertables el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema de subsuelo. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la columna de tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y, consecuentemente, el costo asociado a dicho trabajo.

La bomba es la misma que en la configuración convencional con la diferencia de que viene adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza.

Al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema.

2.6 Ventajas y Desventajas del Sistema del BCP.

Una de las principales ventajas que nos puede proporcionar implementar este tipo de Sistema Artificial de Producción será la de poder utilizarlo para crudos pesados y que posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento será relativamente sencillo. Además al sustituir grandes equipos de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental y los costos asociados al consumo energético, optimización y diagnóstico.

De igual forma como alternativa a pozos de bombeo neumático, permitirá liberar capacidad de compresión y gas y así poder optimizar la utilización de este último.

Las bombas de cavidades progresivas tienen algunas características únicas que lo hacen ventajoso respecto a otros sistemas de producción artificial, una de sus cualidades más importantes es la alta eficiencia de las bombas de este tipo.

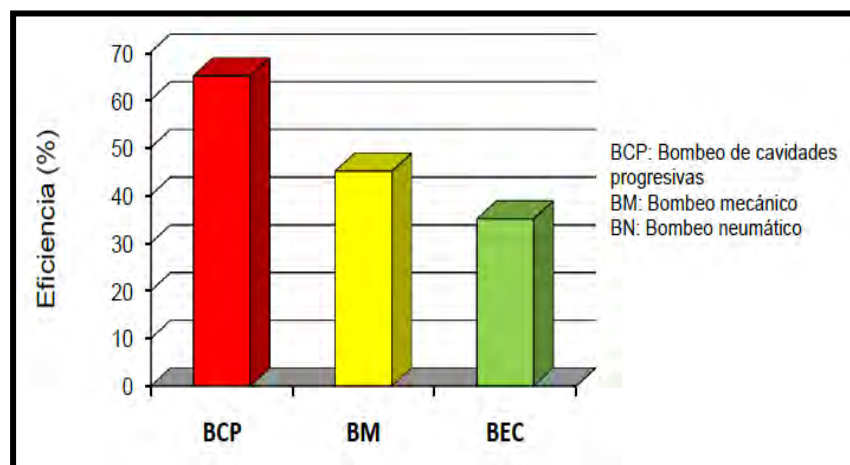


Figura 2.4 Comparativo de Eficiencias entre distintos tipos de bombeo.²

De la Tabla 2.1 podemos observar que el Bombeo de Cavidades Progresivas puede resultar una excelente alternativa, en caso de que las condiciones del pozo lo permitan.

2.6.1 Ventajas.

Dentro de las ventajas adicionales con las que se cuenta el Sistema de Cavidades Progresivas, sobresalen las siguientes:

- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Instalación y operación simple.
- Bajos niveles de ruidos en comparación con otros equipos superficiales.
- Capacidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Capacidad para producir arenas provenientes de la formación.
- Capacidad de tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Muy buena resistencia a la abrasión.

2.6.2 Desventajas.

A su vez, presenta limitantes respecto a otros métodos, destacando la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con componentes aromáticos.

- Capacidad de desplazamiento real entre 2000 y 4000 b/día.
- Capacidad de elevación real entre 1850 y 3500 m.

- Resistencia a la temperatura entre 138 y 178 °C.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos).
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción, pudiéndose tornar un problema grave entre pozos direccionales y horizontales.

A pesar de lo antes mencionado, dichas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y nuevas tecnologías para el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos.

		BEC Bombeo Electrocentrífugo	BM Bombeo Mecánico	BCP Bombeo de Cavidades Progresivas	BH Bombeo Hidráulico	BN Bombeo Neumático
Ventajas	Volumen de producción alto	X		X	X	X
	Bajos costos de mantenimiento	X	X	X		
	Reparaciones / servicios económicos		X	X	X	X
	Inversión inicial baja		X	X		
	Bombeo de crudos pesados		X	X		
Desventajas	Limitación de levantamiento			≤ 5,000 pies		
	Alta inversión inicial	X			XX	XX
	Alto consumo de energía	X		X		
	Capacidad limitada para producir arena	X	X		X	X
	Dificultades operacionales				X	X
	Si el dispositivo primario falla, todos los pozos paran				X	X
	Mantenimiento intensivo				X	X

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas más importantes en la selección de un Sistema Artificial de Producción.¹⁰

2.7 Descripción del equipo de BCP.

El principio de operación de este sistema está basado en el tornillo de Arquímedes, que es la principal diferencia con el Sistema de Bombeo Mecánico. El principio de este sistema

utiliza un rotor de una hélice externa simple que es insertada dentro de un estator con forma de una hélice interna doble creando una serie de cavidades.

Cuando un miembro es rotado, las cavidades van progresando desde un lado de la bomba (succión) hasta el otro lado (descarga), creando un flujo continuo. La unidad típica del sistema de bombeo por cavidades progresivas está constituido en el fondo del pozo por los componentes: rotor, estator, varillas, centralizador y tubería de producción. Las partes superficiales son: motor eléctrico, cabezal de producción, líneas de descarga, tablero de control, sistema de frenado, sistema de transmisión de energía, caja de cambios, caja de sello y eje impulsor (Figura 2.5). La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para tener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto de aceite requerido.

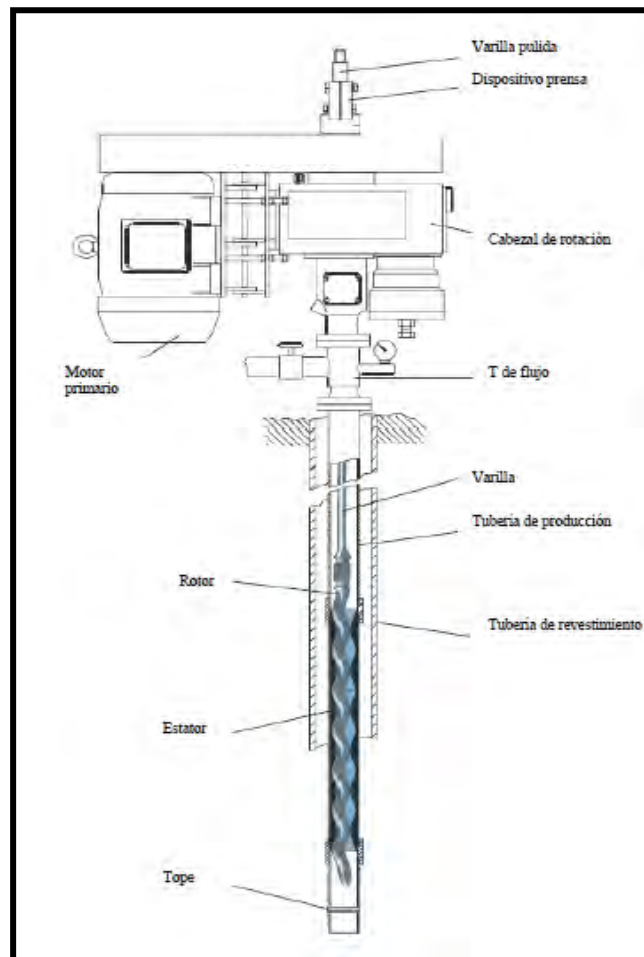


Figura 2.5 Distribución de los componentes de la BCP.⁵

2.8 Equipo Superficial del BCP.

El equipo superficial consiste de un pequeño cabezal de rotación y un motor eléctrico (Figura 2.6). El cabezal alberga la caja de cambios, un sistema de frenos integrado y un eje impulsor (varilla pulida).

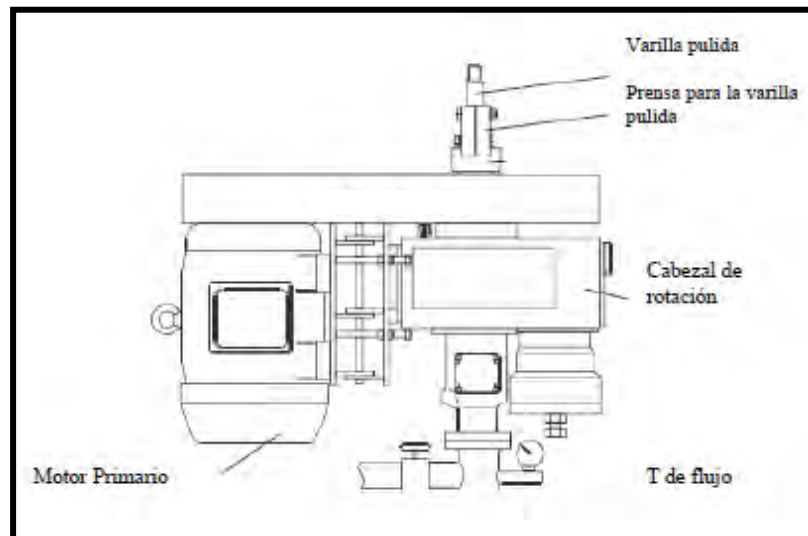


Figura 2.6 Partes del equipo superficial del BCP.⁵

Las varillas están sujetas al eje impulsor del cabezal de rotación (o varilla pulida), el cual está ensamblado directamente sobre la cabeza del pozo. El movimiento del eje es provocado por un sistema de polea-bandas, donde el motor primario es el que genera el movimiento rotacional y es transmitido al eje a través de un juego de bandas conectadas entre dos conjuntos de poleas, uno sujeto al motor y otro al eje del impulsor.

2.8.1 Motor primario.

En casi todas las aplicaciones del sistema se utilizan motores eléctricos. En ocasiones se utilizan motores de combustión interna, en lugares aislados en donde no es posible o resulta muy caro llevar energía eléctrica. Dado que un sistema BCP, en general trabaja con baja velocidad, la selección de la unidad motriz incluye especificar un método para reducir la velocidad del motor o un motor de baja velocidad (Figura 2.7).

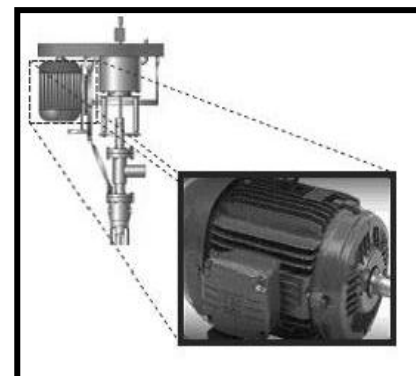


Figura 2.7 Motor primario eléctrico Utilizado en el BCP.⁵

2.8.2 Cabezal de rotación.

El cabezal de rotación se selecciona en función de la carga que debe soportar y de las modalidades de fijación a la varilla de accionamiento y a los motores. Este cabezal está anclado en el cabezal del pozo y sus funciones son:

- Proporcionar un sello para evitar que los fluidos bombeados se filtren a través de los equipos superficiales.
- Absorber la carga axial generada por el peso de las varillas y el incremento de presión de la bomba.
- Proporciona los medios necesarios para evitar las velocidades inversas de las varillas al momento de parar el motor.
- Una de las funciones fundamentales del cabezal de rotación es soportar la carga axial del equipo de fondo. El sistema de rodamiento tiene esta función de carga, a la vez que permite el movimiento rotacional de la varilla pulida con un efecto de fricción mínimo.

De los tipos de frenos utilizados en los cabezales de rotación, destacan dos sistemas con alta eficiencia de funcionamiento (Figura 2.8):

- Freno de accionamiento por fricción; Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias menores a 75 hp.
- Freno de accionamiento hidráulico. Es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir la velocidad inversa, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada.

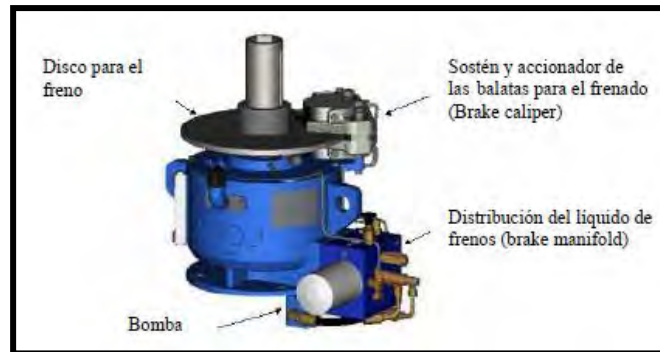


Figura 2.8 Sistema de frenado para evitar las velocidades inversas en el BCP.⁵

El accionamiento en superficie está constituido por un conjunto de equipos electromecánicos encargados de generar la potencia necesaria y soportar el torque requerido para inducir y mantener en movimiento el conjunto varilla-rotor. Esta función se logra por un:

- Motovariador: Arrancador (mecánico), o bien, por un conjunto.
- Motorreductor: Variador de Frecuencia (electrónico).

En cuestión de selección entre la variación mecánica o electrónica, cabe resaltar que esta última muestra ventajas importantes como menores costos de operación y mantenimiento, pocos puntos de falla y fácil monitoreo.

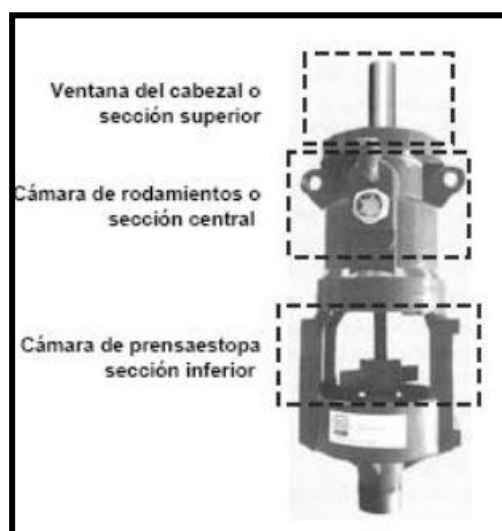


Figura 2.9 Partes del cabezal.⁵

2.8.3 Estopero.

El principio de operación del estopero es reducir, no parar la filtración de los fluidos bombeados hacia el medio ambiente o hacia partes del quipo superficial que puedan ser dañadas. Su configuración básica consiste en un niple corto con un sistema de empaaduras sintéticas y/o de bronce instaladas en serie. Permite el giro de la varilla pulida en su interior. Como se muestra en la siguiente Figura 2.10.

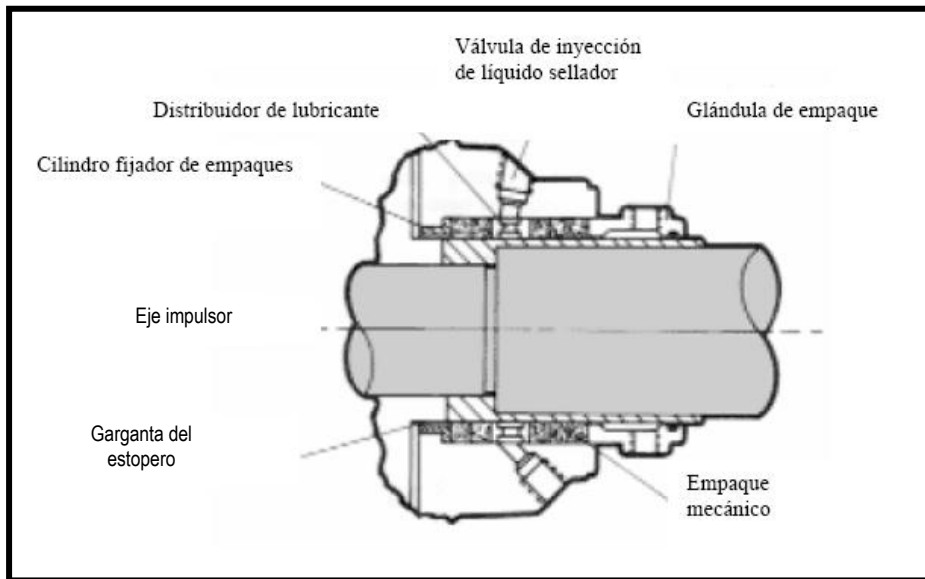


Figura 2.10 Estopero.²

2.8.4 Varilla pulida.

Es la unión directa entre la sarta de varillas y el equipo superficial, pasa a través de la caja de sellos. Generalmente está fabricada con acero, molibdeno, manganeso y níquel, superficialmente terminada en acabado espejo, con el propósito que no dañe los sellos. Puede ser hueca o totalmente sólida. Mide entre 7 y 9 metros de longitud. Como se muestra en la siguiente Figura 2.11.



Figura 2.11 Varillas pulidas.⁶

2.8.5 Reductor de engranes.

Es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. En él, se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor, se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida. Adicionalmente, constituye el medio para reducir la velocidad de la flecha del motor a una adecuada y variará en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del reductor de engranes.

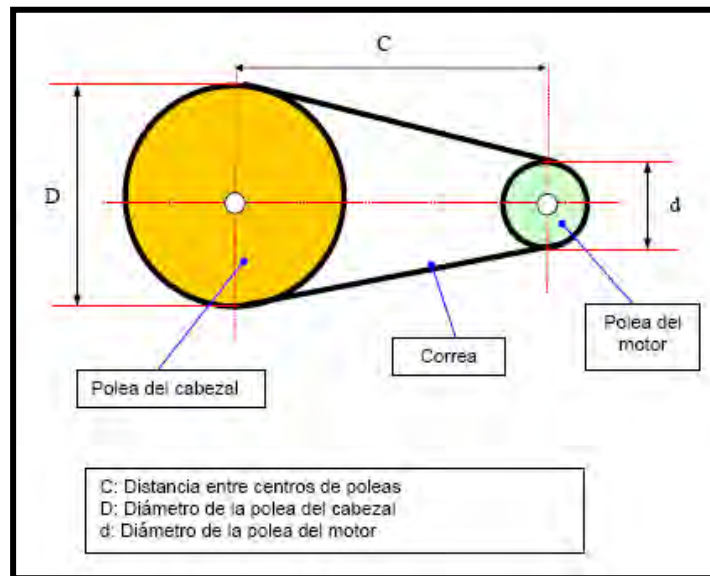


Figura 2.12 Sistema de frenado.²

2.8.6 Tablero de control.

Es la parte del aparejo a través de la que se alimenta de energía eléctrica el motor, la cual proviene de una línea domestica que en algunos casos necesita del uso de un transformador, para elevar el voltaje de dicha línea hasta el requerido por el motor.

2.9 Equipo Subsuperficial del BCP.

El equipo de fondo tiene como componente principal a la bomba de cavidades progresivas, la cual está compuesta por el rotor y el estator. Las varillas serán consideradas como un elemento subsuperficial y también se describirán en este apartado.

Como datos adicionales, la Bomba de Cavidades Progresivas opera con un amplio rango de profundidades y volúmenes. La máxima profundidad alcanzada es de aproximadamente 2,500 m y el máximo gasto entregado es de 1,500 BPD aproximadamente (Figura 2.13).

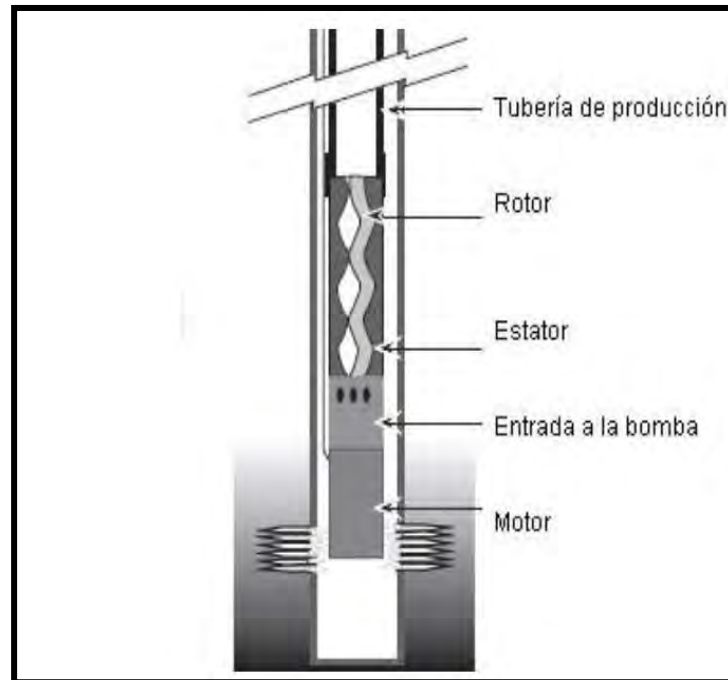


Figura 2.13 Arreglo Subsuperficial del sistema.⁵

2.9.1 Sarta de varilla.

Se utilizan para transmitir el movimiento giratorio desde los equipos de superficie al rotor de la bomba. Está diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema. Según normas de diseño, las varillas en el subsuelo se clasifican en dos tipos básicos de acuerdo a la normatividad del American Petroleum Institute (API). Por mencionar los tipos que se encuentran dentro de la industria tenemos:

- Varillas Electra: Son fabricadas con acero de gran resistencia, generalmente se utilizan en pozos donde las varillas convencionales API experimentan frecuentes fallas.

- Varilla Continua COROD: Es una sarta de varillas que no tienen cuellos ni pasadores, y los diámetros son de 1/16" en vez de 1/8" como lo indican las normas API, sin embargo, la metalurgia si cumple con dichas normas.
- Varillas de Fibra de Vidrio: Para facilitar su estudio se presentan ciertas ventajas y desventajas comparándose con las convencionales API fabricadas con acero.
- Varillas convencionales: Son las mismas que utiliza el Sistema de Bombeo Mecánico, fabricadas bajo la especificación API 11B. Estas varillas están diseñadas para trabajar bajo esfuerzos alternativos, es decir; cargas de tracción. Disponible en 5/8", 3/4", 7/8", 1", y 1 1/8" de diámetro del cuerpo de la varilla y de 7.5 metros de longitud.
- Varillas convencionales modificadas: Especialmente diseñadas para soportar el torque experimentado en la aplicación del BCP. Están suministradas con una rosca modificada para maximizar su capacidad de torque. Los diámetros más comunes son: 1", 1 1/4", y 1 1/2" de diámetro del cuerpo de la varilla y la longitud similar a la de las varillas convencionales.
- Varillas huecas: Como su nombre lo dice, son varillas huecas con tamaños similares a las varillas convencionales. Tienen una rosca que permite una conexión que por fuera se aparente tener una varilla continua y por dentro este hueca. Estas características permiten una reducción en la fricción, entre varillas y la tubería de producción, ya que se elimina el cambio brusco de geometría en las uniones de las varillas y eso permite una mejor distribución de las cargas de rozamiento. Una de las alternativas que presenta la varilla hueca es de inyectar por el interior de la misma un diluyente para el bombeo de crudo pesado y extrapesado.
- Varilla continua o tubería flexible: Este tipo de varilla en realidad, es una tubería continua y flexible. No tiene conexiones como las varillas convencionales, son tramos soldados continuamente de tubería de acero; solo tiene dos coples, uno para conectarse a la bomba de fondo y otro para conectarse al equipo superficial. La varilla continua se enrolla en un carrete para su conservación y transporte. La sarta de esta tubería puede tener una longitud de 9,450 m (31,000 pies) o superior según el tamaño del carrete y los diámetros de los tubos. Los diámetros que más se utilizan son: 13/16", 7/8", 1" y 1 1/8". Este tipo de varilla es similar a la tubería flexible que se utiliza para procesos de estimulación y perforación de pozos altamente desviados (>6°/100ft).

Los resultados de su aplicación han sido exitosos, ya que debido a su flexibilidad, se logro adaptar a pozos con alto grado de desviación, reduciendo de manera considerable el tiempo de paro en la producción, como una consecuencia de las fallas de las varillas. A diferencia de las varillas huecas, se tiene la ventaja de no tener constantes conexiones, que ocasionan fallas por desenroscamiento, además el ahorro de tiempo en la conexión de las varillas es una gran ventaja que se aprecia más cuando hay una falla en la bomba de fondo y es necesario sacar toda la sarta de varillas.

2.9.2 Tubería de producción.

Serie de tubos por donde se desplazan los fluidos provenientes de la formación desde el fondo hasta la superficie.

2.9.3 Bomba.

Su función principal es la de adicionar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie, con la presión suficiente en la cabeza del pozo. La bomba de fondo de este sistema es la llamada bomba de cavidades progresivas, Figura 2.2. Esta es una bomba rotativa de tornillo sin fin, excéntrico, la cual está constituida esencialmente por un rotor de forma helicoidal que gira en el interior de un estator, que es un tubo revestido internamente por un cuerpo elástico moldeado en forma helicoidal al doble del paso del rotor.

Con el movimiento del rotor dentro del estator se van formando cavidades (selladas por el contacto entre estas dos piezas) que van progresando desde el principio hasta el final de la bomba y que en su trayecto llevan consigo al fluido que se pretende bombear.

El principio teórico de la bomba de cavidades progresivas parte de dos condiciones necesarias para obtener las cavidades cerradas, Figura 2.14: a) el rotor debe tener un diente o lóbulo menos que el estator y cada lóbulo del rotor debe estar siempre en contacto con la superficie interna del estator; b) el estator y el rotor constituyen longitudinalmente dos engranes helicoidales.

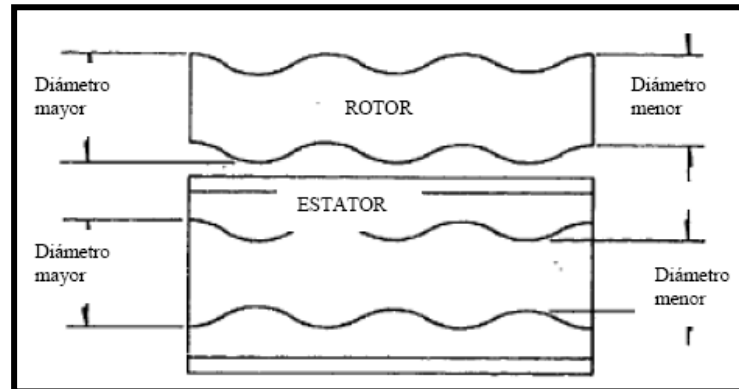


Figura 2.14 Diámetros mayor y menor en el rotor y estator.²

Existen diversas configuraciones de la bomba de cavidades progresivas, las cuales dependen de la relación de lóbulos entre el rotor y el estator, como regla debe cumplirse que: número de lóbulos del estator = 1 + número de lóbulos del rotor. Partiendo de esta regla, se diseñan rotores y estatores de varios lóbulos que pueden combinarse en diversas formas, como por ejemplo, 1:2, 2:3, 3:4, 4:5, etc. Tal como se muestra en la Figura 2.15

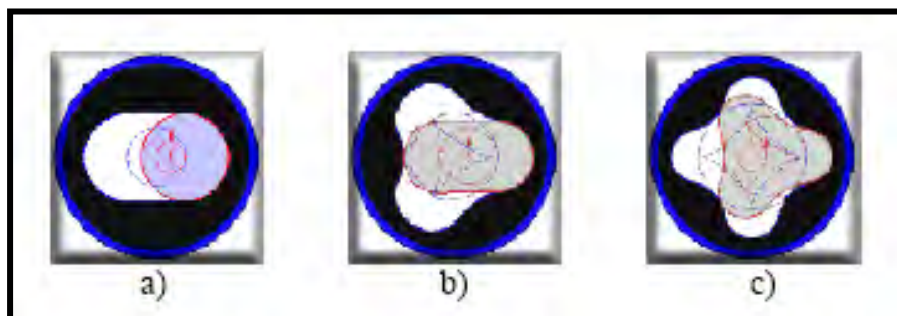


Figura 2.15 Cortes transversales de diferentes configuraciones (rotor: estator) de la bomba de cavidades progresivas; a) configuración 1:2; b) configuración 2:3; c) configuración 3:4.⁷

La bomba de cavidades progresivas incrementa la presión por que tiene una línea de sello, creada entre el rotor y el estator, en cada cavidad. La capacidad de presión de la bomba está basada en el número de etapas y el número de veces que las líneas de sello son repetidas. De esta forma, si se incrementan el número de líneas de sello, o de etapas, la capacidad de presión de la bomba se incrementa permitiendo, de esta manera, bombear a grandes profundidades. El diseño más utilizado para este Sistema Artificial de Producción, en el AIATG, es el diseño 1:2 de la bomba.

2.9.4 Rotor.

Tiene forma de tornillo sin fin, se conecta a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Está constituido por acero de alta resistencia y un cromado externo, que es lo que lo hace resistente a la abrasión. Los rotores se mecanizan con varios diámetros, y se recubren de varios espesores de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros, diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste fino de la interferencia y sus dimensiones dependerán del posible hinchamiento del elastómero debido a la presión, temperatura y naturaleza de los fluidos. Figura 2.16.

2.9.5 Estator.

Es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético, moldeado en forma de doble hélice y adherido fuertemente a dicho cilindro. El proceso de fabricación del estator consiste en la inyección del elastómero al tubo. Como primer paso se recubre la superficie interna del estator con un adhesivo, y posteriormente se inyecta el polímero a alta presión y temperatura entre la camisa del acero y un núcleo. Figura 2.16.



Figura 2.16 Estator y rotor, elementos de la Bomba de Cavidades Progresivas.¹

2.9.6 Elastómero.

Es la base del Sistema de Cavidades Progresivas, puesto que este componente se moldea al perfil de doble hélice del estator, con lo cual si determinamos correctamente el tipo y los materiales a usar la vida del sistema como un conjunto se prolongará beneficiando en lo económico y técnico al proyecto. De acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, contenido de aromáticos, porcentaje de agua, etc.), se debe de tomar la decisión de los materiales convenientes a utilizar para la selección del elastómero. Puede ser estirado un mínimo de dos veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original. Algunas de las características las cuales debe de tener el elastómero son: elasticidad, dureza, resilicencia.

Dentro de los principales problemas que se llegan a tener con el elastómero es la "Histéresis", Figura 2.17.

Causa:

- Deformación cíclica excesiva del elastómero.
- Interferencia entre rotor y estator, debido a una selección no adecuada, o por incremento de la misma debido al hinchamiento del elastómero.
- Elastómero sometido a alta presión.
- Alta temperatura/poca disipación de calor.

Identificación:

- Esta falla se caracteriza por el desprendimiento del elastómero en la línea de sello entre el rotor y el estator.
- Al realizar un corte transversal, se puede observar la zona endurecida en el centro del lóbulo. A medida que comienza a endurecerse, aumenta el ajuste entre rotor y estator, lo que agudiza la interferencia y por ende aumenta la temperatura debida a la resistencia mecánica a la deformación cíclica. Este es el ciclo de Histéresis la cual termina con el incremento del torque por fricción entre rotor y estator, y a continuación con la rotura del elastómero, una falla en las varillas de bombeo en caso de no soportar ese torque.

Recomendaciones:

- Seleccionar la mejor combinación rotor-estator (interferencia).
- Dependiendo de las condiciones de temperatura del fondo del pozo, % de agua y tipo de aceite, debería considerarse que por más que en superficie el ensayo de la bomba presente % de eficiencias volumétricas bajas (generalmente se ensaya con agua), en condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo.
- Seleccionar elastómeros con menor contenido de Acrilo-Nitrilo. Ya que si bien este ayuda a darle propiedades para que resistan los hidrocarburos, le quita propiedades elásticas, favoreciendo el fenómeno de Histéresis.

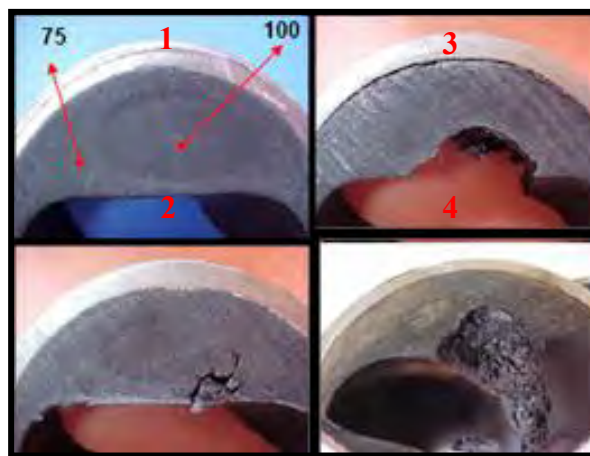


Figura 2.17 Donde se puede apreciar la frecuencia de la falla, fenómeno “Histéresis”.³

2.9.7 Niple de paro.

Es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son: servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo e impedir que el rotor y/o varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse una rotura o desconexión de estas últimas.



Figura 2.18 Niple de paro.⁵

2.9.8 Ancla de torsión.

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de los caños. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión (Figura 2.19) evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

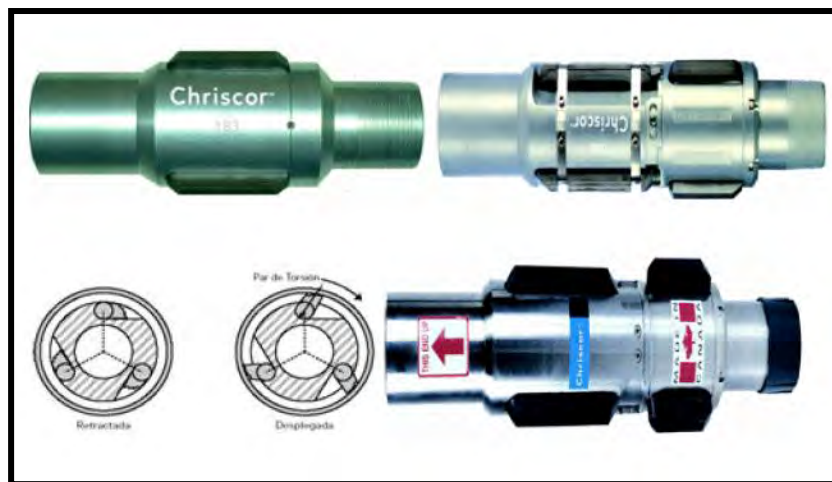


Figura 2.19 Anclas de gas en la industria petrolera.⁵

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

2.9.9 Centradores.

Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema. El tipo de centralizadores es el "no soldado". Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción. Figura 2.20.

Figura 2.20 Centradores.⁵

2.9.10 Separadores de gas.

Los fluidos pesados deben dirigirse hacia las paredes exteriores y dejar que el gas libre migre hacia el centro de la cámara. El gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador. El líquido es dirigido hacia la toma de la bomba, mientras que el gas es venteado al espacio anular.

Figura 2.21 Separador de gas.²

2.10 Sistema de Bombeo Mecánico.

El bombeo mecánico convencional (Figura 2.22), es el sistema de levantamiento artificial por bombeo más utilizado a nivel mundial, se estima que solo EE.UU el 80% de los pozos produce utilizando este sistema de levantamiento. Aun cuando no se tiene una referencia porcentual precisa sobre la cantidad de pozos activos que utilizan este sistema, se estima que cerca del 50% de los pozos a nivel mundial producen a través de Bombeo Mecánico Convencional. No se tiene claro quién fue el inventor del sistema y de hecho existe gran controversia sobre si fue utilizado por primera vez por los chinos o por los egipcios, más sin embargo en ambos casos se han encontrado evidencias que remonta el uso de este sistema a 400 AC. Desde entonces el sistema ha evolucionado gracias al empleo de materiales modernos para su construcción pero su principio de operación es el mismo desde entonces.



Figura 2.22 Especificaciones del BM aplicado en el AIATG.¹

2.11 Reseña Histórica del Bombeo Mecánico.

Su uso como sistema de levantamiento artificial se remota a 1859, cuando el coronel Edwin Drake en Pensilvania (EEUU) utilizó una bomba reciprocante para producir una mezcla de petróleo y agua desde una distancia de 10 pies desde la superficie, esta fue la primera vez en el mundo que un pozo de petróleo utilizó un sistema de levantamiento artificial.

No fue sino hasta comienzo de 1920 cuando comenzaron los estudios de investigación para comprender su operación y mejorar su diseño. En 1954 la "Asociación de Ingenieros Petroleros" de EEUU ha solicitado que varias empresas operadoras y fabricantes promuevan la creación de una forma que estandarice el procedimiento de diseño del sistema y sus componentes con lo cual se persigue evitar los problemas de subdimensionamiento en los cuales se solía incurrir. Desde entonces diversos investigadores han realizado importantes aportes al área que han permitido mejorar la comprensión de la fenomenología del sistema.

2.12 Descripción del Sistema de Bombeo Mecánico.

El Sistema de Bombeo Mecánico tiene como objetivo extraer la producción de los pozos petroleros mediante un movimiento ascendente- descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP en el fondo, cerca del yacimiento. Los hidrocarburos gaseosos hacen que la bomba subsuperficial no trabaje con buena eficiencia, como lo efectuaría si trabajase con puro líquido. Debido a la presencia de gas subsuperficial, se contempla dentro del diseño de accesorios adicionales tales como: Una válvula eliminadora de candados de gas, la cual su función será eliminar el candado de gas en el interior de la bomba y así aumentar la eficiencia de la misma. El manejo de gas en el interior de la bomba ha sido hasta la fecha el principal problema del Bombeo Mecánico. Las diversas anomalías y comportamientos en cada pozo, hacen que cada día se logre analizar un problema distinto.

Para mover la bomba de fondo se utilizan las Unidades de Bombeo Mecánico (UBM), su función es convertir el movimiento rotativo de un motor en un movimiento reciprocante. El peso de la sarta de succión, la bomba y la de la columna de fluidos desequilibran la fuerza necesaria para el movimiento reciprocante, es decir se requiere mucha fuerza para levantar el aparejo, y solo la gravedad para bajar.

Para disminuir este esfuerzo, el peso del aparejo se equilibra o balancea con masas de acero (contrapesos) en el caso de la bimba y en el caso de la UBH (motor que mueve una bomba hidráulica) con la fuerza que proporciona el nitrógeno a presión. Una vez balanceada, solo es necesaria poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo, donde esto reducirá por mucho el consumo de energía necesaria, de ahí la importancia de un buen balanceo.

2.13 Tipos de Instalaciones del Bombeo Mecánico.

Generalmente las unidades de bombeo se clasifican según la capacidad de torque de la caja reductora y de acuerdo a la forma como realizan el balance de las fuerzas y sus sistema de accionamiento. Sobre el primer criterio existe la norma API STD 11E que establece la clasificación de cada unidad, mientras que sobre el criterio de las fuerzas y sistema de accionamiento las unidades son clasificadas en las tipo balancín y las no balancín, dentro del tipo balancín se distinguen los siguientes tipos: Clase I Unidad Convencional, Mark II y la Clase III Aerobalanceada. En las de tipo no balancín, tenemos: La Unidad de Carrera Extra Larga (Rotaflex) y la Tieben.

2.13.1 Equipo Superficial de manera general para las Unidades de Bombeo Mecánico Tipo Balancín.

Su función es transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión, para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal a un movimiento reciprocante en las varillas de succión y debe reducir la velocidad del motor

Principal a una velocidad adecuada de bombeo. La reducción de velocidad se logra en el reductor de engranes y al resto del equipo le concierne el cambio del movimiento rotatorio en reciprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial, es la varilla pulida. El diámetro de la varilla pulida depende del diámetro de la tubería de producción y del diámetro de las varillas de succión en la parte superior de la sarta. La varilla pulida pasa a través de un estopero y el fluido que ha sido elevado pasa a la línea de flujo (descarga) a través de una conexión tipo "T".

Cerca del extremo superior de la varilla pulida hay una mordaza (grampa) que está soportada por un elevador. Éste a su vez, está soportado por el cable colgador que pasa sobre la cabeza de caballo colocada en el extremo del balancín. El diseño apropiado de estos componentes asegura el viaje vertical de la varilla pulida a través del estopero, reduciendo el desgaste de éste. Además, se mantiene un buen sello para evitar fugas de fluidos en la superficie.

El balancín está soportado cerca de un centro de gravedad por el poste Sampson (poste maestro).

El movimiento se transmite al balancín por medio de la biela, la cual, a su vez, recibe el movimiento de la manivela, la distancia de la flecha de la manivela al cojinete del muñón define la longitud de la carrera de la varilla pulida.

La mayoría de las unidades tienen de 3 a 4 orificios para el cojinete del muñón a lo largo de la manivela y por lo tanto, un número correspondiente de posibles longitudes de carrera de la varilla pulida.

A su vez, se han ido incorporando nuevos avances tecnológicos en este sistema, como se muestra en el siguiente Diagrama 2.2. Donde más adelante, veremos el principio de funcionamiento de cada unidad, así como sus componentes superficiales, distintos de las Unidades de Bombeo Mecánico tipo balancín, esto, de acuerdo a la clasificación obtenida, ya sean de tipo hidráulico, tipo mecánico o de tipo hidroneumático.

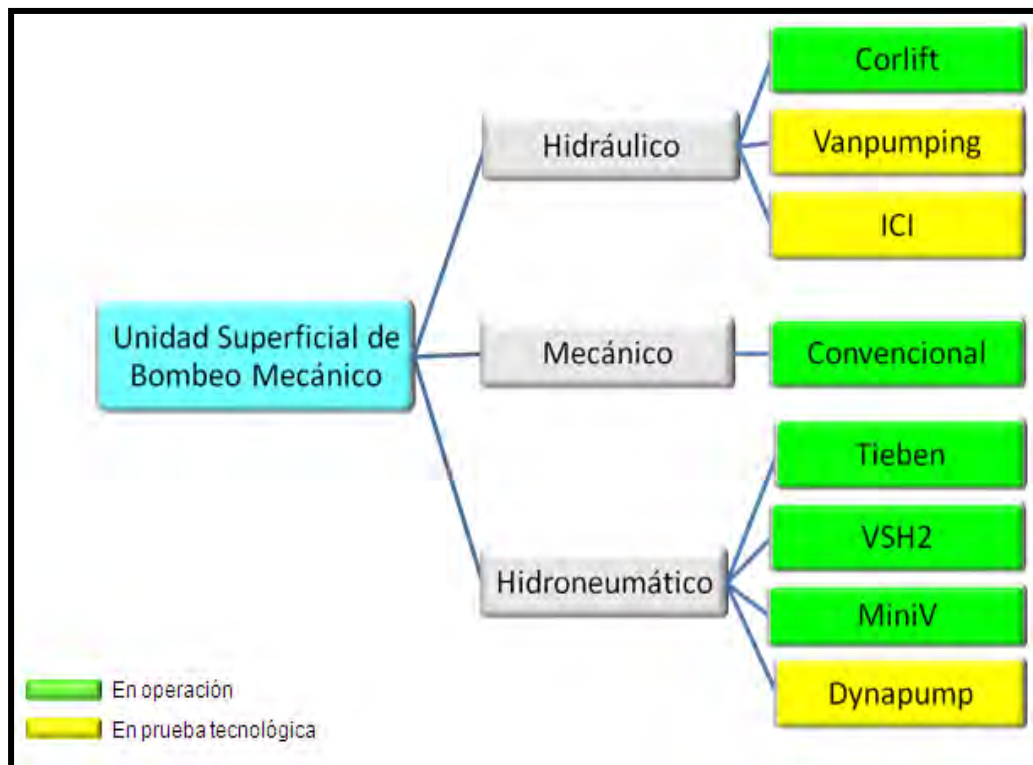


Diagrama 2.2 Unidades Superficiales de Bombeo Mecánico en AIATG.⁹

2.13.2 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.

En la unidad de Bombeo Mecánico Convencional (Figura 2.23) su balanceo es a través de contrapesos y su rotación es en contra de las manecillas del reloj, puede operar en sentido contrario pero no se debe, ya que la rotación de los dos lados da lubricación a los engranes del reductor. El Bombeo Mecánico Convencional es un sistema que posee un espectro muy amplio de aplicación; usualmente son instalados a profundidades que oscilan entre los 200 y 10,000 pies. (60 a 3,000 metros); sin embargo, de acuerdo a los nuevos avances tecnológicos, existen actualmente diseños a una mayor profundidad.

El hecho de que todos los materiales del sistema sean construidos a partir de materiales metálicos le confiere la particularidad de que es inmune a las características físicas-químicas del hidrocarburo, pero además define su límite de temperatura permisible en 700 °F (371 °C) aproximadamente. Es por ello que este sistema es ampliamente utilizado en pozos con crudos de alta gravedad API o con elevado corte de agua, al igual que en pozos de crudos pesados y extra-pesados que se estimulan a través de la inyección cíclica o continua de vapor.

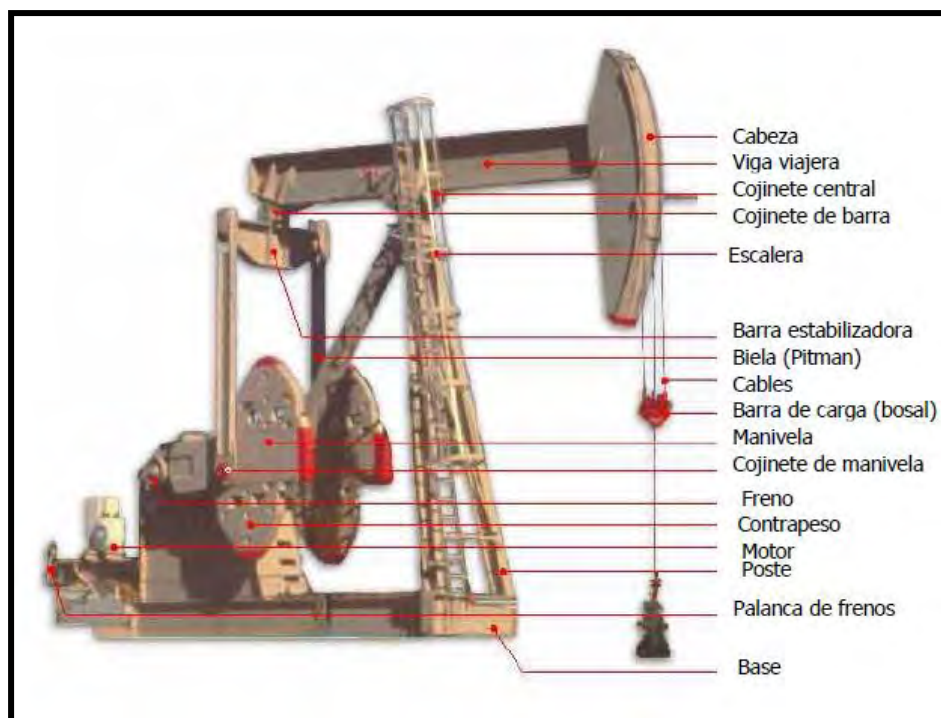


Figura 2.23 Instalación de Bombeo Mecánico Convencional. ¹³

2.13.3 Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.

En este tipo de Unidad de Bombeo Mecánico Mark II (Figura 2.24), su balanceo es a través de contra pesos y su rotación es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación, no puede operar en rotación contraria por que dañaría considerablemente el reductor. Dentro de sus componentes principales se encuentra:

- Motor.
- Tablero de control.
- Reductor de engranes.
- Manivela.
- Brazo "Pitman" o biela.

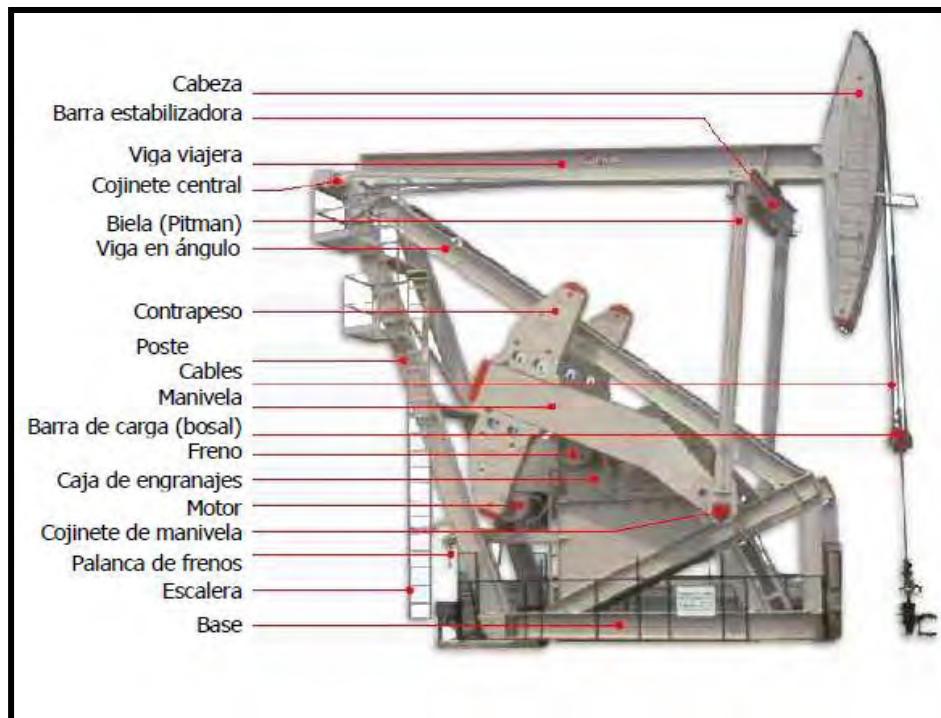


Figura 2.24 Instalación de Bombeo Mecánico tipo Mark II. ¹³

2.13.4 Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.

En la Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada (Figura 2.25), el balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador.

El moto-compresor se calibra a un paro y arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unida convencional.

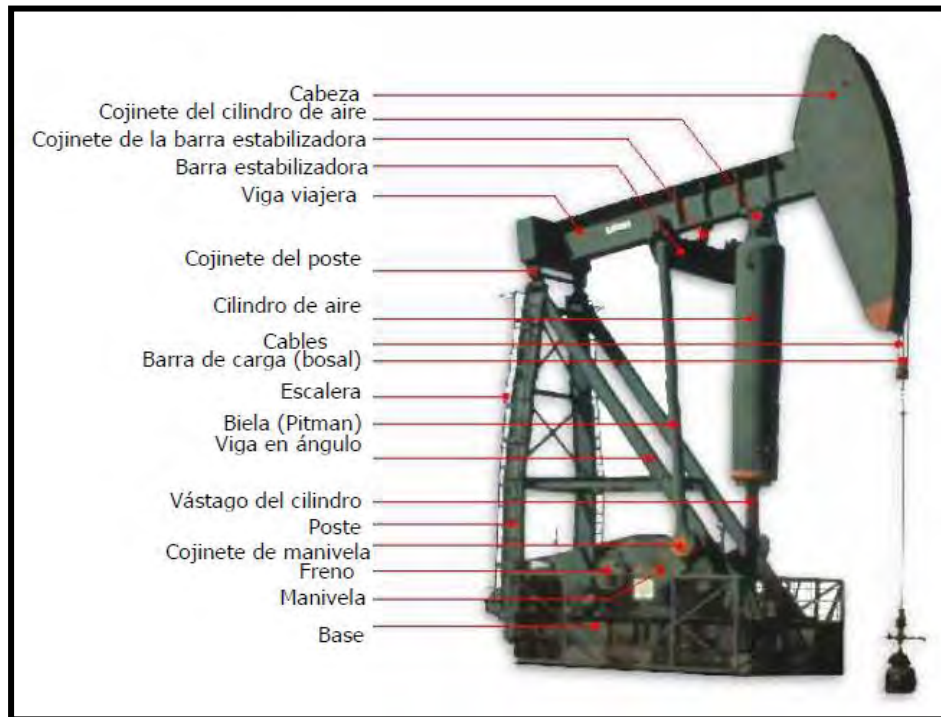


Figura 2.25 Instalación de Bombeo Mecánico Aerobalanceada. ¹³

2.13.5 Unidad de Carrera Extra Larga (Rotaflex).

En algunos casos donde el crudo a levantar es pesado y/o pozos profundos, se necesitan carreras de superficie que no se puedan alcanzar con las unidades tipo balancín.

Para estas situaciones se suelen utilizar unidades de carrera extra-larga, conocidas con el nombre comercial de Rotaflex.

Estas unidades no poseen un sistema biela manivela y por lo tanto el movimiento lineal recíprocante se obtiene moviendo alternativamente una correa que desliza por un cilindro, la cual está acoplada por un extremo a la barra pulida de la sarta de cabillas y por el otro extremo a un contrapeso que permite balancear la unidad (Figura 2.26).



Figura 2.26 Unidad de carrera extra-larga Rotaflex. ¹³

2.13.6 Unidad de Bombeo Mecánico Hidráulico Corlift.

Mediante presión hidráulica generada por una bomba conectada a un motor de combustión interna que le supe energía, llena un recipiente cilíndrico que levanta y recoge un pistón al momento de la carga y descarga transmitiendo este movimiento reciprocante a la barra pulida mediante una varilla pulida que se sujeta al elevador acoplado a dicha barra manteniendo el principio de bombeo mecánico no-convencional.



Figura 2.27 Unidad de Bombeo Corlift. ⁹

Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, estas también tienen diferencias que podrían influenciar significativamente el comportamiento del sistema. Es por eso que se estandarizan los diseños según su capacidad de levantamiento, uso específico de la energía y transmisión de potencia. Para el caso de la unidad Corlift el método estándar es de la siguiente forma:

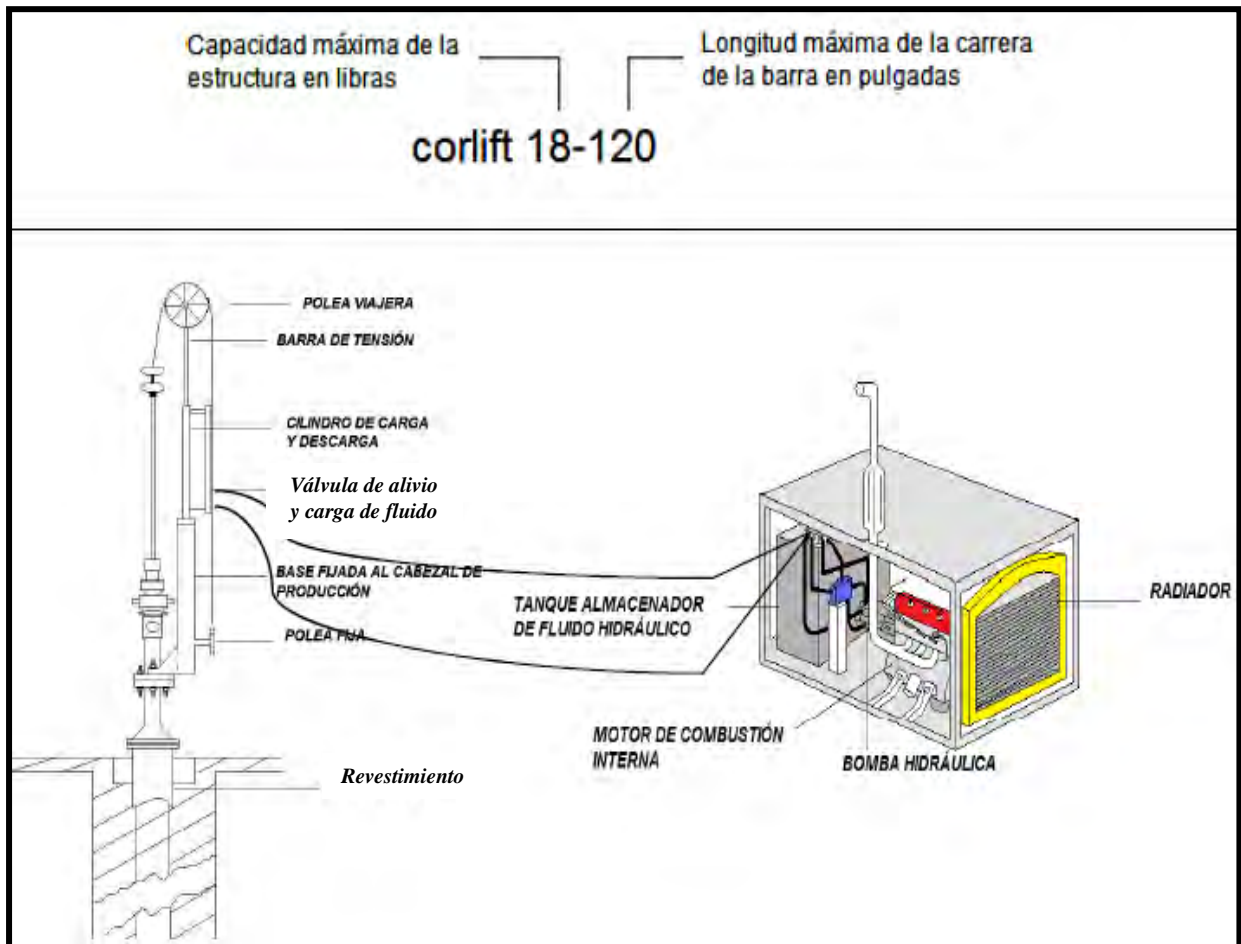


Figura 2.28 Unidad de superficie Corlift.⁹

2.13.7 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático VSH2.

La unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático VSH2, está diseñado específicamente para campos con aceite pesado y para pozos con problemas con las varillas de este sistema. El nitrógeno sobre la tecnología hidráulica, levanta mayores cargas y en la mayoría de los casos, utiliza menor cantidad de energía que las unidades de bombeo mecánico convencional.

La unidad VSH2 puede soportar cargas en la varilla pulida de hasta 18 144 kg (40 000 libras) y maneja profundidades de la bomba de 3 353 m (11 000 pies). Las revoluciones por minuto (RPM) pueden ser cambiadas con una simple vuelta de una perrilla. El manejo de la bomba en superficie es muy importante en la optimización de la producción para campos con yacimientos maduros.

1. El nitrógeno presiona hacia abajo el pistón acumulador, este a su vez, empuja el fluido hidráulico a una segunda cámara donde se llena por el mismo fluido empujando hacia arriba al pistón cilíndrico.
2. El pistón direcciona y presuriza el fluido en la tercera cámara hacia la bomba, con un movimiento ascendente y descendente.
3. Los interruptores, activan la regulación del movimiento con el cual funciona la válvula comercial tipo "Servo".
4. Los interruptores de la caja de control son accionados para hacer algún cambio de RPM.

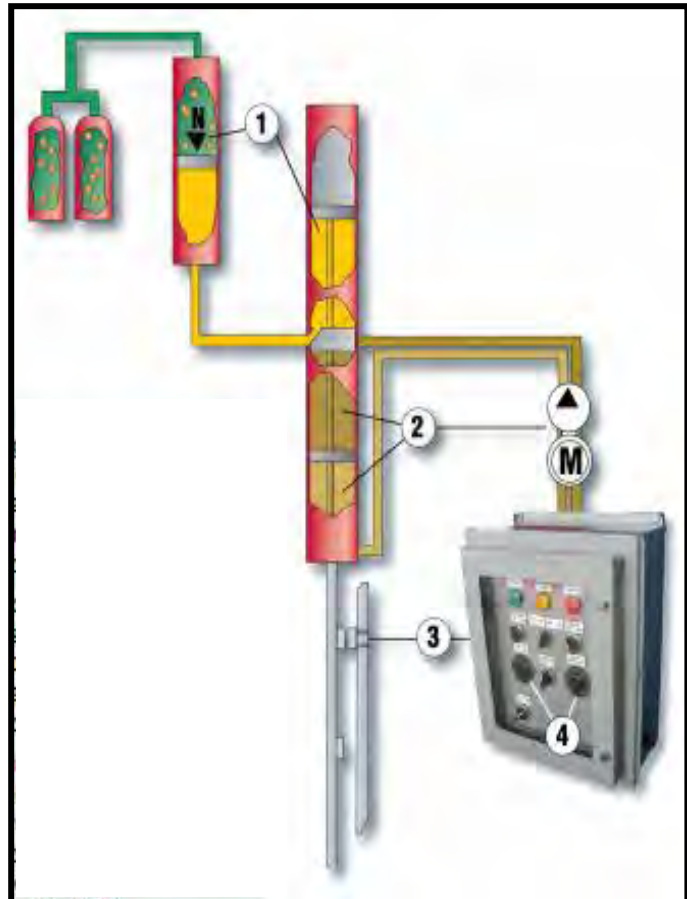


Figura 2.29 Unidad de Bombeo Hidroneumático VSH2.⁹



Figura 2.30 Facilidad de transporte de la Unidad de Bombeo Hidroneumático VSH2.⁹

2.13.8 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático Dynapump.

Dynapump es un sistema de unidad de bombeo computarizado. Utiliza sensores electrónicos, equipamiento hidráulico y sistemas de monitoreo con el propósito de extraer aceite para pozos profundos como para pozos someros. Consiste en dos componentes principales, que son la unidad de bombeo y la unidad de potencia. La unidad de potencia maneja el control central del sistema. Este consiste en una computadora controlada con un sistema de modem radio, electrónica sólida, controladores de motor y bombas hidráulicas. Actualmente este equipo se utiliza en el Sureste de California, Texas, Nuevo México, Utah, Colorado, Venezuela y Poza rica, México.



Figura 2.31 Unidad de Bombeo Hidroneumático Dynapump.⁹

2.13.9 Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático (Tieben).

Existen también unidades hidráulicas de bombeo, que por lo compactas y poco costosas encuentran aplicación en aquellos lugares con limitaciones de espacio y donde se quiere minimizar la inversión inicial por alguna razón económica.

Estas unidades además se pueden considerar de velocidad constante y en algunas se puede utilizar como fluido de potencia aceites de origen vegetal.

Actualmente existen en el mercado unidades con excelentes sistemas de balanceo que permiten una operación silenciosa y con bajo consumo de energía.

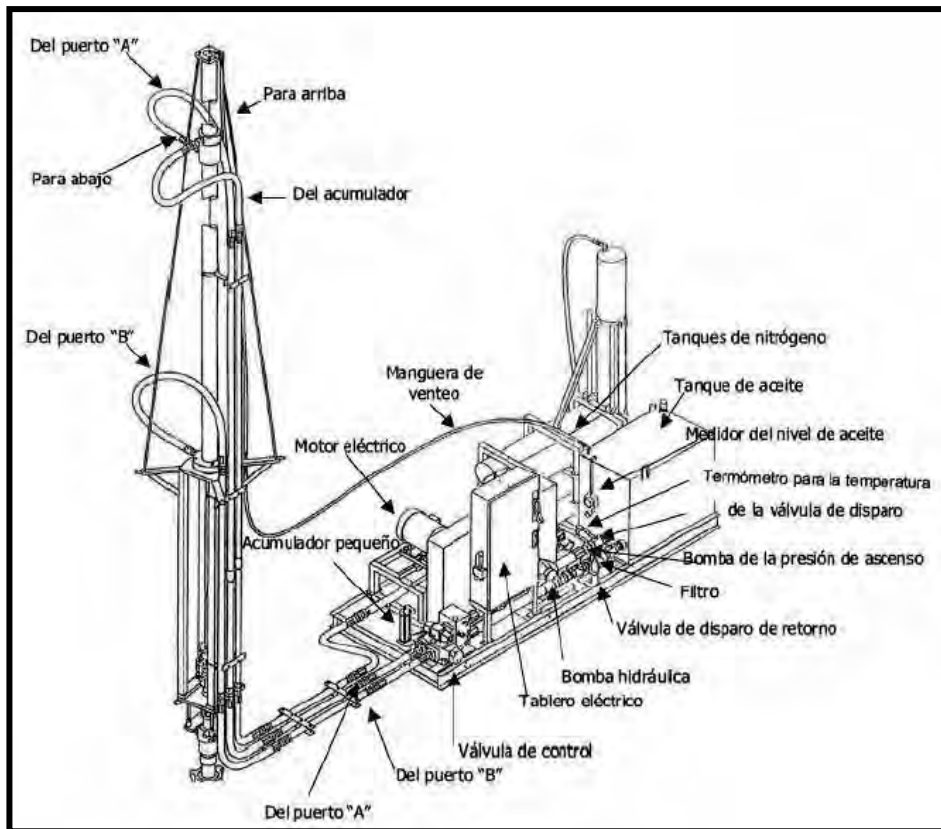


Figura 2.32 Unidad Hidráulica de bombeo Tieben.¹⁰

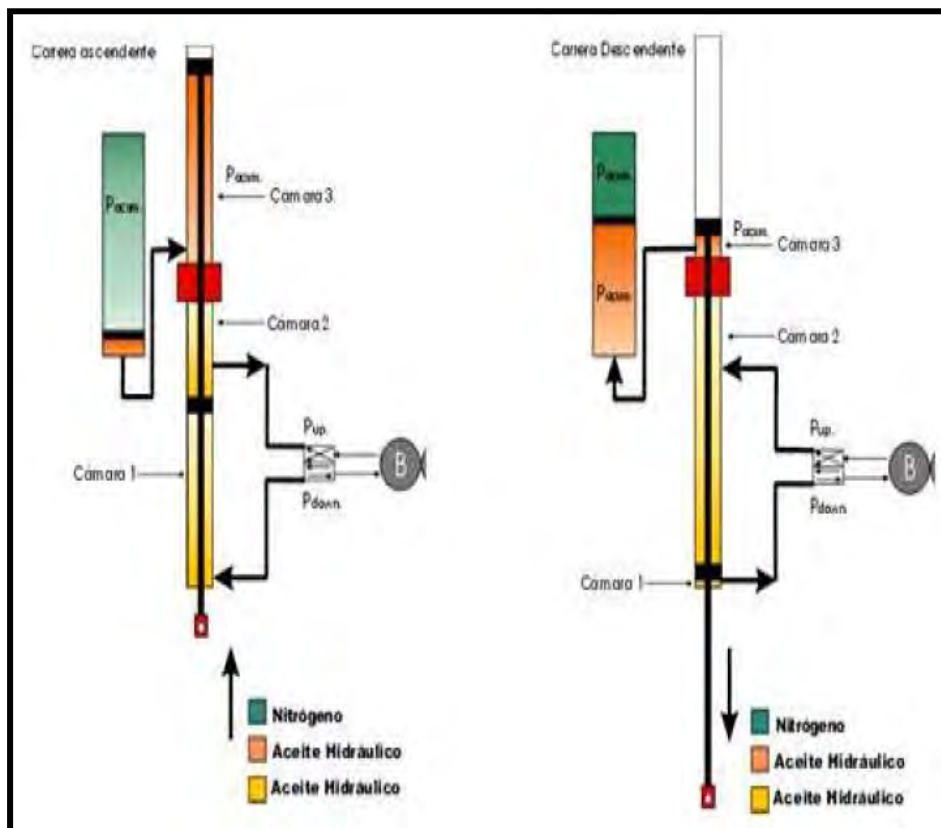


Figura 2.33 Funcionamiento de la unidad Tieben.¹⁰

Tabla 2.2 Comparativa de las diferentes unidades de Bombeo Mecánico en el AIATG. *

SAP	Unidad		Modelos	Ventajas	Desventajas	Problemas operativos comunes	
	Tipo	Nombre					
Bombeo Mecánico	Convencionales	Lufkin	Mark I (RM-228D-173-74)	Mínimos requerimientos de mantenimiento general y elevado periodo de vida.	Poca flexibilidad para realizar cambios en sus parámetros de operación.	Significativa disminución de la eficiencia de bombeo en presencia de gas. Dificultad para ajustar los contrapesos. Requiere constante mantenimiento en el reductor de velocidad debido a las fluctuantes cargas de torsión. Relativamente alta exigencia en requerimiento de potencia para iniciar o reanudar su marcha.	
			Mark II (M-1824D-427-216)	Debido a su geometría, y su característica de contrabalance por fases, disminuyen los requerimientos pico de caballaje y torque en el motor. Su diseño produce una carrera ascendente más lenta que la descendente.			
		WTF C-640-305-144	C-640D-305-144	Mínimos requerimientos de mantenimiento general y elevado periodo de vida.			
		WTF C-320-256-144	C-320D-256-144				
		C-320-256-144	C-320D-256-144	Mínimos requerimientos de mantenimiento general y elevado periodo de vida.			
	Hidráulicas	Corlift	18-120	Montaje Directo sin necesidad de desacoplamiento. De bajo perfil no requiere de vientos. Carrera variable. Bajo costo de inversión. De fácil instalación y traslado. Pude ser instalada en superficies irregulares.	Al ser totalmente Hidráulica se incrementa el consumo de energía requerida para mover la sarta de varillas de producción. El tiempo de vida del cable es de aproximadamente un año, sufre desgaste por fatiga por el paso repetitivo a través de la polea. Máximo 6 Emboladas por minuto.		Fuga del sistema hidráulico (uno de cada 30 equipos durante un periodo de 6 meses). Fallas comunes inherentes al Motor de combustión interna más que a la unidad Hidráulica al estar en operación 24 hrs. (alternador, bandas, etc.)

		ICI	ICI-GR 20-120	Reducido tiempo de instalación (1 hora). Ajuste independiente de la velocidad de la carrera ascendente y descendente. Unidad económica en comparación con equipos convencionales	Las mangueras de operación del sistema hidráulico expuestas en el terreno. Por ser tecnología nueva y patentada, el único autorizado para brindar mantenimiento o reemplazo al pistón hidráulico es el proveedor.	Debido al diseño del pistón hidráulico, el ajuste en la varilla pulida varía al convencional, el personal operativo debe familiarizarse con esta nueva práctica. Debe solicitarse capacitación a la Compañía. No se tienen resultados concluyentes para diferenciar los consumos energéticos. Se deberá instrumentar un programa de un mes para establecer diferencias.
		Mini-V	MiniV	Ideal para remover el líquido en pozos de gas y para pozos en locaciones remotas (sin energía eléctrica). Reducido tiempo de instalación (2 horas). No requiere preparación el lugar en donde se instalará.	Puede surgir pérdida de verticalidad ocasionando derrames a la altura del estopero.	Azolamiento de bomba subsuperficial. Problemas con fugas en el estopero. Frecuente entorpecimiento de la operación por problemas relacionados al motor.
	Hidroneumáticas	Tieben	Tieben	Sistema económico y de alta eficiencia, Flexibilidad para ajustar la longitud de la carrera y la velocidad de bombeo.	Potencial para el desgaste de la sarta de varillas, el volumen de producción decrece con el incremento de profundidad.	Azolamiento de bomba subsuperficial. Problemas con fugas en el estopero. Frecuente entorpecimiento de la operación por problemas relacionados al motor.
VSH2	WTF-VSH-2 150	Reducido consumo de energía en	Puede surgir pérdida de			

				comparación con unidades Convencionales	verticalidad ocasionando derrames a la altura del estopero.	
		Dynapump	D5-15-168:E15A	Reducido consumo de energía en comparación con unidades Convencionales, amigable interface de usuario y Sistema de Control Computarizado que permite flexibilidad para ajustar las condiciones operativas.	Requiere adaptación del diseño original de la base de los equipos para acoplarse a los contrapozos de las Macroperas	Fallas comunes asociadas a la operación del generador de energía eléctrica. Se requiere capacitar al personal operativo para trabajar adecuadamente la unidad.
			D7-25-240:E15A			

*Tabla tomada de Proyecto de Pruebas Tecnológicas Aprobadas, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, 2010.

2.14 Ventajas y Desventajas del Sistema de BM.

El sistema de bombeo mecánico es un sistema que posee un espectro muy amplio de aplicación, usualmente son instalados a profundidades que oscilan entre 60 y 3000 metros, sin embargo existen algunos diseños a mayor profundidad. El hecho de que todos los componentes del sistema sean construidos a partir de materiales metálicos le confiere la particularidad de que es inmune a las características físico-químicas del petróleo, pero además define su límite de temperatura máxima permisible en 400 °C aproximadamente. Es por ello que este sistema es ampliamente utilizado en pozos con crudos de alta gravedad API o con elevado corte de agua, al igual que en pozos de crudo pesado y extrapesado que son estimulados a través de la inyección cíclica o continua de vapor.

2.14.1 Ventajas.

- Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.

- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR.
- Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- Los componentes son fácilmente intercambiables
- Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.

2.14.2 Desventajas.

- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.
- En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas de material.
- La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obstrusiva al ambiente.
- En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas.
- Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

2.15 Equipo Subsuperficial del BM.

Es el equipo con sus accesorios adicionales que van alojados en el interior del pozo y son los siguientes:

2.15.1 Sarta de Varillas.

La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento de bombeo superficial y potencia, a la bomba subsuperficial. Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera y por lo tanto, la más económica que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas.

2.15.2 Bomba Subsuperficial.

Sus funciones son admitir fluido de la formación al interior de ésta y elevar el fluido admitido hasta la superficie y la bomba subsuperficial más usual es la de inserción. Se le denomina bomba de inserción, porque el conjunto en total de la bomba (barril, émbolo con válvula viajera, válvula de pie y nariz de anclaje) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas, se inserta en un niple asiento (zapata candado), instalado en la tubería de producción.

Esto es una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para cualquier reparación de la bomba, no es necesario extraer la tubería de producción, la bomba de inserción se desancla y se extrae con la sarta de varillas.

2.15.3 Accesorios Adicionales.

Son utilizados para auxiliar al sistema de bombeo mecánico en el desarrollo normal de su funcionamiento para que éste opere a su capacidad total, y son los siguientes:

2.15.4 Válvula Eliminadora de Candados de Gas.

Esta es un accesorio que va instalado en el extremo superior de la bomba subsuperficial y cuya finalidad principal es la de eliminar los candados de gas y tratar de prevenir que el fluido golpee en la parte superior e inferior de la cámara.

2.15.5 Tubo Barril.

Es un accesorio para las bombas de inserción cuya finalidad principal debido a las partes de las que consta, es de mantener a una profundidad específica la bomba de inserción por medio de la zapata candado, así como impedir el paso de sólidos mediante el niple sello al área en donde está alojada la bomba de inserción y que pudiera modificar el buen funcionamiento del mecanismo.

2.15.6 Separador de Gas.

Su función básicamente es reducir a un mínimo la entrada de gas a la bomba.

2.15.7 Filtros Para Arena y Sedimento.

Son accesorios diseñados para tratar de evitar la entrada de sólidos (sulfuros, sedimentos, arenas, material vegetal, etc.), al área de la bomba subsuperficial, ya que la presencia de los mismos en su interior, ocasionaría el probable calzamiento de las válvulas tanto de pie como viajera.

2.16 Ciclo del comportamiento ideal de bombeo.

1. En el Punto A la válvula viajera cierra y se inicia la carrera ascendente del pistón.
2. Del punto A al punto B la carga de fluido es transferida de la tubería de T.P., a la sarta de varillas de succión.
3. En el punto B la válvula estacionaria abre y permite la entrada de fluidos del pozo, a la cámara de compresión de la bomba.
4. De B a C la carga de fluido es elevada por el émbolo, al mismo tiempo que se está llenando la cámara de compresión.
5. En el punto D se inicia la carrera descendente y cierra la válvula estacionaria, la válvula viajera permanece cerrada.
6. En el punto E, abre la válvula viajera y la carga es transferida de la sarta de varillas a la tubería de producción.
7. Del punto E al F, se desplaza el fluido de la cámara de compresión a la T.P.
8. Se repite el ciclo.

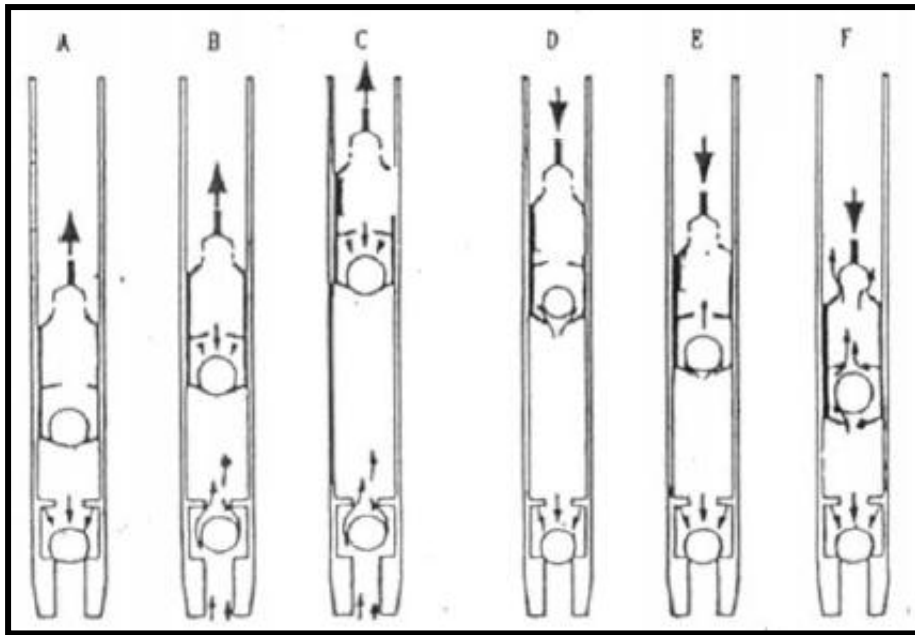


Figura 2.34 Ciclo ideal del Bombeo Mecánico. ⁴

2.17 Sistema de Bombeo Neumático.

El Bombeo Neumático (Figura 2.35), es un sistema de producción artificial que se aplica en México, con resultados altamente satisfactorios, en muchos campos productores de aceite y gas, y con altos volúmenes de extracción. Generalmente se inicia su aplicación poco antes de que se termine el flujo natural por efecto de la declinación del yacimiento o por incremento de la producción de agua. Aunque en el diseño y la operación del Bombeo Neumático se ha alcanzado un alto grado de desarrollo tecnológico, ampliamente difundido en la literatura especializada. El Bombeo Neumático lo podemos encontrar en sus dos modalidades: Continuo e Intermitente. Lo anterior ha dado como resultado que en la actualidad el Bombeo Neumático sea un Sistema Artificial de Producción ampliamente usado en el mundo, por lo que se han realizado varios intentos para representar el fenómeno.

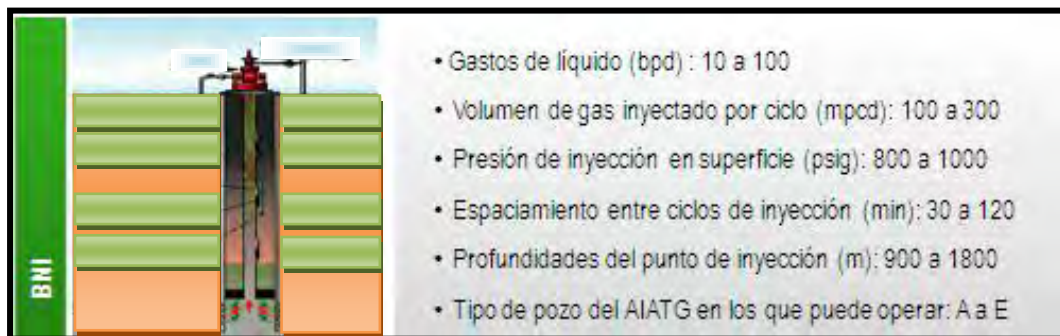


Figura 2.35 Especificaciones del BNI aplicado en el AIATG.¹

2.18 Reseña Histórica del Bombeo Neumático.

Carl Emmanuel Loschers, ingeniero minero alemán, aplicó aire como medio para elevar líquidos en experimentos de laboratorio en 1797. La primera aplicación del BN fue en el año 1846, cuando un americano llamado Crockford produjo aceite en algunos pozos de Pennsylvania. La primera válvula diferencial de BN, apareció en 1834, siendo extremadamente popular y muy utilizada hasta nuestros días. Donde se incorporaba un resorte que era el que proveía de fuerza a la válvula para mantenerla abierta. La primera patente es Estados Unidos para BN, llamado "Eyector de aceite" fue otorgada a A. Brear en 1865. Actualmente la válvula se abre y se cierra basándose en la diferencia de presión entre la tubería de producción (TP) y la tubería de revestimiento (TR). La primera válvula de BN operada por presión y patentada de manera oficial, se dio en el año de 1944 por W.R. King.

Posteriormente se manejaron algunas mejoras en el año de 1953 por L.L Cummings que es prácticamente a como las conocemos en nuestros días.

A muy temprana fecha, después de que apareció la primera válvula de BN hasta el día de hoy se han manejado un gran número de patentes (25 000), que trabajan bajo diferentes principios. La válvula de BN que ha venido a revolucionar la industria de este Sistema Artificial de Producción es la operada por presión. Utilizando la presión del gas inyectado como principal control, y lo relevante es, que opera de manera automática. Dadas sus excelentes características, ha sido el mejor tipo de válvula a utilizar, después de la segunda guerra mundial.

2.19 Descripción del Sistema de Bombeo Neumático.

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

El sistema de B.N. continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (>0.5 bl/día/lb/pg²) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de T.P., dependiendo del gasto de producción deseado. De este modo se pueden tener gastos entre 200 - 20000 bl/día a través de sartas de T.P. de diámetro común y hasta 80000 bl/día produciendo por T.R.; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 bl/día a través de tubería de diámetro reducido (del tipo macarroni).

Existen básicamente tres tipos de Sistemas de Bombeo Neumático, descritos cada uno de ellos en el Capítulo 1 (1.5.1 y 1.5.2) de esta tesis.

- Bombeo Neumático Continuo.
- Bombeo Neumático Intermitente.

2.20 Tipos de Instalaciones del Bombeo Neumático.

En general, el tipo de instalación para bombeo neumático está influenciado principalmente si el pozo va a ser puesto en producción con flujo continuo o intermitente.

También la selección del tipo de válvula depende de esta característica de producción del pozo. Las válvulas están diseñadas de tal manera que trabajen de manera similar a través de un orificio variable para flujo continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción. Las condiciones del pozo dictarán el tipo de instalación en un grado alto. El tipo de terminación, como en agujero descubierto es muy importante también. Además, condiciones como la producción de arena y conificación por agua o gas son puntos vitales para el diseño de la instalación.

En la determinación del tipo de instalación inicial, el juicio deberá de estar basado en el comportamiento futuro del pozo, incluyendo la declinación de la presión de fondo y el índice de productividad. Las terminaciones múltiples requerirán una instalación más compleja. Pozos marinos requerirán un análisis más exhaustivo debido a los altos costos de operación fuera de la costa.

2.20.1 Instalaciones abiertas.

En esta operación la tubería de producción está suspendida en el pozo sin ningún empacador. El gas es inyectado por el espacio anular y los fluidos son sacados de la tubería de producción.

Esto permite una comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular, por lo que restringe este tipo de instalación a pozos que ofrezcan un buen sello de fluidos. Esta instalación se muestra en la Figura 2.36

Normalmente esto significa que estos pozos son sujetos solamente a un flujo continuo. A pesar de esto, puede ser posible poner una instalación de este tipo a un pozo con flujo intermitente, pero solamente que exista alguna condición para no correr un empacador.

Un problema que se presenta en este tipo de instalaciones es que al variar la presión de la línea de descarga, el nivel del fluido en el espacio anular subirá y bajará, causando una severa erosión en las válvulas.

Además, el pozo deberá de ser vaciado y restablecido cada vez que se cierre. Como no hay empacador en el pozo, el fluido se elevara durante el cierre, por lo que este fluido debe de ser sacado del espacio anular. De acuerdo a las distintas desventajas que presenta este tipo de instalaciones, es evidente que normalmente no es muy recomendable.

De cualquier forma, existen casos en donde correr un empacador es indeseable por condiciones de corrosión, mal asentamiento de la tubería de revestimiento, entre otras.

Donde no es posible correr un empacador, se debe de poner la instalación abierta, y esta trabajará eficientemente en la mayoría de los pozos con flujo continuo.

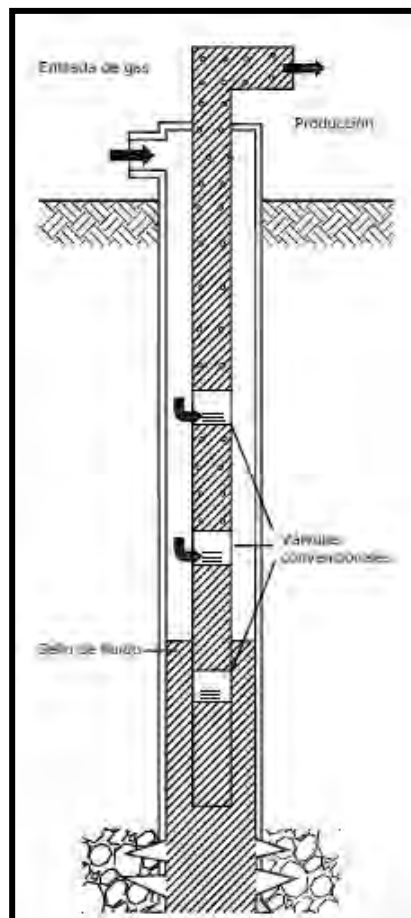


Figura 2.36 Instalaciones abiertas se usan para flujo continuo e intermitente.⁴

2.20.2 Instalaciones semi-cerradas.

Esta instalación es idéntica a la abierta, excepto que se agrega un empacador para aislar el espacio anular de la tubería de producción. Este tipo de instalación es adecuada para ambos casos de flujo constante o intermitente. La instalación se muestra en la Figura 2.37. Ofrece varias ventajas sobre la instalación abierta.

Primero, una vez que el pozo ha sido vaciado, no existe la posibilidad de que el fluido reingrese al espacio anular, ya que todas las válvulas cuentan con una válvula check invertida. Segundo, ningún fluido puede salir de la tubería de producción y entrar al espacio anular por la parte debajo de la tubería de producción.

Este tipo de instalación, también se utiliza para bombeo neumático intermitente. A pesar de que en la instalación se permite comunicación directa de la presión en la tubería de producción hacia la formación. El empacador evita que la presión del gas inyectado actúe sobre la formación. Después de que el gas ingresado a la tubería de producción a través de las válvulas, lo que puede ocurrir en el bombeo intermitente.

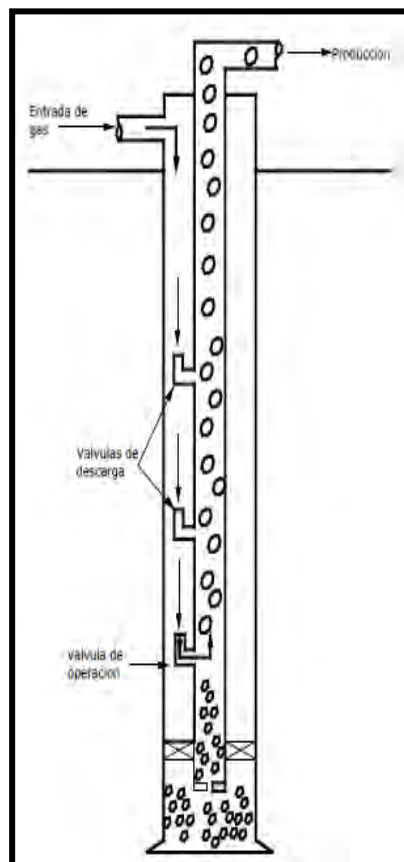


Figura 2.37 Instalación semi-cerrada adecuada para flujo constante e intermitente.¹¹

2.20.3 Instalaciones cerradas.

Este tipo de instalación es similar a su vez, a la instalación semi-cerrada, excepto por una válvula se instala dentro de la tubería de producción.

Aunque normalmente esta válvula que se instala en el fondo del pozo, esta también se puede colocar directamente por debajo de la última válvula de Bombeo Neumático. Esta instalación se muestra en la Figura 2.38

Esta válvula previene que la presión de gas inyectado actúe en la formación y debe colocarse en instalaciones de bombeo intermitente.

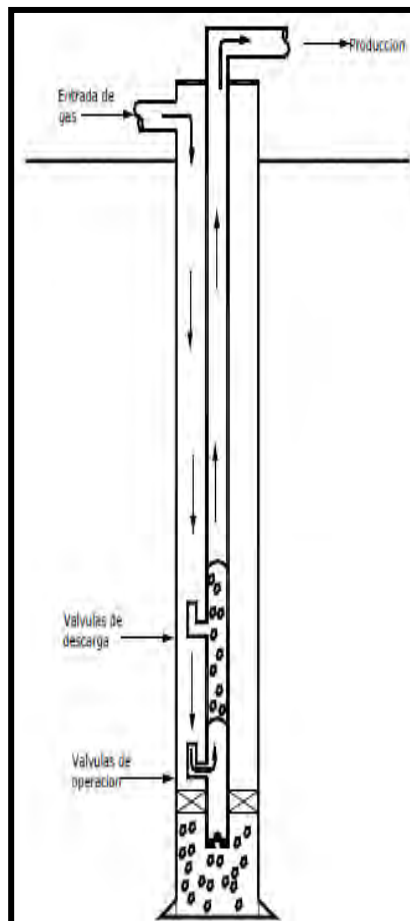


Figura 2.38 Instalación cerrada adecuada para bombeo intermitente.¹¹

2.21 Ventajas y Desventajas del Sistema de BN.

2.21.1 Ventajas

- Pocos problemas al manejar gran volumen de sólidos.
- Manejo de grandes volúmenes en pozos con alto Índice de productividad (IP).
- Flexibilidad para cambiar de continuo a intermitente.
- Sin dificultad para operar pozos con alta RGL.
- Opera en pozos con terminaciones desviadas.
- La corrosión usualmente no es adversa.
- Aplicable en costa afuera.

2.21.2 Desventajas

- Disponibilidad del gas de inyección.
- Dificultad para manejar emulsiones.
- Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- Problemas con líneas de superficie obstruidas.
- Experiencia mínima necesaria del personal.
- La TR debe de resistir presiones elevadas.

2.22 Equipo Superficial del BN.

Es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento.

2.22.1 Árbol de válvulas.

Es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios con el fin de controlar la producción aportada por el pozo. Se compone de los siguientes elementos: Cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas, estranguladores.

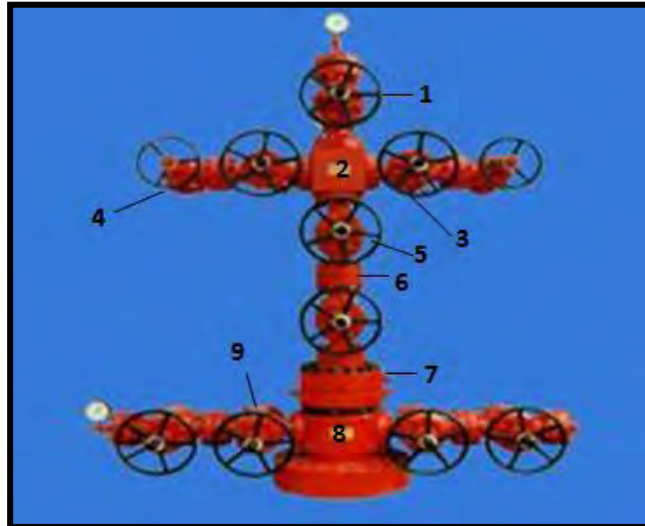


Figura 2.39 Árbol de válvulas.¹¹

1. **Válvula superior.** Se utiliza para tomar la presión de la tubería de producción, para diferentes operaciones sin interrumpir el flujo del pozo, colocar un lubricador para operaciones con línea de acero, circulación inversa, introducción de tubería flexible, calibración de tubería de producción.
2. **Distribuidor de flujo.** Distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de la tubería de producción, hacia la línea de recolección.
3. **Válvulas laterales de la tubería de producción.** Abiertas (permitir el paso), cerradas (impedir el paso del fluido hacia la línea de recolección).
4. **Porta estrangulador o cruceta.** Para instalar un estrangulador fijo y en caso de tener una válvula en la tapa, tomar las presiones en la tubería de producción.
5. **Válvula maestra.** Total control del pozo.
6. **Combinación o adaptador.** Permite acoplar dos medias bridas de diferentes medidas, la de la válvula maestra y la del cabezal de distribución de la tubería de revestimiento, en el interior se aloja la bola colgadora que suspende a la tubería de producción.

7. **Opresores de la bola colgadora.** Sirve para centrar y fijar la bola colgadora.
8. **Asiento interior para la bola colgadora.** Lugar donde se aloja la bola colgadora.
9. **Válvula lateral de la tubería de revestimiento.** Sirven para tomar presiones de la tubería de revestimiento y permitir o impedir el paso de los fluidos en caso de que los hubiera, permitir la introducción del ecómetro, inyección de fluidos u otros productos al espacio anular.

2.22.2 Componentes de conexiones superficiales.

Las conexiones superficiales de un árbol de válvulas de un pozo con Sistema de Bombeo Neumático consta fundamentalmente de:

- Línea de inyección de gas.
- Línea de descarga.
- By-pass. Conexión de tubería alrededor de un mecanismo de control de un ducto para continuar operándolo mientras se hacen ajustes o reparaciones en el mecanismo.

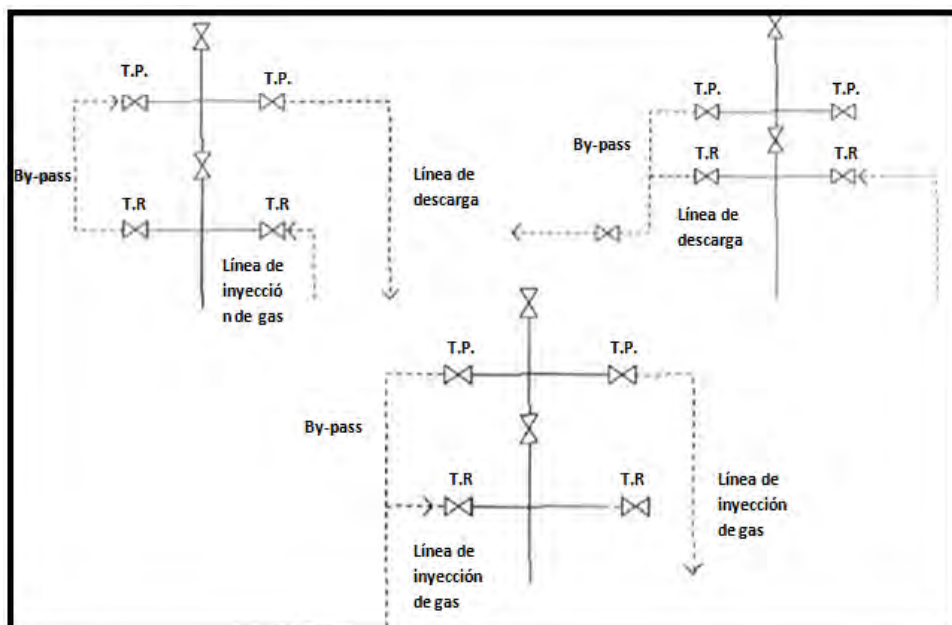


Figura 2.40 Conexiones superficiales.⁴

2.22.3 Línea de inyección de gas.

Es el conducto por medio del cual se transporta el gas que sirve como suministro al BN, dentro de sus principales funciones, se tiene: Controlar, regular, medir y conducir con seguridad el gas de inyección de BN.

Las partes que componen una línea de inyección de gas, son las siguientes:

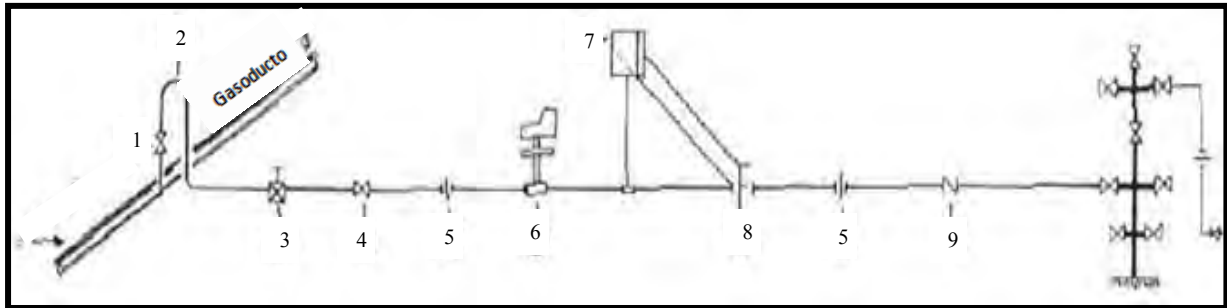


Figura 2.41 Línea de inyección del gas.⁴

1. **Válvula de control de 2"Ø- 2000 lb/pg². Roscada o bridada.** Son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de fluidos.
2. **Garza de 2"Ø superior a 1000 lb/pg².** Su función es aislar, controlar, regular los flujos entre la línea de descarga y el árbol de válvulas.
3. **Válvula de control 2"Ø- 2000 lb/pg². Roscada.** Son mecanismos que se utilizan para controlar los flujos de los fluidos.
4. **Válvula de aguja de 2"Ø- 3000 lb/pg².** Mecanismo cuyo diseño permite controlar en forma más adecuada una cantidad de fluido de un líquido o gas en diferentes etapas según sea la necesidad del requerimiento. Tiene características de un diseño de torque bajo, para facilitar el ajuste aún bajo condiciones de manejo de alta presión.
5. **Tuerca unión 2"Ø del tipo universal.** Es un accesorio por medio del cual se logra la unión de las líneas, permitiendo un sello efectivo tanto para los fluidos como para el gas.
6. **Interruptor de inyección de gas.**
7. **Aparato registrador de flujo.** Instrumento diseñado para efectuar mediciones del desplazamiento de los fluidos. Para el BN se utilizan los medidores por caída de presión, formado por un aparato llamado unidad de presión diferencial.

8. **Porta placa.** Mecanismo que permite medir a través de una placa de cierto diámetro y que proporciona la información deseada de los volúmenes de gas inyectados al pozo.
9. **Válvula de retención 2"Ø tipo charnela.** Mecanismos de control, cuyo diseño permite el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo así el regreso del fluido cuando se presentan contrapresiones. Comúnmente conocida como check.

2.23 Equipo Subsuperficial del BN.

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, continuando de esta manera con su explotación.

El equipo subsuperficial con el que cuenta el Bombeo Neumático, es el siguiente:

- Tubería de producción.
- Válvulas de inyección de gas.
- Empacador.
- Válvula de pie.

2.23.1 Válvulas de inyección de gas.

Mecanismos cuyo diseño permiten la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento (TR), a la tubería de producción (TP), con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, las cuales van alojadas a distintas profundidades en la TP.

Los diferentes fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de qué tan sensible sea una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR.

- **Válvulas convencionales.** Se alojan en la parte externa de la TP; para recuperarlas es necesario sacar toda la tubería de producción.
- **Válvulas recuperables.** Se alojan en el interior de la tubería de producción, en unos mandriles llamados de “bolsillo” los cuales van interconectados en la TP; para recuperarlos no es necesario extraer la TP, esto se lleva a cabo por medio de una unidad de línea de acero.

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 de 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 (en la TP y la TR), son los mismos y solo la nomenclatura cambia.

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

Las partes que componen una válvula son:

- Cuerpo de la válvula.
- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- Elemento de respuesta de una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- Elemento medidor (orificio o asiento).

La clasificación de las válvulas de BN es:

- **Válvulas Balanceadas;** Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta.
- **Válvulas 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.

2.23.2 Empacadores.

El empacador es un dispositivo que va a bloquear el paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la TP. Aísla la TP de la TR incrementando la eficiencia de flujo; elimina la presión a la TR arriba del empacador. Además de que los fluidos corrosivos fluyen por la TP, lo que mantiene en buenas condiciones a la TR.

2.24 Sistemas Artificiales de Producción en el AIATG.

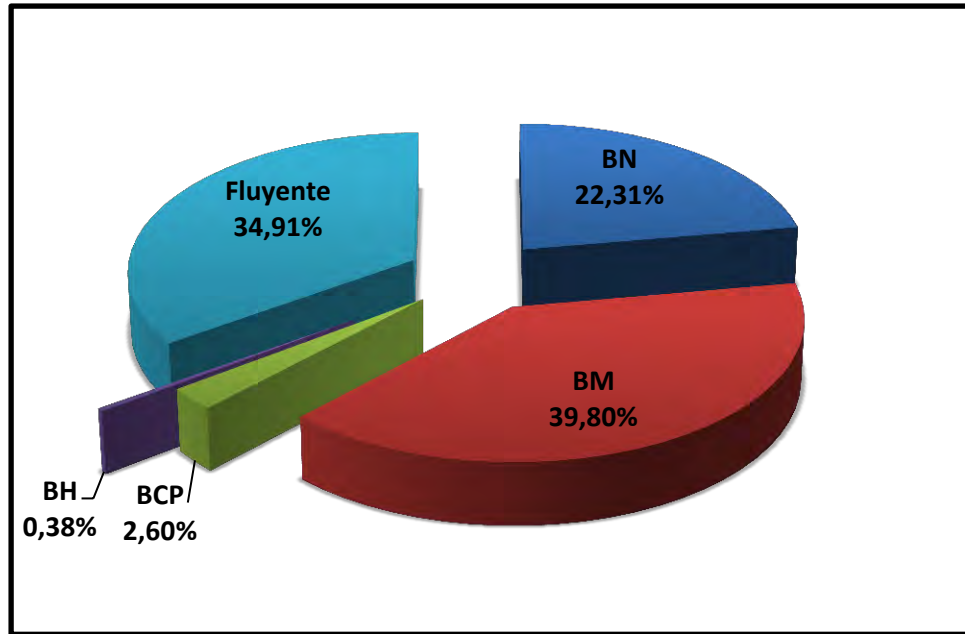
El objetivo fundamental de los Sistemas Artificiales de Producción es el levantamiento de los fluidos producidos en un pozo con la mayor eficiencia, de manera que el operador utilice los mínimos requerimientos de energía para operar el conjunto superficial y subsuperficial y mantener la producción de un pozo dentro de un rango deseado.

En la Tabla 2.3 se presentan los rangos de aplicación más importantes de los Sistemas Artificiales de Producción según lo establecido en el AIATG, considerando experiencias que han tenido con la implementación de cada uno de los sistemas, los sistemas que presentan buenas condiciones técnicas-económicas son el Bombeo Neumático Intermitente, Bombeo Mecánico y el Bombeo de Cavidades Progresivas.

	BM	BNC	BNI	BCP
Eficiencia operativa	50-60 %	Oscila 5-30% Típica 20%	5-10%	50-70%
Flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Excelente. ✓ La bomba puede ajustarse en volumen. ✓ Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía. ✓ Ajusta la velocidad de desplazamiento a la capacidad y declinación del pozo. ✓ Utiliza electricidad o gas como fuente de alimentación. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Excelente. ✓ El gasto de aceite varía en relación al gasto inyectado. ✓ La tubería debe de ser del tamaño correcto. ✓ El sistema se pasa de continuo a intermitente o a embolo viajero de acuerdo a la declinación del pozo. ✓ La fuente de energía puede estar localizada a distancia. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Buena. ✓ Se puede ajustar el tiempo y los ciclos de inyección con frecuencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Regular. ✓ Se puede ajustar el valor de la velocidad y modificar el alabe. ✓ Utiliza electricidad o gas como fuente de alimentación.
Aplicación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aplicable para pozos pocos profundos. ✓ Aplicable para pozos con diámetros pequeños y terminación múltiple. ✓ Se puede bombear a pozos con muy baja presión (dependiente de la profundidad y el flujo). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se utiliza para altos volúmenes de producción con IP alto. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aplica en pozos con baja producción. ✓ Altamente recomendable para altos índices de productividad (IP) y baja presión de fondo fluyendo (Pwf) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Relativamente limitado a los pozos con bajos gastos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Diseño de sistema simple. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fácil de operar por el personal. ✓ Fácil para obtener presiones de fondo y gradientes. ✓ No presenta problemas con pozos desviados. ✓ La corrosión no es un problema. ✓ Se repara con la unidad de cable. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Opera de manera autónoma. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Puede ser aplicado en fluidos viscosos y con sedimentos (arenas).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No aplica para pozos con desviación o pata de perro. ✓ La producción con sólidos se dificulta. ✓ Los tubos no son revestidos para corrosión. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El BN convencional no puede alcanzar sus objetivos con bajo Pwf. ✓ No es eficiente en campos pequeños para el levantamiento y/o requerirá equipo de compresión. ✓ Se dificulta para crudos viscosos o emulsionados. ✓ Presenta problemas de hidratos. ✓ Algunas dificultades en el análisis de datos sin la supervisión del ingeniero. ✓ No es efectivo para producir en pozos profundos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sistema de producción en régimen transitorio. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No maneja altos gastos y grandes profundidades. ✓ No aplica a altas temperaturas. ✓ El elastómero en el estator con algunos fluidos se hincha. ✓ El control de la bomba es difícil.
Costos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajo a moderado. ✓ Incrementa con la profundidad y tamaño de la unidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Costo total aproximado por pozo con API 30-32 103 mil USD 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Igual que el Bombeo Neumático Continuo. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bajo: Incrementa con la profundidad y el gasto.

Tabla 2.3 Rangos de aplicación más importantes de los Sistemas Artificiales de Producción según lo establecido en el AIATG. *

* Tabla tomada de Proyecto de Pruebas Tecnológicas Aprobadas, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, 2010



Gráfica 2.1 Actuales Sistemas Artificiales de Producción operando en AIATG a Febrero de 2011.¹²

2.25 Dificultades para la selección de del Sistema Artificial en AIATG.

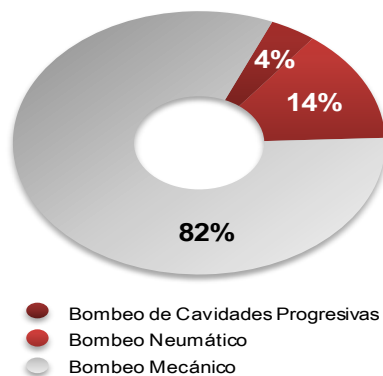
- Bajas permeabilidades (0.01 – 15 md).
- Flujo en dos fases en el yacimiento (movilidad del gas mayor que la del aceite), en ocasiones desde el inicio de la operación de los pozos.
- Severa pérdida de energía del yacimiento en los primeros tres meses (los pozos dejan de fluir de manera natural).
- Alta contrapresión en superficie (en algunos casos se tiene Pwh entre 12 y 14 Kg/cm²).
- Desviación de los pozos (tipo "S").
- Presencia de sólidos como resultado de fracturamientos.
- Altas relación gas-aceite (RGA) mayor a 200 m³/m³.

Tomando en cuenta la información estadística investigada del AIATG, las principales causas de cierre de los pozos con Sistemas Artificiales de Producción (Gráficas 2.2 y 2.3) son:

- Problemas atribuibles al pozo, independientes al Sistema Artificial de Producción
- Problemas atribuibles al Sistema Artificial de Producción:
 - ❖ En el equipo superficial.
 - ❖ En el equipo subsuperficial.
 - ❖ Mantenimiento al equipo superficial.

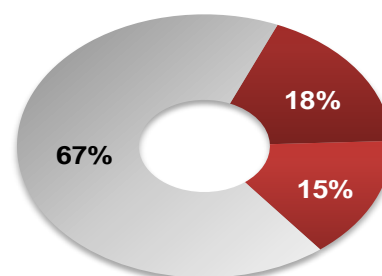
Con relación a los pozos que cuentan con SAP's y que han sido cerrados por problemas en el equipo superficial, el 82% corresponde a aquellos con equipo de Bombeo Mecánico, 14% al Bombeo Neumático Intermitente y el 4% corresponde a pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas. Por otro lado, los pozos que han sido cerrados por problemas en el equipo subsuperficial, el 67% corresponde al Bombeo Mecánico, seguido por el sistema Bombeo de Cavidades Progresivas con un 18% y finalmente el Bombeo Neumático Intermitente con el 15%.

Figura 3. Fallas superficiales³⁷.



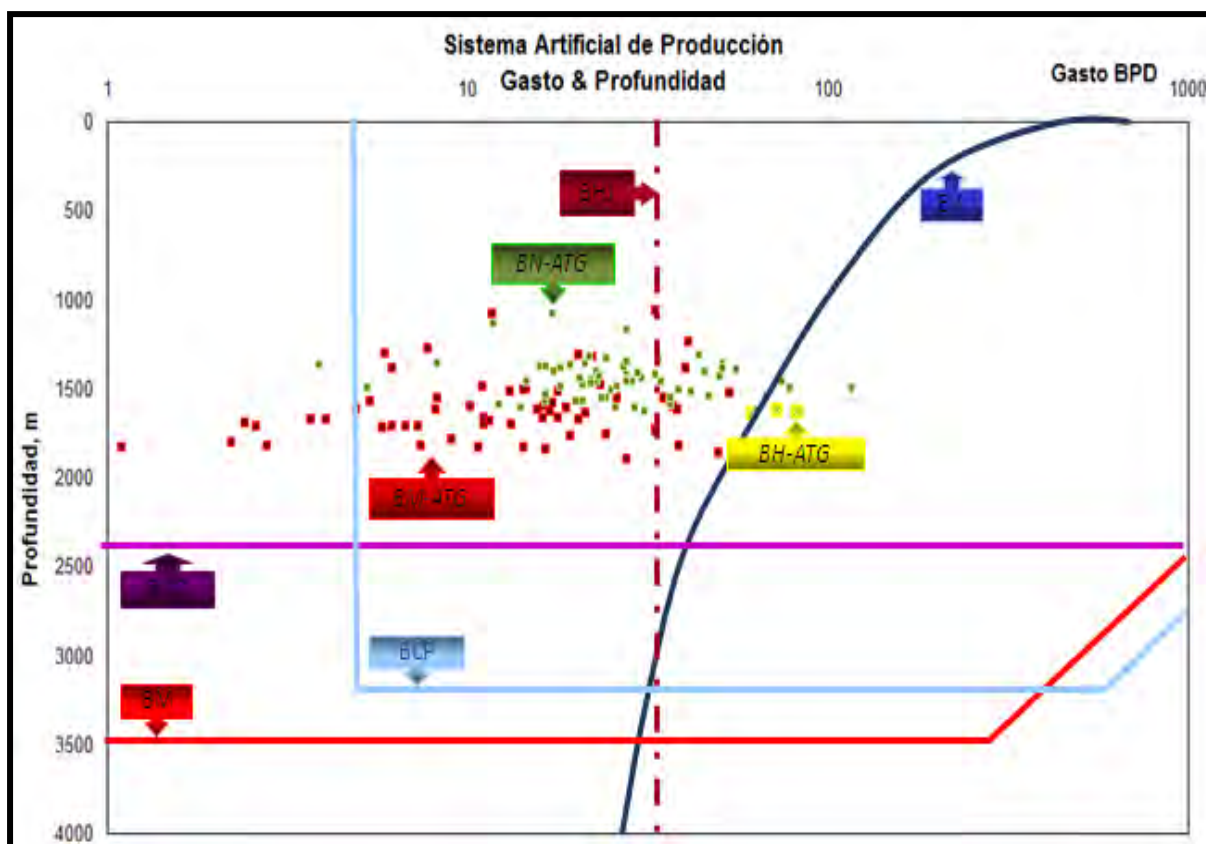
Gráfica 2.2 Fallas superficiales.¹²

Figura 4. Fallas subsuperficiales³⁷.



Gráfica 2.3 Fallas subsuperficiales.¹²

Esta información se tomó de los reportes operativos de los pozos y equipos, de agosto a diciembre de 2010. A continuación, se presentan la siguiente gráfica.



Gráfica 2.4 Implementación del mejor SAP en AIATG.¹²

2.26 Selección del Sistema Artificial de Producción en el AIATG.

2.26.1 Evaluación técnica

La evaluación técnica requiere definir dos premisas básicas en función a las diferentes condiciones operativas que caracterizan cada uno de los sectores del AIATG (Figura 1.4). De esta manera la primera premisa fue agrupar en tres Zonas (Norte, Centro y Sur) los ocho sectores del Activo (Tabla 2.4) con base en los tres parámetros siguientes:

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

En la Tabla 2.4 se realizó un agrupamiento de sectores de acuerdo al tipo de fluido (°API), los gastos producidos y la profundidad media de los disparos, quedando los ocho sectores divididos en tres Zonas:

- Zona Norte:
 - Sectores 1, 2, 3, 4 y 5.
- Zona Centro:
 - Sectores 6 y 7.
- Zona Sur:
 - Sectores 8.

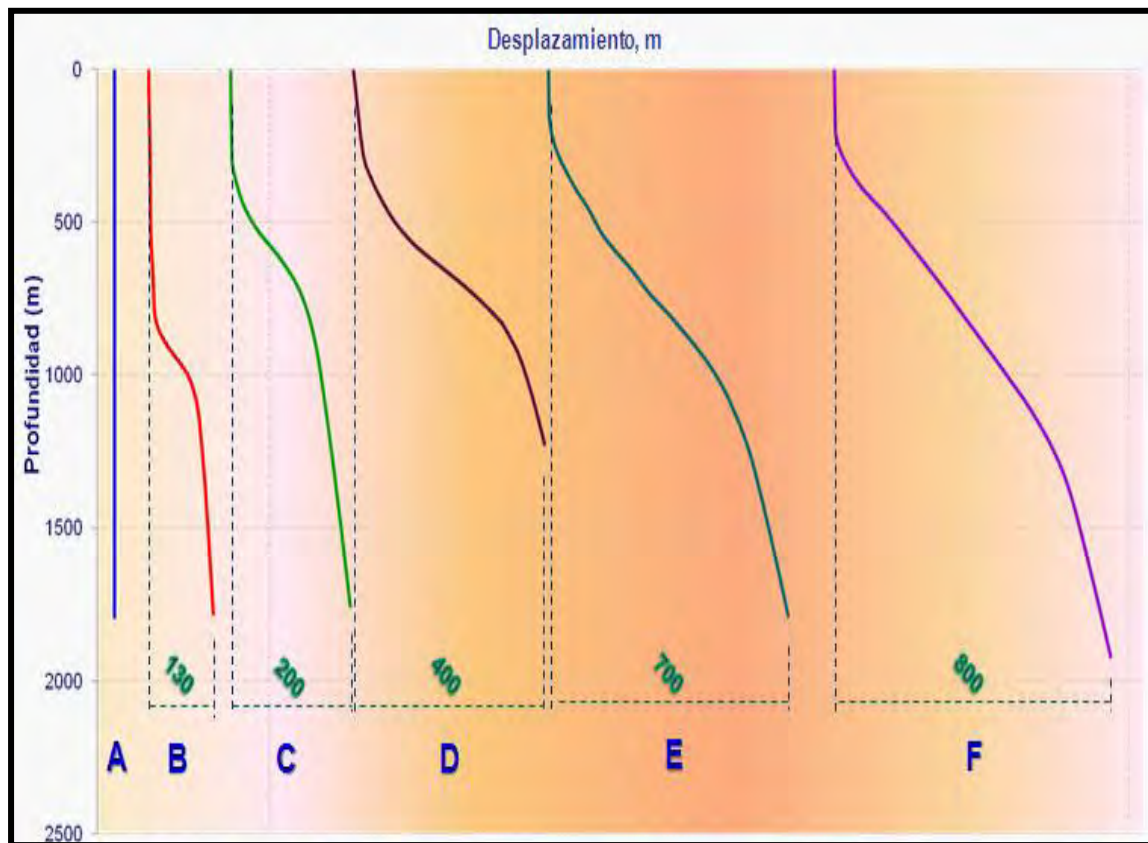
ZONA	SECTOR	CAMPO	RANGO (°API)	PROFUNDIDAD (m)	FLUJO (bpd)		
NORTE	SECTOR 1	SABANA GRANDE TENEXCUILA	30	1139 - 1356.5	10 a 30		
	SECTOR 2	AHUATEPEC AMATITLAN ARAGON CACAHUATEMGO PASTORIA BITIO TLACOLULA					
		SECTOR 3				AGUA NACIDA COYOTE 3 GALLO HORCONE 3 PALO BLANCO SOLEDAD SOLEDAD NORTE	
						SECTOR 4	COYOL HUMAPA
						SECTOR 5	MIHUAPAN MIQUETLA
CENTRO	SECTOR 6		COYULA ESCOBAL	19 - 26	1362.5 - 1617	31 a 60	
	SECTOR 7	AGUA FRIA COAPECHACA CORRALILLO TAJIN					
SUR	SECTOR 8	FURBERO PRESIDENTE ALEMAN REMOLINO	22 - 32	2233 - 2379	61 a 100		

Tabla 2.4 División de los sectores por zona.¹²

La segunda premisa corresponde a la selección de pozos representativos de cada zona y con base al tipo de desplazamiento en su trayectoria. En la Tabla 2.5 se muestra la clasificación con letra (A-F) del grado de desplazamiento del pozo con respecto a la vertical.

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

Tabla 2.5 Rango de desplazamiento del pozo con respecto a la vertical.¹²



Gráfica 2.5 Clasificación de los pozos de acuerdo a su desplazamiento.¹²

Por lo que dadas estas premisas se tiene la siguiente consideración:

	BNI	BM	BCP	BHJ	EV	BN	BNA
NORTE	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
CENTRO	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
SUR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓



 No aplicable
 Aplicable

Tabla 2.6 Aplicación de los SAP's por zona en el AIATG.¹²

La Tabla 2.6 es realizada por cada región dentro del AIATG, en base a las ventajas y desventajas técnicas que ofrece cada Sistema Artificial de Producción de acuerdo a las condiciones de operación las cuales valla a ser aplicado.

Las consideradas en el activo fueron:

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

Pero más allá de eso, también es realizada según la experiencia que han tenido de acuerdo a la zona a aplicarse cada Sistema Artificial de Producción. Como bien se puede apreciar en la región norte y centro, el Sistema Hidráulico tipo jet no es considerado a aplicarse en el activo, debido a la baja producción que pueden llegar a manejar los pozos, no pagarían la inversión de ese sistema. Por lo que es importante señalar que las consideraciones a aplicar para un tipo de SAP en el AIATG, contemplan más allá de la parte técnica, la parte económica, como todo buen proyecto.

2.27 Software especializado.

El software especializado y empleado para el diseño de los SAP's se basa en los siguientes criterios:

- Software evaluado y aprobado por la red de expertos de SAP.
- Software propiedad de compañía con contratos vigentes en el AIATG para SAP's.
- Software con reconocimiento internacional en SAP.

A continuación se muestran el software utilizados para el diseño de los SAP's.

SAP	Software	Aprobado por:
Bombeo Mecánico (BM)	Rodstar-D Lufkin Automation	Red de expertos en SAP Compañía Propietario
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	C-Fer	Internacional
Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	Bonei-RV	Red de expertos en SAP.
Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ)	Jet Claw	Compañía Propietaria Sertecpet

Tabla 2.7 Relación de Software especializados.¹²

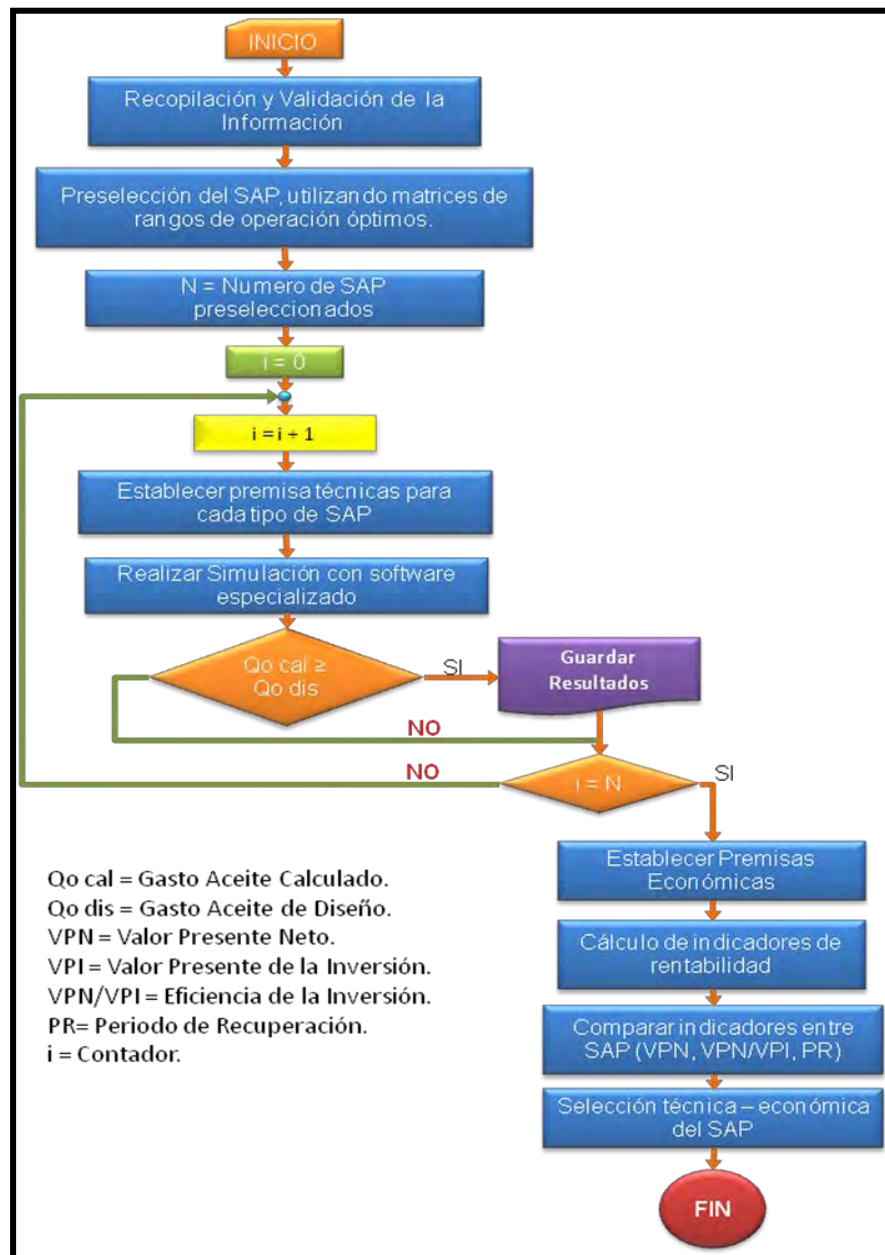
2.28 Diagrama de flujo para la selección de un Sistema Artificial de Producción en el AIATG.

Se observa el procedimiento general para seleccionar un Sistema Artificial de Producción en un pozo (Diagrama 2.3). Es importante mencionar que en dicho procedimiento, son trascendentales los siguientes aspectos: la evaluación técnica y la evaluación económica, para la selección de los SAP's.

Primero que nada, se parte de la recopilación y validación de información del pozo donde queremos aplicar nuestro sistema esto involucrará tener bien definidos nuestros fluidos a producir, profundidad de operación, gastos esperados, tipo de formación, disponibilidad de recursos económicos para la compra/renta del sistema, entre otros.

Posteriormente pasamos la etapa de preselección del SAP, donde tendremos establecido en base a la recopilación y validación de información que se obtuvo en el punto anterior las posibles opciones de los sistemas a implementar, no siendo estos los definitivos, ya que se tendrá que analizar los diversos resultados que pueden arrojar cada una de las opciones en la etapa de simulación, así como al comparar sus indicadores económicos, generando matrices de rangos de operación.

Esto ampliará el panorama de si serán nuestros sistemas preseleccionados los más adecuados, todo esto, bajo ciertos rangos operacionales. Al número de sistemas artificiales preseleccionados se representarán con la variable "N" y se utilizará un contador el cual irá incrementando conforme al número de opciones disponibles (i), donde se buscará establecer premisas técnicas para cada opción que se tenga, así como poder simular la aplicación de cada sistema mediante un software especializado, con la condición de; si el gasto calculado (Q_c) es mayor o igual que el gasto de diseño (Q_d), se guardarán los resultados y analizarán, si y solo si, el número de opciones coincide con el numero de sistemas artificiales a utilizar. Es decir si $i=N$. Posterior a esto, se pasa al proceso de analizar las premisas económicas, así como a realizar los cálculos de indicadores de rentabilidad, comparar entre los sistemas artificiales y las opciones disponibles indicadores como el VPN, TIR, entre otros, para con esto completar la selección tanto técnica-económica del SAP a implementarse. Caso contrario, si, $i \neq N$, se regresa al proceso de identificar el número de opciones disponibles y número de SAP's preseleccionados.

Diagrama 2.3. Procedimiento para la selección del Sistema Artificial en el AIATG.¹²

2.28.1 Árbol de toma de decisiones.

En el siguiente diagrama se trata de ejemplificar, desde un punto de vista técnico otro tipo de procedimiento a seguir utilizado en el AIATG, donde de acuerdo al índice de productividad obtenido del pozo de interés donde se tiene pensado la implementación del Sistema Artificial de Producción, además de su RGA y el tipo de desplazamiento que se tenga en ese pozo. El AIATG establece una serie de opciones, posibles a utilizar, de los Sistemas Artificiales de Producción. Sin embargo, a esto todavía le faltaría aplicar su respectivo análisis económico, para tener una mejor opción sustentable no tan solo de manera técnica, sino también desde el punto de vista de su rentabilidad.

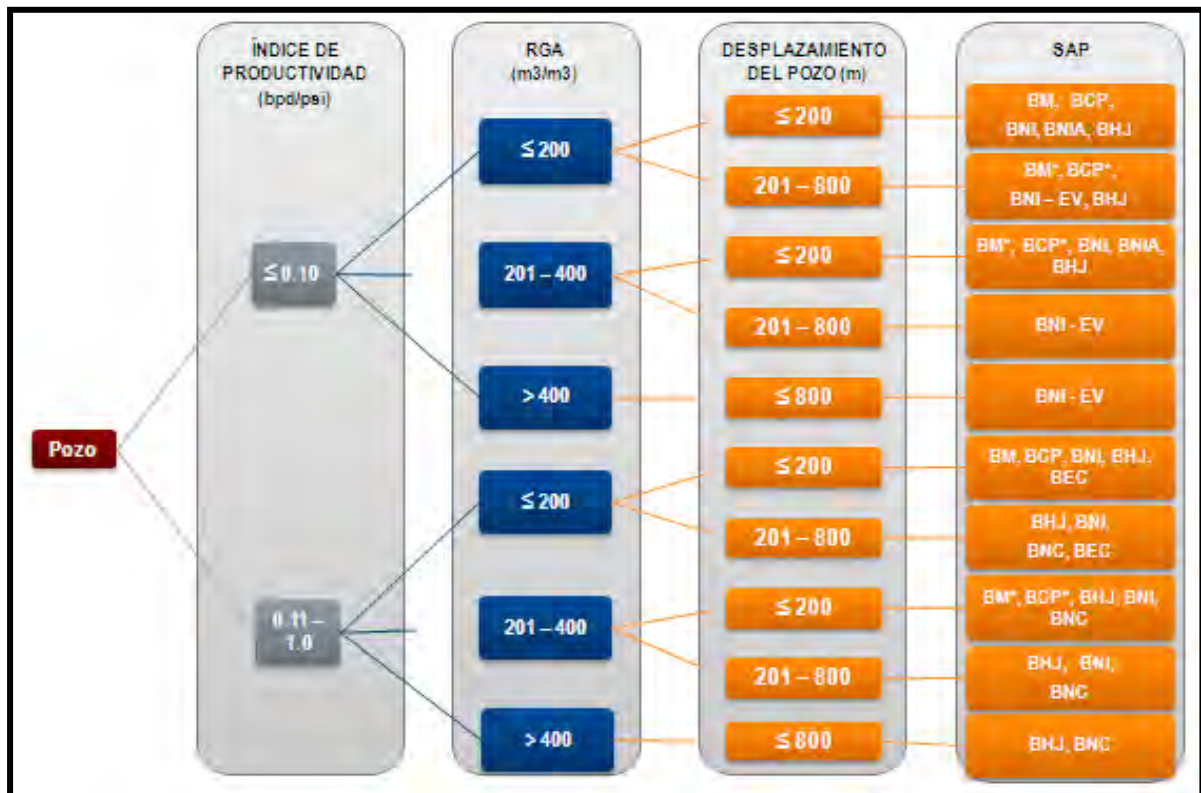


Diagrama 2.4 Árbol para la selección técnica de los SAP's en el AIATG.¹²

REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS, GRÁFICAS Y DIAGRAMAS.

1. **Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**, Documento interno PEMEX, 2010.
2. **Gallegos R.E.** Tesis, UNAM, 2010 ***“Bombeo de Cavidades Progresivas: Una ventana de oportunidad en México”***
3. **Marcelo Hirschfeldt**, ***“Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”***, Oil Production. 2009.
4. **Lucero Aranda Felipe de Jesús**, Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, 2009.
5. **NETZSCH**, **Manual de Sistemas PCP**, Julio 2004.
6. **Página de internet “7735.com/es/sale/barra-de-acero-inoxidable-pulido-varilla-de-304-jj506”**
7. **Página de internet “oilproduction.net”**,
8. **Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**, PEMEX documento interno, 2010.
9. **Proyecto de Pruebas Tecnológicas Aprobadas**, Documento interno PEMEX, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción 2010.
10. **Weatherford, Artificial Lift System**, 2011.
11. **Hirschfeldt, M**, ***“Bombeo Neumático”***, 2009,
12. **Flores Mondragón J. Salvador, Silva Romero Ma. Guadalupe, Huicochea Bernal César A**, ***“Estudio de Factibilidad Técnica-Económica Implementación de los Sistemas Artificiales de Producción en Campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo”*** Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Febrero 2010.
13. **Oscar Becerra y José Gamboa**, ***“Curso de Bombeo Mecánico Convencional”*** Villahermosa, Tabasco, México. Agosto 2003.

BIBLIOGRAFÍAS.

1. "**Basic Artificial Lift**" publicado por Canadian Oilwell Systems Company Ltd. www.coscoesp.com.
2. Weatherford, **Artificial Lift System**, 2011.
3. "**Estudio de factibilidad técnica en la implementación de los sistemas artificiales de producción en campos del activo aceite terciario del golfo, AIATG**", PEMEX, 2010
4. **Brown, Kermit E.** "**The Technology Of Artificial Lift Methods**" Volume 2A, PennWell Books Sections, 1980.
5. **Hirschfeldt, M.** "**Manual de Bombas de Cavidades Progresivas**", Oil Production Consulting and Training, 2008.
6. **Diaz Zertuche, J.H. y Mata Iturbe G.** "**Manual para Bombeo de Cavidades Progresivas**", Instituto Mexicano del Petróleo, 1991.
7. **Oscar Becerra y José Gamboa,** "**Curso de Bombeo Mecánico Convencional**" Villahermosa, Tabasco, México. Agosto 2003.
8. **Córdova Hernández A., Coronado Zárate M.J., Carreón Jiménez E.** "**Operación de Bombeo Mecánico II**", Instituto Mexicano del Petróleo, PEMEX, Activo Poza Rica, 2000.
9. **Lucero Aranda Felipe de Jesús,** Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, 2009.
10. **American Petroleum Institute, Exploration and Production Department.** "**Gas Lift Book 6 of the vocational training series**", 3ra Ed., Houston, Texas. E.U.A, 1994.

CAPÍTULO 3

ESTADO ACTUAL DE LAS MACROPERAS EN EL AIATG.

3.1 Situación actual.

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, cuenta con 506 Macroperas, 1591 pozos, distribuidos en los 21 campos existentes. Retomando un poco del Capítulo 1, los campos del Activo se distribuyen como se muestra en la siguiente Figura 3.1. Los restantes 8 campos, están en la etapa de caracterización estática, ya que como tal, no se han sido explotados todavía.

Se espera que de aquí al año 2022, estos campos se encuentren más desarrollados e implementando el concepto de las Macroperas Autosustentables, siempre y cuando cumplan con los requerimientos para poder ser implementada esta nueva propuesta innovadora. Los cuales serán propuestos en el capítulo siguiente.

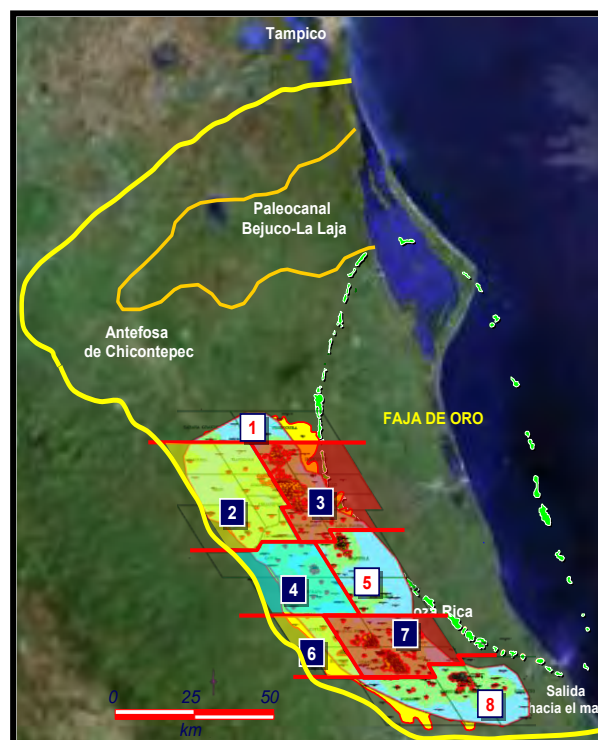


Figura 3.1 Distribución de los sectores donde se encuentran localizados los 29 campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. ²

Lo anterior lo podemos observar en la Tabla 3.1.

	Campo	Sector	No. De Macroperas	No. De Pozos	Producción de aceite (bpd)	Producción de gas (mmpcd)
1	Presidente Alemán	8	73	176	7,699	17.33
2	Agua Fría	7	46	272	7,007	16.05
3	Coapechaca	7	36	231	5,948	14.86
4	Furbero	8	41	178	5,296	9.86
5	Corralillo	7	17	81	4,649	7.71
6	Tajín	7	57	170	4,353	14.94
7	Humapa	4	13	68	2,657	4.67
8	Escobal	6	9	55	2,188	4.72
9	Coyotes	3	36	92	1,791	2.82
10	Soledad	3	57	79	1,487	3.20
11	Coyula	6	17	55	1,372	2.72
12	Remolino	8	3	14	795	0.81
13	Horcones	3	10	19	749	0.56
14	Soledad norte	3	58	65	722	2.30
15	Miquetla	5	18	19	334	3.06
16	Palo blanco	3	4	6	89	0.16
17	Aragón	2	2	2	45	0.02
18	Agua nacida	3	2	2	39	0.05
19	Cacahuatengo	2	3	3	37	0.04
20	Coyol	4	3	3	33	0.05
21	Gallo	3	1	1	24	0.04
Total			506	1,591	47,314	105.97

Tabla 3.1 Situación actual de Macroperas, pozos y producción de aceite y gas de los 29 campos del AIATG.*

*Reporte diario del AIATG, PEMEX, 22 de Marzo de 2011.

Esta producción, está considerada 3 días antes de que se implementara el proyecto de las Macroperas Autosustentables en el AIATG. Como se puede observar en la tabla anterior, los principales seis campos del activo, para el mes de Marzo son: Presidente Alemán, Agua Fría, Coapechaca, Furbero, Corralillo y Tajín, en base al número de barriles de aceite que producen.

Los demás campos, están en la etapa de desarrollo, por lo que no significa, que sean menos importantes, dado que no han alcanzado la etapa de madurez como los ya mencionados.

3.2 Arreglo de instalaciones superficiales en la Macroperas del AIATG.

Se presentarán dos Casos de instalaciones. Uno de manera general, partiendo como todo un universo la Macropera, que es hasta el proceso de transporte que tienen los hidrocarburos para llegar a su punto de venta y en el Caso 2 se presentara de manera más específica viendo las instalaciones superficiales únicamente en el interior de las Macroperas.

Para el Caso 1, el aceite, gas y agua que producen los pozos son transportados a través de dos oleogasoductos, uno de medición (4"Ø) y otro general (8"Ø), que salen de una pera o Macropera hacia una batería de separación, en donde se segregan el gas del líquido y el gas es enviado a estaciones de compresión para después enviarlo a puntos de venta o bien a redes de bombeo neumático, mientras que el aceite con agua, es enviado a Centrales de Almacenamiento y Bombeo (CAB), en donde es deshidratado y, posteriormente el aceite es bombeado a Refinerías o puntos de venta y el agua es inyectada en pozos letrina.

Esto es posible apreciarlo de manera esquemática en la Figura 3.2.

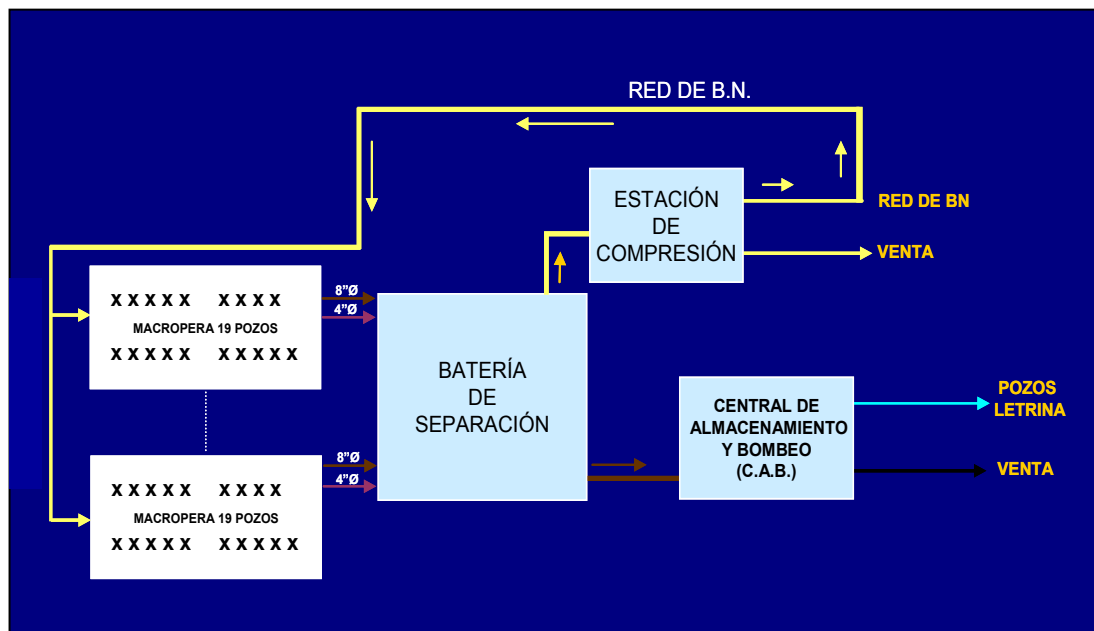


Figura 3.2 Caso uno de situación actual del manejo de la producción en superficie en los campos de AIATG.¹

En el Caso 2, se cuenta, en lugar de una batería de separación fija, con uno o dos Módulos de Separación Portátil (MSP), según el manejo de la producción del campo.

Este Módulo, nos ayudará a evitar el sobredimensionamiento de equipos de separación, dado un tiempo determinado. Cuando esta producción, no cumple con la admisión mínima, dada la capacidad del MSP, se pensará en cambiarlo por otro, de una menor capacidad, según sea el caso.

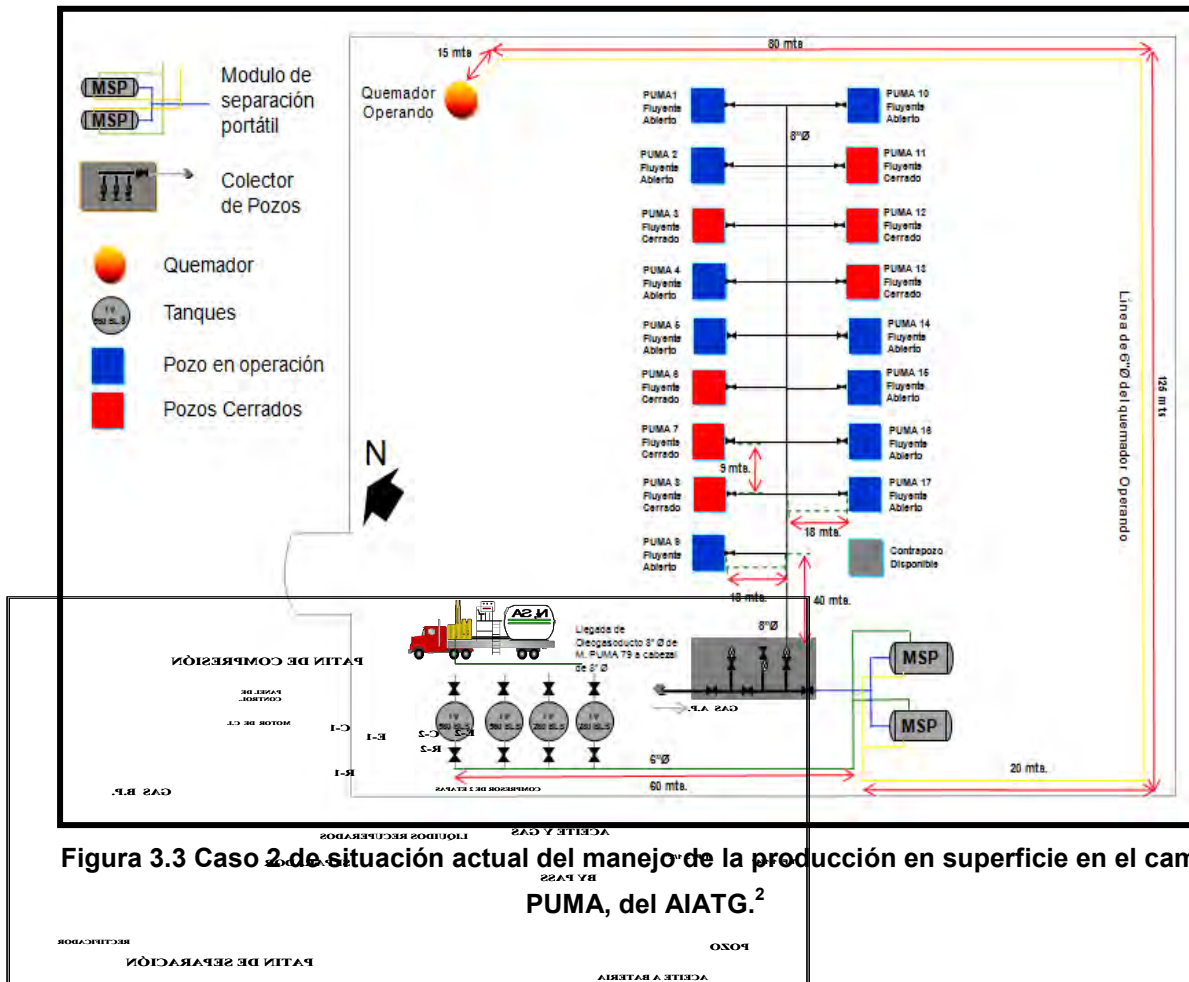
Una de las varias desventajas que se tiene al tener este tipo de instalaciones, y que son factores por los cuales, surge la idea de las Macroperas Autosustentables, son los siguientes:

1. El gas producido, se manda al quemador, contaminando al medio ambiente, y desperdiciando parte de la producción de gas, pudiéndola aprovechar como Bombeo Neumático Autoabastecido, dada la instalación de una red local de BN.
2. Cuando no se tiene una buena etapa de separación, existe el arrastre de líquido en el mismo gas, por lo que también se estará quemando un poco del aceite producido.
3. No existe una buena medición por pozos, dado que no se cuenta con una línea como tal, donde se pueda desviar la producción del pozo de interés, para ser medido.
4. En la etapa de diseño, se llega a requerir un mayor número de válvulas de BN, esto por la presión con la que es inyectado el gas, si es que existe una red local de BN. Se ha visto que cuando se inyecta a una mayor presión, con la ayuda de los moto-compresores (aditamento manejado en el nuevo concepto de las Macroperas Autosustentables), se reduce en el diseño, el número de válvulas a implementar en el Bombeo Neumático, lo que de manera inmediata, abate costos de operación para este sistema artificial de producción.
5. Se elevan los costos, en el proyecto, dada la contratación de pipas, para recoger la producción de aceite que se tenga en los tanques de almacenamiento.

Como se puede observar en la Figura 3.2, este tipo de instalación cuenta con un arreglo de “espina de pescado”, el cual, tiene, únicamente una línea de descarga, que es a donde están conectados los 17 pozos PUMA (oleogasoducto de 8”Ø) que proporcionará la producción de la Macropera al colector de pozos, de ahí, el aceite y gas se mandan a los MSP, donde el aceite es guardado en los tanques de almacenamiento con capacidad de 560 BLS a 280 BLS.

El número de tanques y su capacidad, estarán en función, nuevamente de la producción que se tenga en el campo. Mientras que el gas, es mandado directo al quemador, a través de una tubería de 6"Ø.

Esto es posible apreciarlo de manera esquemática en la Figura 3.3.



Es importante conocer a detalle, cada uno de los elementos con los que constan actualmente las Macroperas en el AIATG (Batería de separación, Estación de Compresión, Central de Almacenamiento y Bombeo, Quemador de gas), porque de esta manera, se logrará entender bien el funcionamiento de cada equipo, los objetivos que tienen como tal, y que tan indispensables son o no, por lo que a continuación se describirán cada uno de ellos.

3.3 Batería de separación.

Las baterías de separación (Figura 3.4) se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas. Es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas porque:

- En campos de aceite y gas, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado.
- Es conveniente eliminar del gas la mayor cantidad de líquido, ya que éste ocasiona problemas, tales como:
 - Corrosión y abrasión del equipo de transporte,
 - Aumento en las caídas de presión.
 - Reducción en la capacidad de transporte de las líneas.
 - El flujo de gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

En la Figura 3.4 se puede observar cómo se contempla la distribución de una batería de separación de manera esquemática, donde para este caso, se tienen 13 separadores, de los cuales 7 de ellos son de medición y los otros 6 son de producción. El gas separado, sale por la parte superior de los separadores de producción para conectarse a una línea en común, donde se mandará a una estación de compresión para su venta. Caso contrario, al aceite, saldrá por la parte inferior de los separadores de producción y se conectará a una línea en común para ser guardado en los tanques de almacenamiento, posteriormente pasará por una estación de bombeo para mandar la producción a través de un oleoducto de 10" Ø con dirección a la Central de Almacenamiento y Bombeo, (CAB).

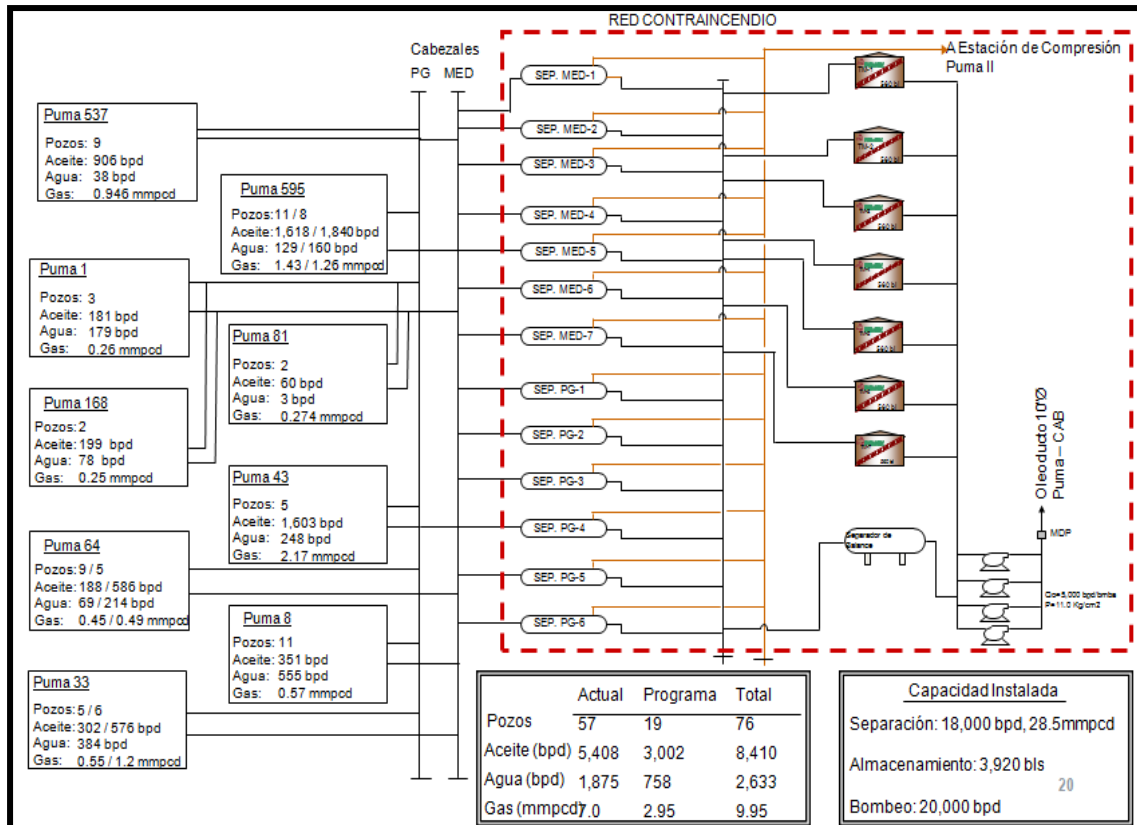


Figura 3.4 Cómo se compone la batería de separación: Puma I, en el AIATG.²

Los separadores involucrados en las baterías, se clasifican de acuerdo a su geometría en:

- Horizontales.
- Verticales.
- Esféricos.

Y en base a su separación en:

- Bifásicos.
- Trifásicos

Además existen algunos separadores con funciones muy específicas, como:

1. Separadores a baja temperatura:

- Se utilizan para la separación de gas y condensados, a baja temperatura, mediante una expansión.
- Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura de flujo.

2. Separadores eliminadores: se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión.

3. Separadores depuradores: son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, ya que éstas no son eliminadas generalmente por un separador ordinario.

Se acostumbra designar separadores convencionales a los separadores de dos fases en cualquiera de sus tres tipos: verticales, horizontales y esféricos.

3.3.1 Descripción de un separador.

Un separador consta de las siguientes secciones:

a) Sección de separación primaria. La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

b) Sección de separación secundaria. En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima.

Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

c) Sección de extracción de niebla. En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación.

Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas; por alambre entretejido, o por tubos ciclónicos.

d) Sección de almacenamiento de líquido. En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador. Aparte de las 4 secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contrapresión adecuados.

3.3.2 Separadores verticales.

Ventajas:

- Es fácil mantenerlos limpios. Manejo de alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
- El control de nivel de líquido no es crítico puesto que se puede emplear un flotador vertical.
- el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático (baches imprevistos de líquido).
- Hay menor tendencia de re-vaporización de líquidos.

Desventajas:

- Son más costosos que los horizontales.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Se necesita de un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

Este tipo de separador vertical, es el recomendable a utilizar para flujo bache en el AIATG, dadas las ventajas que ofrece, para las condiciones que se tienen en el activo. Sin embargo, actualmente se tienen operando separadores horizontales, porque era el equipo que ya se tenía existente cuando se empezaron a construir la Macroperas en el activo.

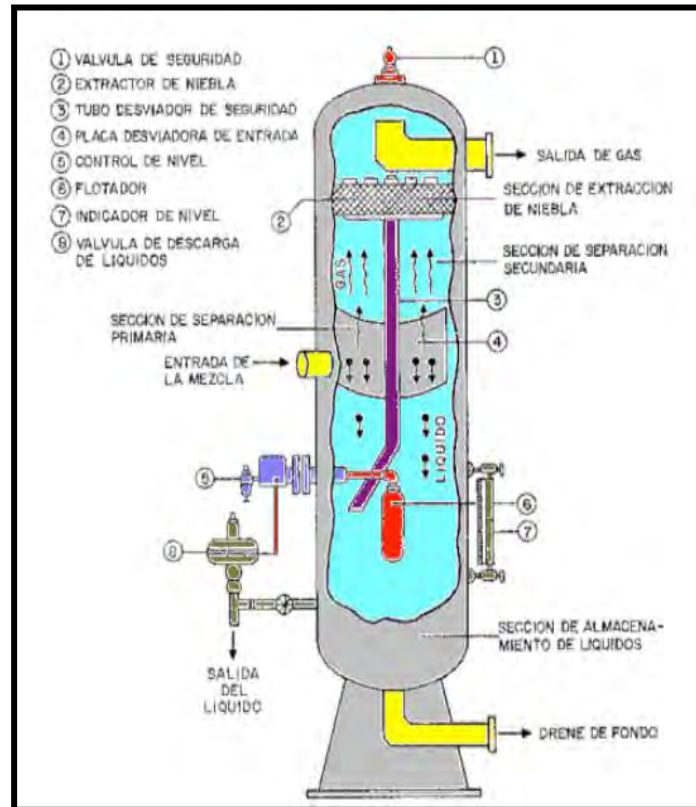


Figura 3.5 Un separador vertical.³

3.3.3 Separadores horizontales.

Ventajas:

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- Son más económicos que los verticales.
- Son más fáciles de instalar que los verticales.
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma.

Desventajas:

- No son adecuados para manejar materiales sólidos como arena o lodo (difícil limpiar).
- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.

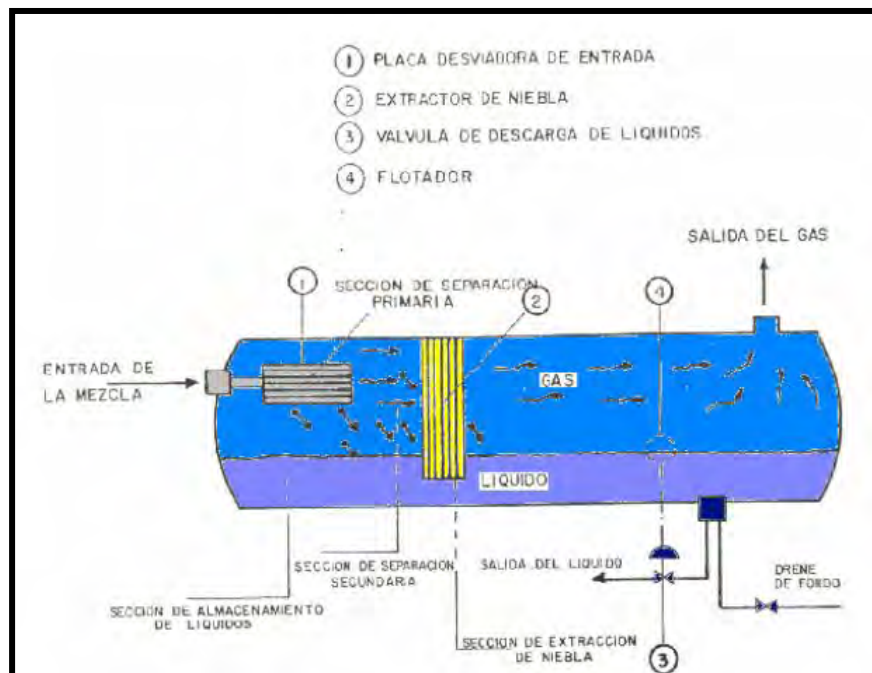


Figura 3.6 Un separador horizontal.³

3.3.4 Separadores esféricos.

Ventajas:

- Más baratos que los horizontales o verticales.
- Más compactos que los horizontales o los verticales (plataformas costa afuera).
- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
- Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

Desventajas:

- Tienen un espacio de separación muy limitado.

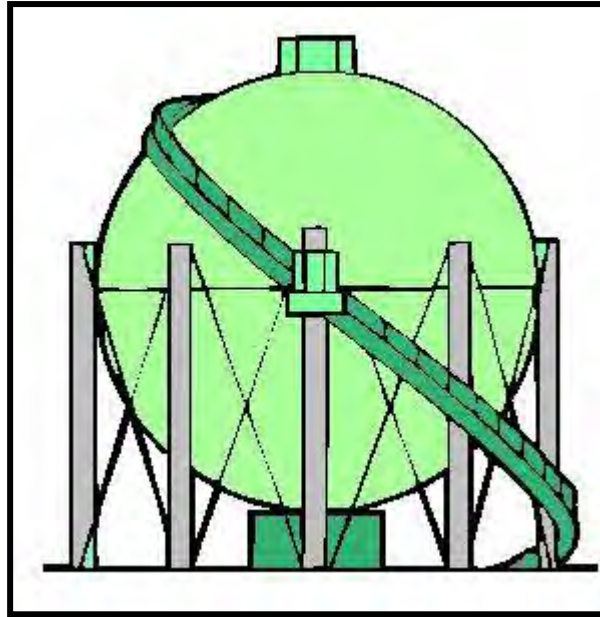


Figura 3.7 Un separador esférico. ⁵

3.3.5 Separadores de tres fases.

Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades.

Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales y esféricos.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de 3 fases tiene las siguientes características y accesorios especiales:

- a) Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el aceite y el agua.
- b) Un sistema de control para la interface agua-aceite.

c) Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

En las Figuras. 3.8 y 3.9 se muestran dos esquemas de separadores verticales de 3 fases, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos. En la Figura. 3.8 se muestra un separador trifásico en que tanto el controlador del nivel total de líquidos, como el de la interface agua-aceite, son del tipo de desplazamiento. El primero regula la descarga del aceite y el segundo la del agua.

Las ventajas que tiene este control de nivel de líquidos, son:

- a) Diseño simple, con lo que se facilita el mantenimiento y la limpieza del separador.
- b) Los volúmenes para retención del aceite y del agua, se pueden variar fácilmente moviendo los controladores de nivel.
- c) El volumen de la sección de almacenamiento de líquidos disponible, es mayor que cuando se usa alguna de las otras formas de control.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Figura.3.8 son:

- a) En ocasiones falla el controlador de la interface agua-aceite o la válvula de descarga del agua, ocasionando que el aceite y el agua sean descargados a través de la salida del agua.
- b) Se requiere experiencia para operar esta forma de control de nivel.

La forma de control de líquidos mostrada en la Figura.3.8 también se puede utilizar en separadores horizontales y esféricos. Sin embargo, su aplicación más adecuada es en separadores verticales, pues la altura de las columnas de aceite y agua, permite que haya más separación entre los flotadores de los controladores de nivel.

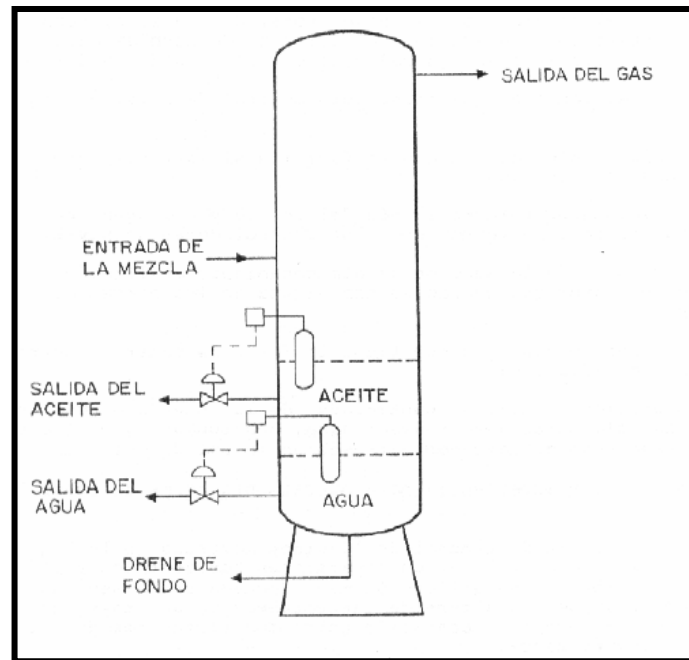


Figura 3.8 Un separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento.⁴

En la Figura. 3.9, se muestra un control de nivel en la cual el controlador total de líquidos es un vertedero; mientras que, el de la interface agua-aceite es del tipo de desplazamiento. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interface agua-aceite.

Las desventajas que tiene la forma de control mostrada en la Figura. 3.9, son:

- a) Es difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.
- b) El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos, es substancialmente menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la Figura. 3.8

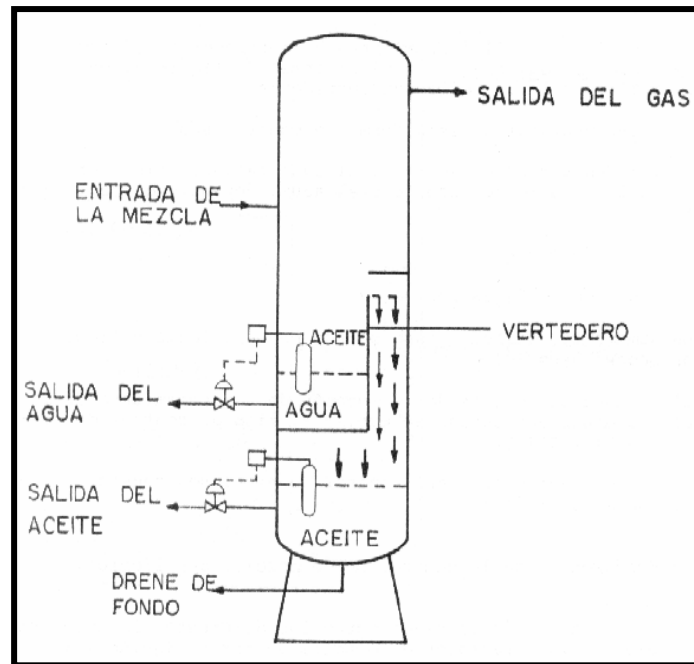


Figura 3.9 Un separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interface agua-aceite.⁴

En la Figura. 3.10 se muestra un separador trifásico en donde tanto el controlador de nivel total de líquidos, como el de la interface agua-aceite son vertederos.

Las ventajas de esta forma de control son:

- a) Si las descargas del aceite o el agua fallan, únicamente sale a través de ellos el aceite o el agua, dependiendo de la que falle.
- b) Es fácil de operar.

Sus desventajas son:

- a) Es sumamente difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.

- b) El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos es menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel de la Figura. 3.9.
- c) Aunque los vertederos del control de nivel son ajustables, su maniobra es difícil.

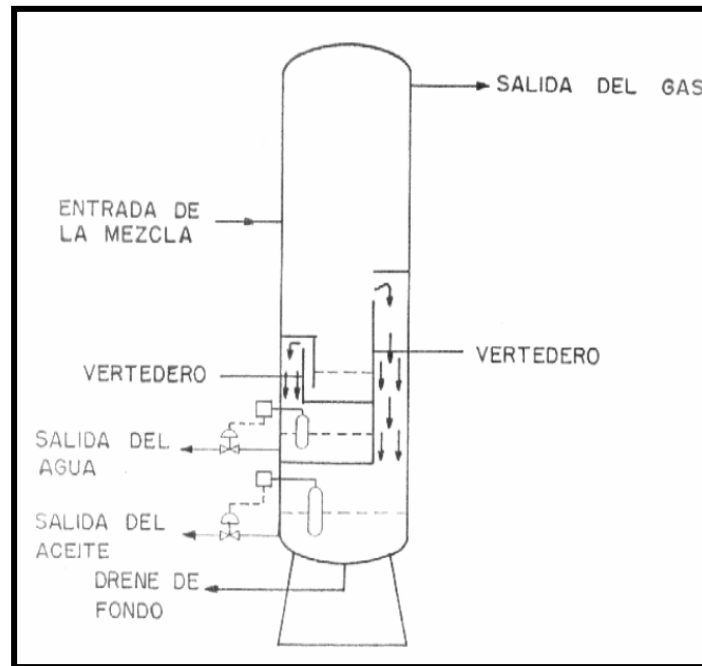


Figura 3.10 Un separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interface agua-aceite.⁴

3.3.6 Fundamentos de la separación de mezclas gas-líquido.

La separación de mezclas de gas y líquido, se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: gravedad, fuerza centrífuga y choque.

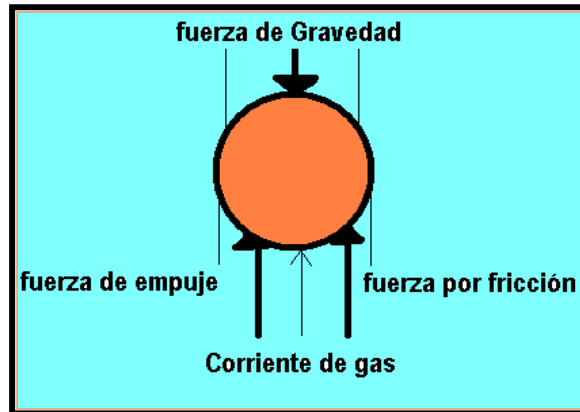


Figura 3.11 Factores involucrados en la separación de una mezcla.⁵

1. Separación por gravedad.

- Cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador por gravedad de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas.
- Reducción de la velocidad de flujo.
- Tiene lugar principalmente en la sección secundaria (sección de asentamiento por gravedad).

2. Separación por fuerza centrífuga. Este principio mecánico de separación se presenta tanto en la sección primaria como en algunos tipos de extractor de niebla.

3. Separación por choque. Es el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas. Se emplea principalmente en los extractores de niebla.

Algunos de los factores que afectan la eficiencia de separación de gas y líquido son:

- Tamaño de las partículas de líquido.
- Distribución del tamaño de las partículas de líquido y el volumen de líquido que entra al separador.
- Velocidad del gas.
- Presión de separación.
- Temperatura de separación.
- Densidades del líquido y del gas.
- Viscosidad del gas.

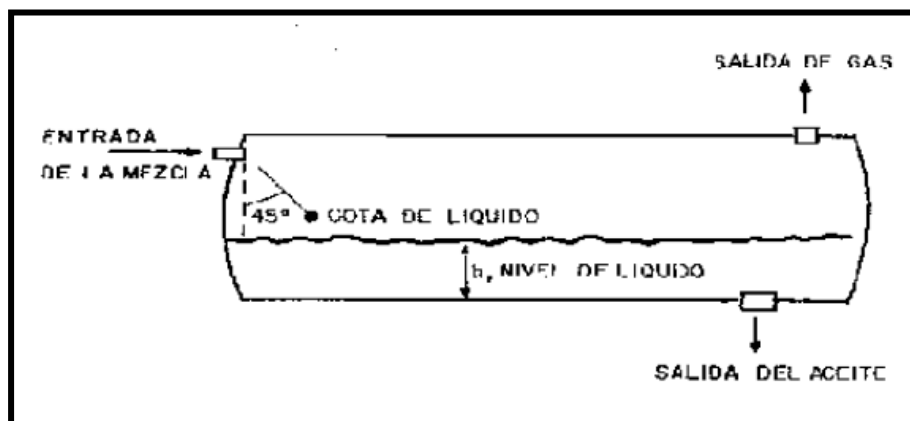


Figura 3.12 Trayectoria que se considera siguen las gotas del líquido al entrar al separador.⁴

3.4 Estación de compresión.

Para producir gas comprimido se utilizan compresores que elevan la presión del aire al valor de trabajo deseado. Los mecanismos y mandos neumáticos se alimentan desde una estación central de compresión (Figura 3.13). Entonces no es necesario calcular ni proyectar la transformación de la energía para cada uno de los consumidores. El aire comprimido viene de la estación compresora y llega a las instalaciones a través de tuberías.

Los compresores móviles se utilizan en el ramo de la construcción o en máquinas que se desplazan frecuentemente.

En el momento de la planificación es necesario prever un tamaño superior de la red, con el fin de poder alimentar aparatos neumáticos nuevos que se adquieran en el futuro. Por ello, es necesario sobredimensionar la instalación, al objeto de que el compresor no resulte más tarde insuficiente, puesto que toda ampliación ulterior en el equipo generador supone gastos muy considerables.

Es muy importante que el aire sea puro. Si es puro el generador de aire comprimido tendrá una larga duración. También debería tenerse en cuenta la aplicación correcta de los diversos tipos de compresores.

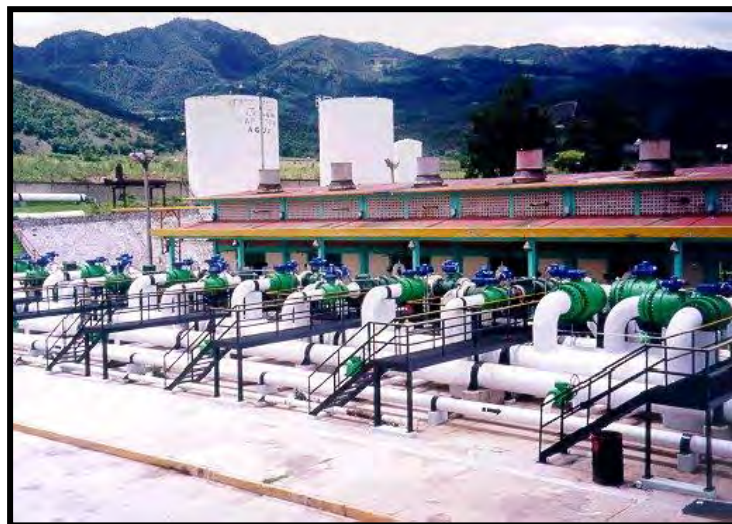


Figura 3.13 Estación de compresión.⁷

3.4.1 Tipos de compresores

Según las exigencias referentes a la presión de trabajo y al caudal de suministro, se pueden emplear diversos tipos de construcción. Se distinguen dos tipos básicos de compresores:

El primero trabaja según el principio de desplazamiento. La compresión se obtiene por la admisión del aire en un recinto hermético, donde se reduce luego el volumen. Se utiliza en el compresor de émbolo (oscilante o rotativo).

El otro trabaja según el principio de la dinámica de los fluidos. El aire es aspirado por un lado y comprimido como consecuencia de la aceleración de la masa (turbina).

3.4.2 Compresores de émbolo.

Compresor de émbolo oscilante. Este es el tipo de compresor más difundido actualmente, Figura 3.14. Es apropiado para comprimir a baja, media o alta presión. Su campo de trabajo se extiende desde unos 1 .100 kPa (1 bar) a varios miles de kPa (bar).

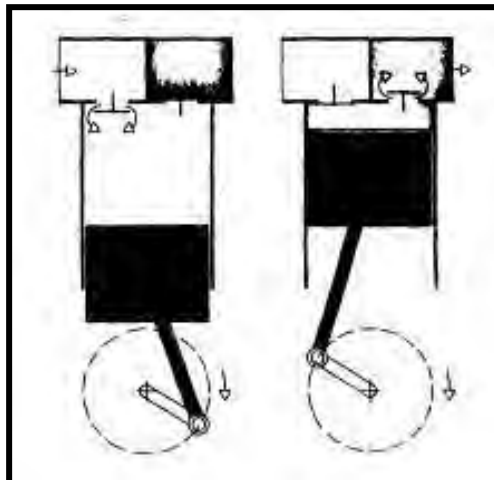


Figura 3.14 Ejemplo de un compresor de émbolo oscilante.⁶

Para obtener el aire a presiones elevadas, es necesario disponer de varias etapas de compresión. El aire aspirado se somete a una compresión previa por el primer émbolo, seguidamente se refrigera, para luego ser comprimido por el siguiente émbolo. El volumen de la segunda cámara de compresión es, en conformidad con la relación, más pequeño.

Durante el trabajo de compresión se forma una cantidad de calor, que tiene que ser evacuada por el sistema refrigeración. Los compresores de émbolo oscilante pueden refrigerarse por aire o por agua.

3.4.3 Compresor rotativo multicelular.

Un rotor excéntrico gira en el interior de un cárter cilíndrico provisto de ranuras de entrada y de salida. Las ventajas de este compresor residen en sus dimensiones reducidas, su funcionamiento silencioso y su caudal prácticamente uniforme y sin sacudidas. Para el caudal véase la Figura 3.15.

El rotor está provisto de un cierto número de aletas que se deslizan en el interior de las ranuras y forman las células con la pared del cárter. Cuando el rotor gira, las aletas son oprimidas por la fuerza centrífuga contra la pared del cárter, y debido a la excentricidad el volumen de las células varía constantemente.

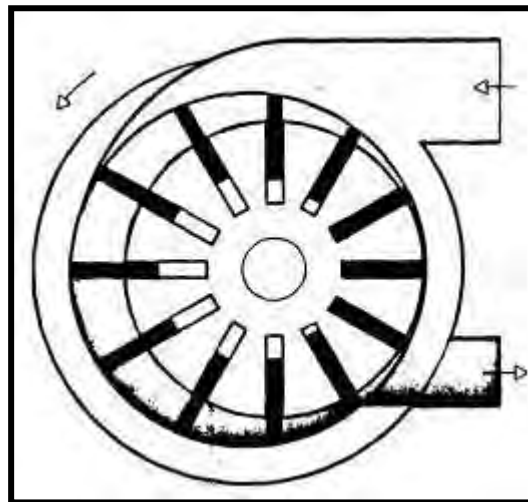


Figura 3.15 Ejemplo de un compresor rotativo multicelular.⁶

3.4.4 Compresor de tornillo helicoidal, de dos ejes.

Dos tornillos helicoidales que engranan con sus perfiles cóncavo y convexo impulsan hacia el otro lado el aire aspirado axialmente. En estos compresores, el aire es llevado de un lado a otro sin que el volumen sea modificado.

En el lado de impulsión, la estanqueidad se asegura mediante los bordes de los émbolos rotativos.

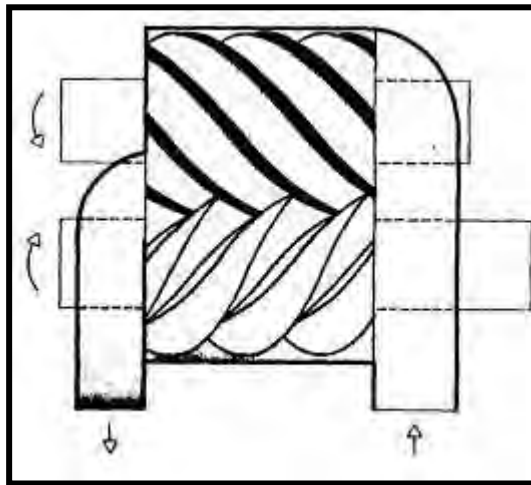


Figura 3.16 Ejemplo de un compresor de tornillo helicoidal de dos ejes.⁶

3.4.5 Turbocompresores.

Trabajan según el principio de la dinámica de los fluidos, y son muy apropiados para grandes caudales. Se fabrican de tipo axial y radial. El aire se pone en circulación por medio de una o varias ruedas de turbina. Esta energía cinética se convierte en una energía elástica de compresión. Para el caudal, véase la Figura 3.17.

La rotación de los alabes acelera el aire en sentido axial de flujo.

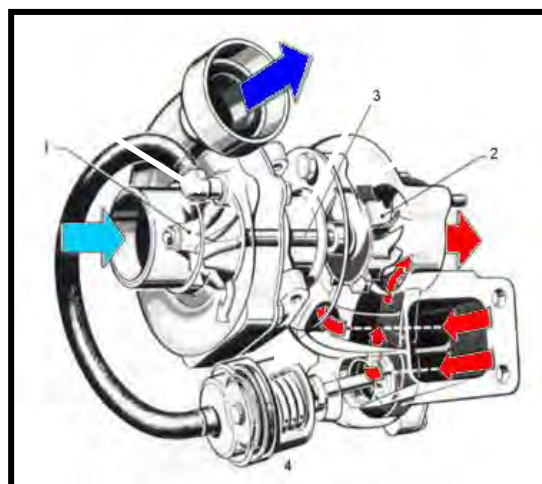


Figura 3.17 Ejemplo de un turbocompresor.⁵

3.5 Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB).

En la mayoría de los sitios de producción, el petróleo y el gas es conducido directamente a una refinería o cisterna terminal. El gas es difícil de almacenar localmente. Minas subterráneas, cavernas o depósitos de sal se pueden utilizar para almacenarlo. En las plataformas, el aceite se almacena a bordo en tanques para el transporte.

El aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la Central de Almacenamiento y Bombeo, Figura 3.18, en donde se almacena, y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

El desnivel del terreno, no siempre favorece el escurrimiento del aceite, así que es necesario instalar bombas para impulsar el crudo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto principal, y también acoplar equipo especial para separar el gas del aceite en un punto intermedio entre los pozos y los tanques de almacenamiento. (Batería de separación, tema 3.3).

El número de tanques de almacenamiento depende principalmente, de la producción diaria que se maneje en la Batería, y de preferencia se debe dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren posteriormente.

La capacidad de los tanques es, normalmente igual a tres o cuatro veces el volumen de aceite crudo que se produzca diariamente.

En un principio el almacenamiento se hacía en “presas de tierra”, pero pronto se abandonó esta práctica, debido a las grandes pérdidas por evaporación y el constante riesgo de incendio; Se sustituyeron por tanques de madera por ser los más adecuados para almacenar crudos corrosivos, pero debido a su falta de hermeticidad se intentó reemplazarlos por tanques de concreto reforzado que evidentemente no resultaron prácticos ni económicos. Actualmente se utilizan tanques de acero ya que las máximas pérdidas por evaporación son menores al 2% y cumplen con las especificaciones API para cualquier presión de trabajo.

Para seleccionar la mejor ubicación en que habrá de instalarse un tanque para almacenamiento es necesario considerar con prioridad la configuración del terreno, siguiéndole en importancia la determinación de la capacidad requerida para satisfacer adecuadamente la producción esperada.

Por lo anteriormente expuesto, el objetivo de las centrales de almacenamiento y bombeo (CAB) de hidrocarburos parece ser, a primera vista, tan simple como el recibir hidrocarburos para almacenarlos durante el tiempo que se requiera y bombearlos para su distribución. Sin embargo debido a la gran volatilidad de la mayor parte de sus componentes, este objetivo no puede cumplirse satisfactoria o plenamente a menos de que se disponga de los elementos adecuados para impedir las pérdidas por evaporación que se producen durante el llenado, vaciado y permanencia de los hidrocarburos almacenados en los tanques. Esto da por resultado una variación considerable en la cantidad y calidad del volumen recibido con respecto al volumen para entregar.



Figura 3.18 De una Central de Almacenamiento y Bombeo en PEMEX.⁷

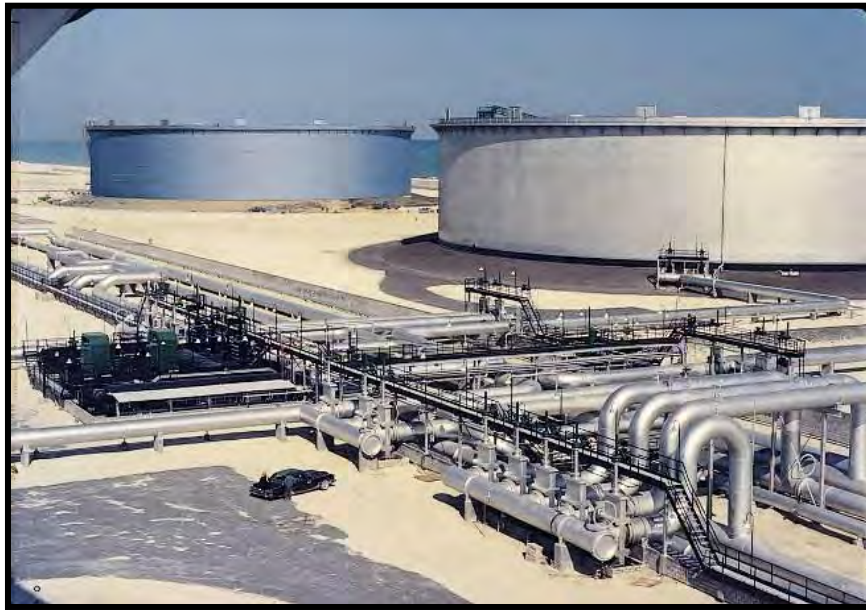


Figura 3.19 Central de Almacenamiento y Bombeo, Houston, Texas.⁵

3.6 Quemador de gas.

Durante el diseño de las instalaciones terrestres y costa afuera para el procesamiento y manejo de los hidrocarburos, se debe tener especial cuidado en incluir sistemas de seguridad para el alivio de la sobrepresión que se pueda presentar.

Estos sistemas deben proteger al personal, equipo, instalaciones y medio ambiente y su función es disponer en forma adecuada y segura los fluidos provenientes de los dispositivos de seguridad instalados en equipos y líneas, que actúan en respuesta a condiciones de sobrepresión.

El aumento de presión puede ser causado por condiciones inherentes al proceso (fallas operacionales) o situaciones de emergencia como fuego, expansiones térmicas o fallas de servicios auxiliares.

Para la localización del quemador se debe considerar la dirección de los vientos, el área disponible, el perfil de radiación generado en función de la altura del quemador y la radiación máxima permitida. El tipo de quemador que es utilizado en las Macroperas es el quemador elevado tipo cableado, el cual se describirá en la siguiente Figura 3.20.

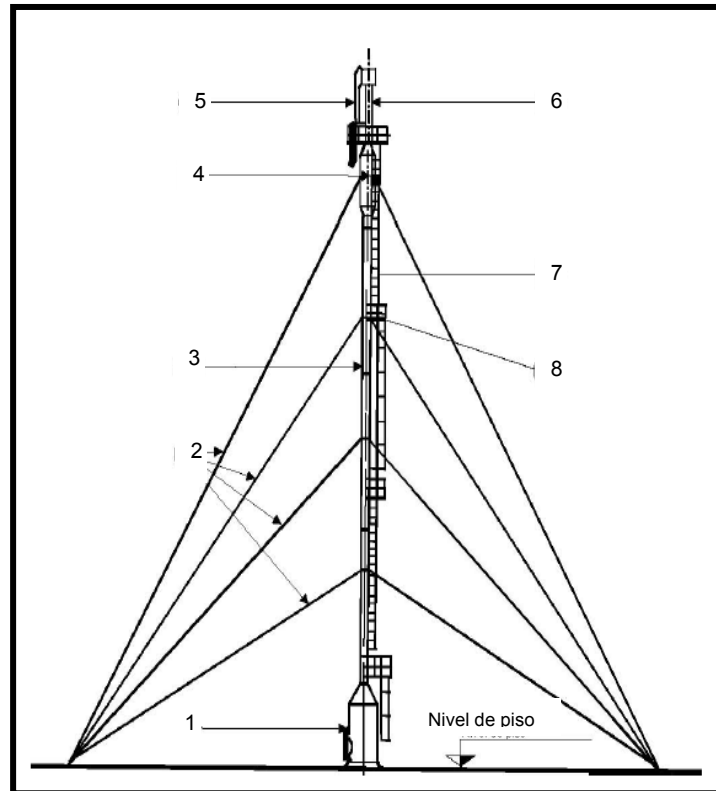


Figura 3.20 Quemador elevado, tipo cableado.⁸

Donde:

1	Tanque separador/sello de agua.
2	Cables contra vientos.
3	Sección ascendente "tuberías"
4	Sello de gas.
5	Piloto.
6	Boquilla de quemado.
7	Escalera.
8	Plataforma.

3.7 Problemática asociada al manejo de la producción en campos del Activo

Integral Aceite Terciario del Golfo.

Actualmente, el manejo de la producción de hidrocarburos en superficie resulta complicado, debido a la orografía en donde se ubican los campos productores del AIATG y, en consecuencia, a los grandes desniveles que presenta el perfil topográfico (Figura 3.21) de la mayoría de sus pozos e instalaciones de producción.

Esto trae como consecuencia, que los pozos presenten continuamente los siguientes problemas:

- Alta contrapresión en línea de descarga.
- Disminución de la producción.
- Flujo inestable o en baches.
- Exceso de energía requerida al aplicar un sistema artificial de producción.

Aunado a lo anterior, la explotación de los pozos en los campos “Puma 1”, “Puma 2” y “Puma 3”, pertenecientes al AIATG, se hace a través de Macroperas en las cuales se perforaron hasta 19 pozos (Figura 3.22) y, por cada siete Macroperas, se construye una batería de separación (Figura 3.23), así mismo, por cada siete baterías, se tiene contemplada una estación de compresión (Figura 3.24). Debido a que los pozos productores del AIATG presentan altos factores de declinación, el tener baterías fijas con capacidades determinadas de manejo de líquidos y gas, implica que, en menos de seis meses, quedan sobradas, si fueron diseñadas para manejar los máximos niveles de producción estimados en cada Macropera.

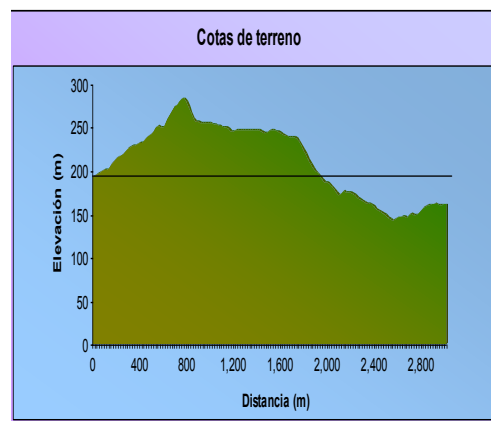


Figura 3.21 Perfil topográfico de Macropera “Puma 1” a la Batería “Pumas, Universidad” .¹

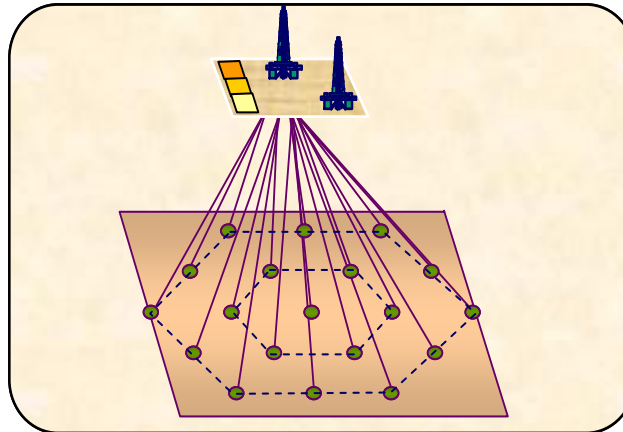


Figura 3.22 Macropera con 19 pozos.¹

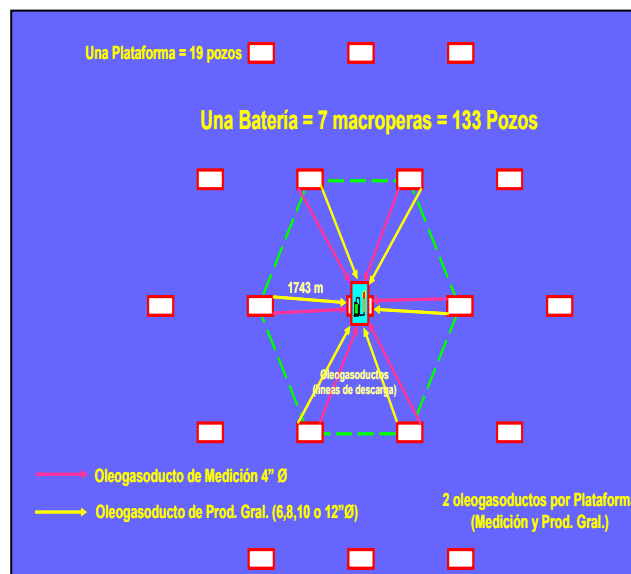


Figura 3.23 Siete Macroperas conforman una Batería.¹

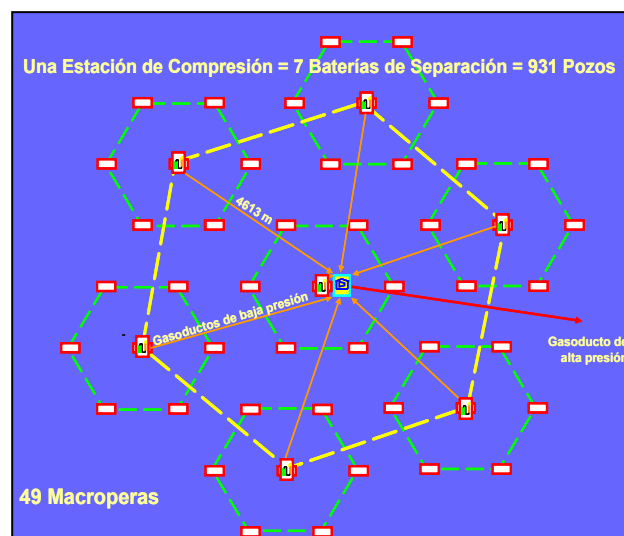


Figura 3.24 Siete Baterías conforman una Estación de Compresión.¹

El concepto de Macroperas actualmente tiene como objetivo maximizar el valor económico de la explotación de hidrocarburos, específicamente del Paleocanal de Chicontepec, optimizando la perforación y terminación de los pozos con aplicación de tecnología de vanguardia; todo bajo un marco de seguridad, menor afectación a la agricultura y ganadería y una mayor protección al medio ambiente.

Durante muchos años se ha venido investigando la forma de optimizar la explotación del Paleocanal de Chicontepec con el fin de hacerla rentable.

En esta tesis se propone una mejora en la operación de los pozos y en el manejo de su producción de los pozos en superficie, donde se consideran todos los aspectos tanto técnico, económico y ambiental. Dentro de los principales factores que afectan el desarrollo de un campo se encuentran:

- Altos costos de perforación y terminación.
- Topografía irregular del terreno.
- Afectación a terrenos destinados a la agricultura y ganadería.
- Afectación al medio ambiente.
- Seguridad a la población.
- Altos costos de mantenimiento a pozos e instalaciones de producción.
- Baja productividad en los pozos.

3.8 Manejo tradicional de la producción en superficie de las Macroperas.

Los siguientes puntos, servirán de referencia para poder comparar, la situación tradicional de cómo se ha venido trabajando con las Macroperas, con las propuestas que las Macroperas Autosustentables manejan, dichas propuestas, se explicarán a detalle en el siguiente Capítulo 4.

- Batería de separación (4 - 6 Ha).
- Anillo de B.N. (varios Km).
- Alta contrapresión en pozos.
- Altos costos de inversión.
- Instalaciones sobradas en poco tiempo.

REFERENCIA DE FIGURAS.

1. Flores Mondragón J. Salvador, Ramírez López Sergio, Huicochea Bernal César A. *“Propuesta innovadora del manejo de la producción de hidrocarburos en superficie en campos del proyecto aceite terciario del golfo (Chicontepeç)”* Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Julio 2007.
2. Presentación de *“Macroperas Autosustentables (MPA) en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)”*, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Poza Rica, Ver. Mayo 2010.
3. Gómez Cabrera José. A. Apuntes de Clase *“Manejo de la Producción en la Superficie”*. Facultad de Ingeniería. UNAM 2010.
4. Apuntes de Clase *“Manejo de la Producción en la Superficie”*. Facultad de Ingeniería. UNAM 2010.
5. Página de internet, *“pypsa.org.mx”*.
6. Página de internet, *“monografias.com”*.
7. Página de internet, *“Pemex.com”*.
8. Norma Interna 031 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2007.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Nolasco M. Jesús; "**Estudio de Separación de Gas**", Proyecto D-3450, I.M.P., 1977.
2. Smith H. Vernon; "**New Charts Determine Separator Capacity**" The Oil and Gas Journal. Enero 1959.
3. Frick C. Thomas, Smith U. Vernon. "**Petroleum Production Hand book**", vol. I McGraw Hill Co. 1962.
4. Nolasco M. Jesús; "**Estudio de Separación de Gas**", Proyecto D-3450, 2a. parte, I.M.P., 1977.
5. Nolasco M. Jesús; "**Optimización de las Condiciones de Operación en un sistema de separación gas-aceite**". I.M.P. 1980.
6. Gómez Cabrera José. A. Apuntes de Clase "**Manejo de la Producción en la Superficie**". Facultad de Ingeniería. UNAM 2010.
7. Sánchez Martín y Velasco J.M. "**Cálculos Prácticos de Ingeniería de Producción**"; Villahermosa, Tab. 1977.
8. Moctezuma Berthier A. Eduardo y Almanza Méndez V. Manuel; "**Proceso de Estabilización de Aceite Crudo y Condensado**"; Facultad de Ingeniería UNAM Tesis Profesional. 1985.
9. Garaicochea Petirena Fco. y Nolasco M. Jesús.; "**Criterios para seleccionar las condiciones de separación de Aceite y Gas**", XVI Congreso AIPM.
10. Norma Interna 031 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2007.
11. Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEMEX documento interno, 2010.

CAPÍTULO 4

PROPUESTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS MACROPERAS AUTOSUSTENTABLES.

El objetivo de este capítulo es mostrar como agrupando una serie de conocimientos, experiencias, equipo y tecnología de última generación disponible en la industria petrolera, es posible ayudar a los pozos de los campos maduros a producir hidrocarburos con pozos fluyentes o con Sistema Artificial de Producción, manejando presiones en la cabeza de los pozos de 3.5 a 4 Kg/cm² con lo cual se logra que el pozo produzca de manera fluyente durante más tiempo (3 a 6 meses).

Una Macropera Autosustentable (MPA), se define 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 MPA, 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 (SAP) utilizados en el AIATG, como el Bombeo Neumático Continuo e Intermitente, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas.

4.1 Situación Propuesta.

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo presenta una propuesta innovadora en el manejo de la producción en superficie, desde los pozos y Macroperas hasta los centros de tratamiento. Dentro de las principales diferencias que existen entre la forma tradicional y la propuesta en el transporte de los hidrocarburos, se tienen:

Forma tradicional	Forma propuesta
Batería de separación (4– 6 Ha).	Paquete Modular Macropera (0.16 Ha).
Anillo de B.N. (1-7 Km).	Anillo local B.N.A por Macropera (150 m).
Alta contrapresión en pozos (12 a 15 Kg/cm ²).	Mínima contrapresión (2 Kg/cm ²).
Quema gas en Macroperas (0.5 a 2.5 MMpcd).	Quema gas en Macroperas Autosustentable (cero MMpcd).
Instalaciones sobradas desde el arranque de su operación.	Instalaciones modulares que crecen o disminuyen en función de la producción.
Válvulas de BN (6 a 8).	Válvulas de BN (3 a 5)
Pipas para el transporte de las Macroperas a las Baterías (8 a 12 por día).	Pipas para el transporte de las Macroperas a las Baterías (cero pipas)
Riesgo en poblados cercanos a las redes de BN.	Riesgo nulo, debido a que la red de BN solo se construye en la MPA.
Eficiencia de inversión (VPN/VPI = 6.9).	Eficiencia de inversión (VPN/VPI = 8.2)

Tabla 4.1 Diferencia del Manejo de la Producción en Superficie, situación tradicional y situación propuesta, en campos del AIATG.¹

En la Figura 4.1, se observan de manera esquemática la filosofía del manejo de la producción de aceite y gas de las MPA del AIATG, en donde con esta nueva propuesta, se elimina por completo la estación de compresión, así como las baterías de separación, dado que todo esto se tiene de manera compacta en el paquete modular, el cual se describirá más adelante.

En la nueva propuesta de trabajo, se continúa con el esquema de perforar hasta 19 pozos en cada Macropera y solo se requiere contar con un área adicional de 40 m x 40 m para la instalación del paquete modular antes mencionado.

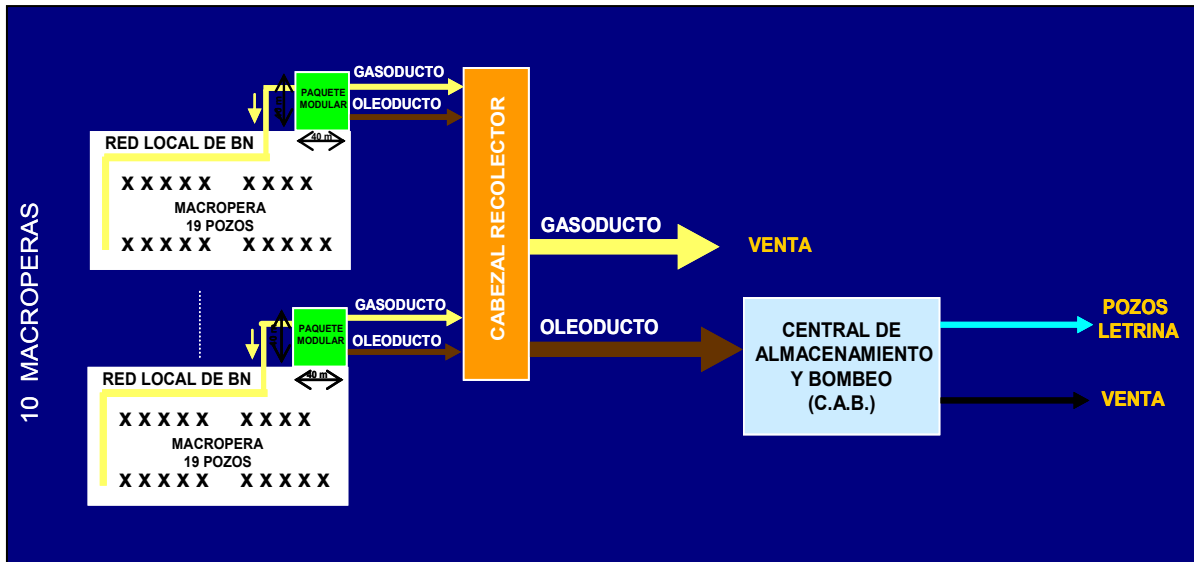


Figura 4.1 Propuesta para el manejo de la producción en superficie en los campos PUMA del AIATG.¹

En la Figura 4.2, podemos observar el paquete modular, en el cual se separa el gas del líquido. Una parte del gas producido por los pozos se comprime por equipos de compresión portátil y es enviado con una presión de descarga de 1000 lb/pg² (70 Kg/cm²) a través de una red de BN local a dichos pozos, para que estos operen con el SAP de BN Continuo o Intermitente, siempre y cuando la aplicación de este sistema sea técnica y económicamente mejor que otros SAP's, la otra parte del gas puede ser enviada a un Complejo Procesador de Gas (CPG) para su tratamiento o a una batería de separación. Una bomba convencional o multifásica puede enviar el aceite y agua a una Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) o a una batería de separación.

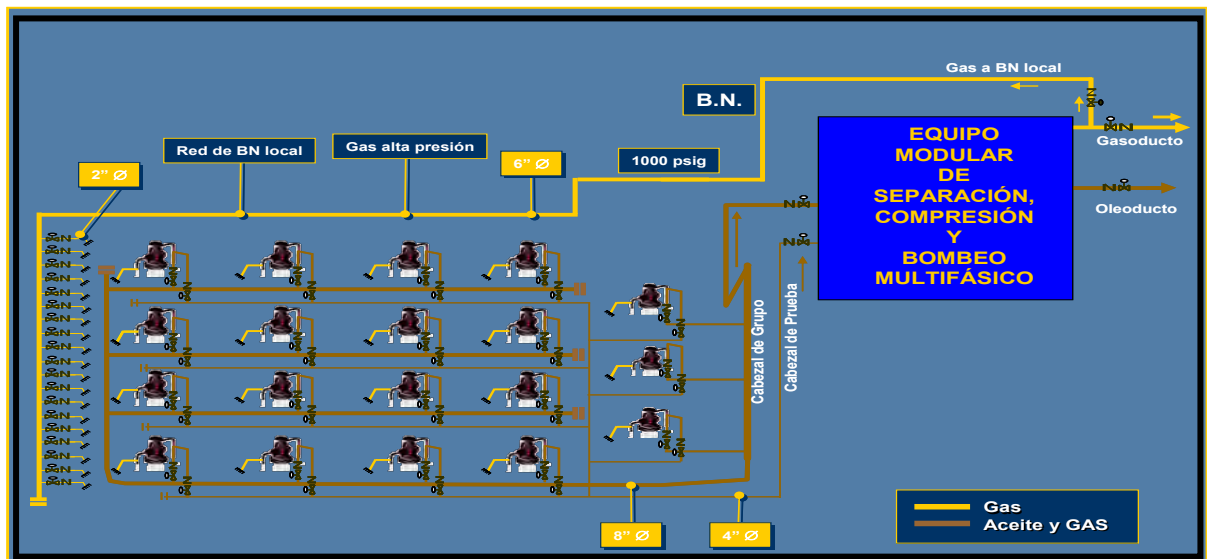


Figura 4.2 Distribución de pozos, red de BNA y equipo modular dentro de una Macropera Autosustentable en el AIATG.²

Como se observa en la Figura 4.3, también es posible trabajar con SAP's que requieran de energía eléctrica tales como el Bombeo Mecánico y el Bombeo de Cavidades Progresivas. Al contar con equipos de separación dentro de la Macropera, una parte del gas separado puede ser enviado a un equipo motogenerador para proporcionar la energía eléctrica necesaria para la operación de los SAP's antes mencionados, así como también iluminar el área de trabajo en la Macropera Autosustentable y los equipos de bombeo y de medición, si estos últimos requieren de energía eléctrica. La otra parte del gas puede ser enviada a un Complejo Procesador de Gas (CPG) para su tratamiento o a una batería de separación. Una bomba convencional o multifásica puede enviar el aceite y agua a una Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) o a una batería de separación.

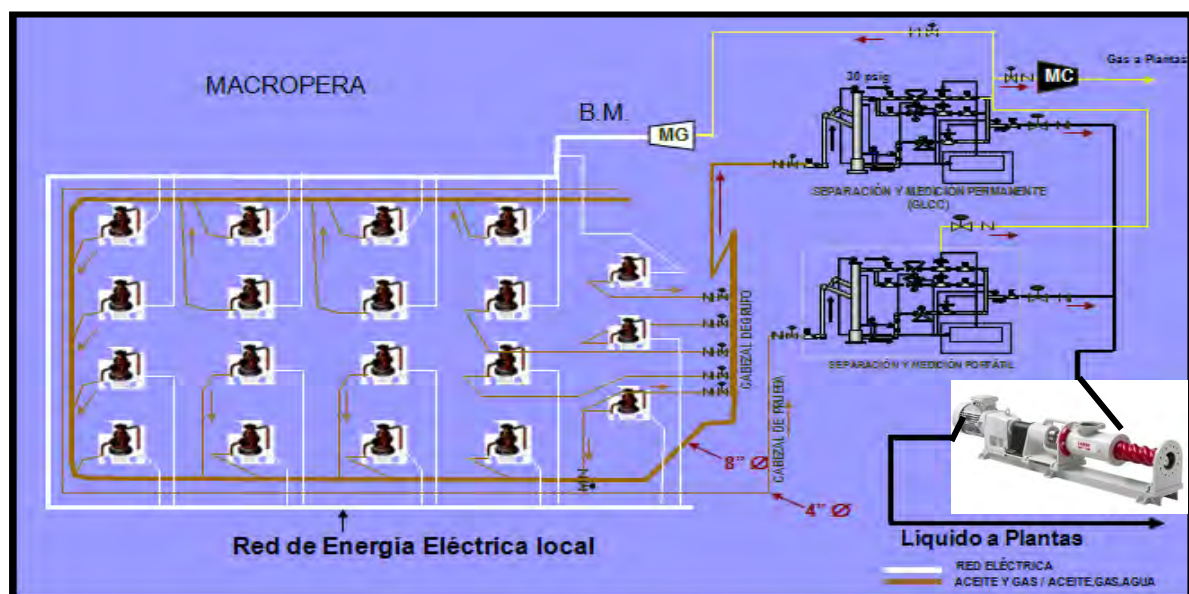


Figura 4.3 Distribución de pozos, red de BM y BCP en equipo modular dentro de una Macropera Autosustentable en el AIATG.²

4.2 Paquete Modular.

Con la aplicación de la filosofía de utilizar equipo modular en las MPA, se pretende eliminar la construcción de baterías de separación y estaciones de compresión, ambas de capacidad fija.

La conformación de los paquetes modulares, compuestos de equipos y accesorios de fabricación nacional y extranjera, se pueden observar en la Figura 4.4 y su función principal consiste en contar con los siguientes procesos:

- Separación bifásica o trifásica, empleando separadores compactos, económicos y de alta eficiencia (GLCC) o separadores verticales u horizontales convencionales.
- Medición de gas, aceite y agua.
- Bombeo convencional o multifásico.
- Compresión.

En esta Figura 4.4, podemos observar el paquete modular, el cual cuenta con un cabezal de recolección de gas, aceite y agua operando con una presión de 3.5 a 4 Kg/cm², tres separadores horizontales bifásicos, dos de medición y uno general, un cabezal de recolección de gas, el cual transportara el mismo hasta la succión de los equipos de compresión y un cabezal recolector de aceite y agua, el cual transportara dichos líquidos hasta la succión de los equipos de bombeo. Una parte del gas producido por los pozos se comprime por equipos de compresión portátil y es enviado con una presión de descarga de 1000 lb/pg² (70 Kg/cm²) a través de una red de BN local a dichos pozos, para que estos operen con el SAP de BN Continuo o Intermitente, el gas excedente puede ser enviado a un Complejo Procesador de Gas (CPG) para su tratamiento o a una batería de separación. Una bomba convencional o multifásica puede enviar el aceite y agua a una Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) o a una batería de separación.

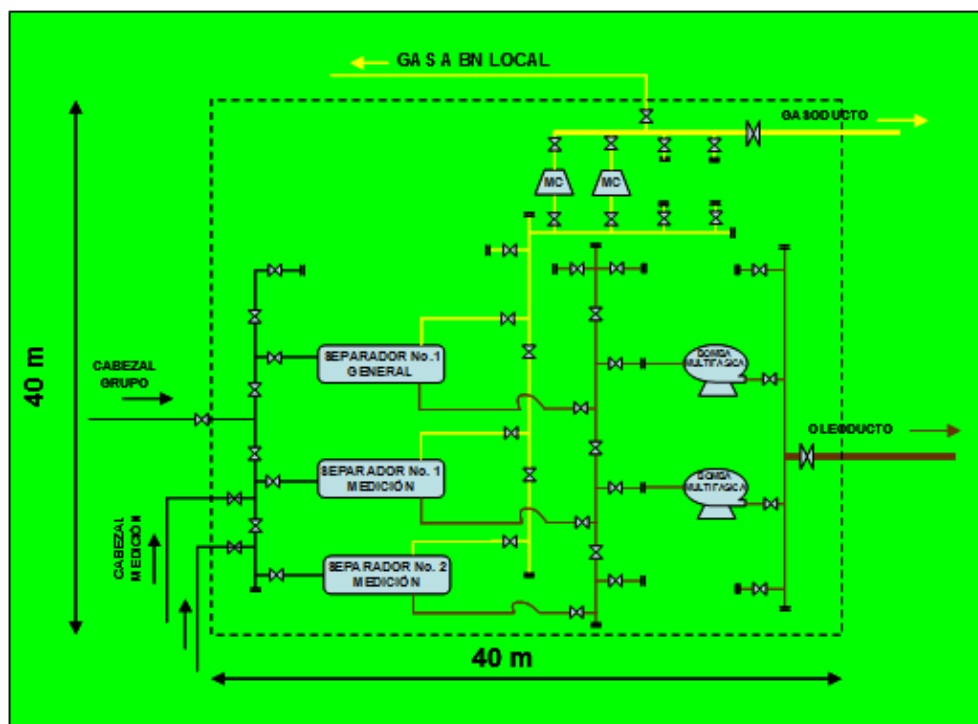


Figura 4.4 Paquete modular para campos maduros. ¹

Para los volúmenes de aceite y gas producidos por los pozos de las MPA del AIATG, se manejan dos tipos de equipos modulares, el A y el B, los cuales muestran sus capacidades de operación en la siguiente tabla:

EQUIPO A	LIQUIDO (bpd)	GAS (MMpcd)	EQUIPO B	LIQUIDO (bpd)	GAS (MMpcd)
SEPARADOR	3000	3.0	SEPARADOR	1000	1.0
COMPRESOR	-	2.5	COMPRESOR	-	2.5
BOMBAS multifásicas	3000	0.05	BOMBAS multifásicas	1000	0.5

Tabla 4.2 Capacidades de operación de equipos modulares A y B.¹

Para manejar la producción de los 29 campos del AIATG bajo la filosofía de operación de las MPA y considerando los pozos a perforar (15,965) de acuerdo a la cartera de proyectos 2008-2022 del AIATG, se necesitarían del orden de 84 cabezales de recolección de aceite y 84 cabezales de recolección de gas (cada cabezal recolector integra la producción de 10 Macroperas con 19 pozos perforados en cada una), para posteriormente conectarse a un macroderecho de vía y este enviar la producción de aceite a una CAB y la producción de gas a un CPG, tal y como se observa en las Figuras 4.5 y 4.6.

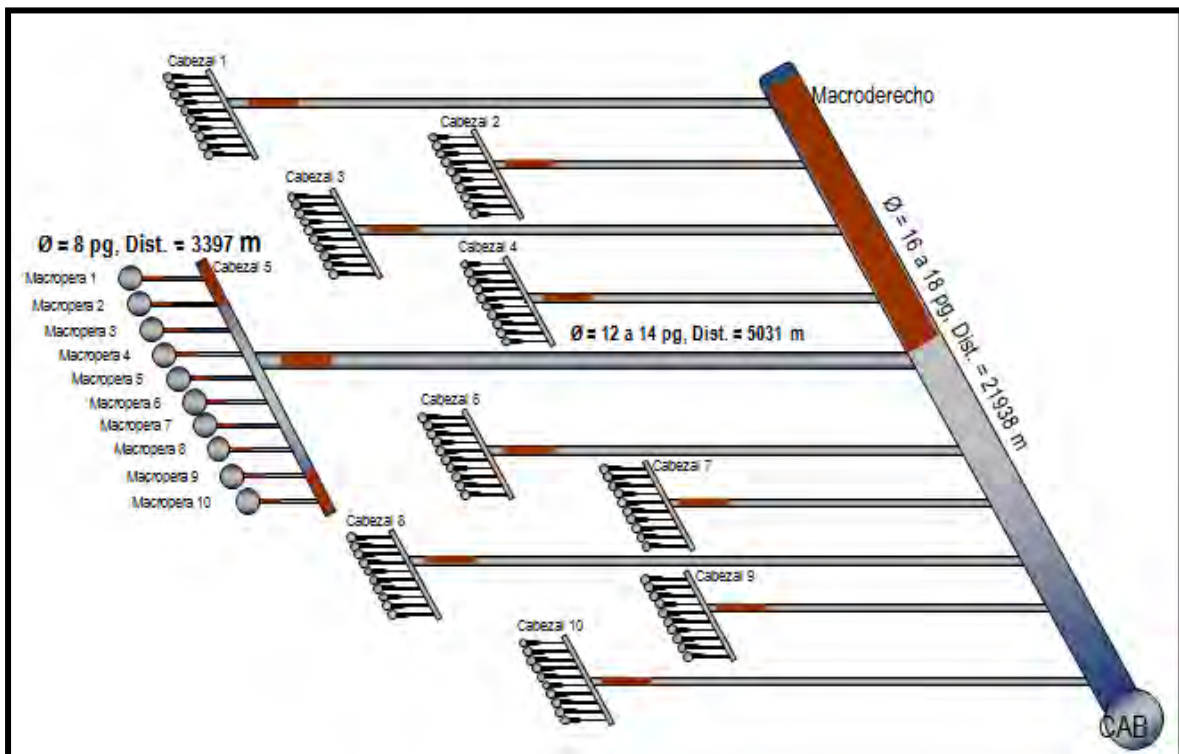


Figura 4.5 Cabezales de recolección del aceite producido por pozos del AIATG.²

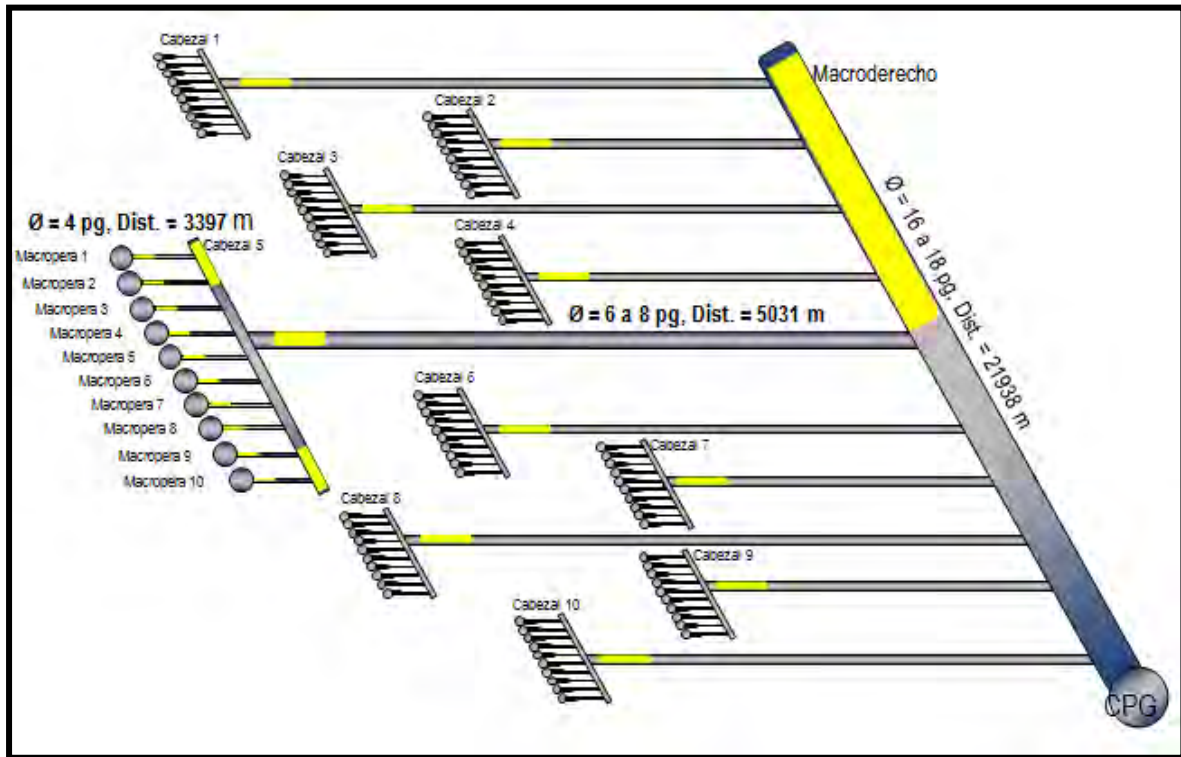


Figura 4.6 Cabezales de recolección del gas producido por pozos del AIATG. ²

En la Figura 4.7, se observa el macroderecho con el oleoducto y gasoducto, los cuales el primero enviara el aceite a tres Centrales de Almacenamiento y Bombeo (CAB) ubicadas estratégicamente en toda la parte longitudinal de los campos del AIATG y el segundo, enviara el gas a los Complejos Procesadores de Gas (CPG).

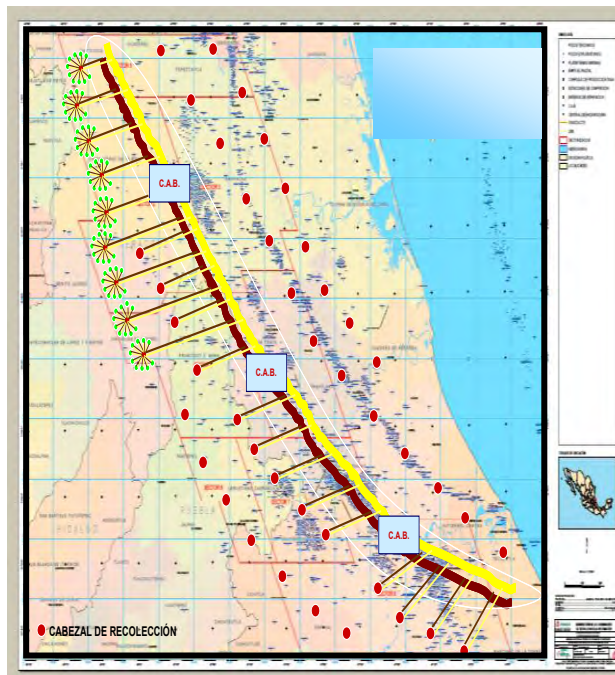


Figura 4.7 Cabezales de recolección y macro-derecho de vía para campos del AIATG. ¹

4.2.1 Factibilidad de usar la tecnología de separación ciclónica compacta como alternativa en la separación y medición de fluidos producidos en campos del AIATG.

El proceso de separación mecánica de distintas fases, es una de las operaciones básicas en la producción, el procesamiento y tratamiento del aceite y gas. Esta operación, permite separar los diversos componentes, de la mezcla de aceite, agua y gas, para optimizar el procesamiento y la comercialización del aceite y el gas. Este proceso se lleva a cabo en un recipiente que se conoce como separador. El correcto diseño de este recipiente, es sumamente importante, ya que un diseño incorrecto puede ocasionar problemas en el equipo de separación, y en la producción. El avance en la tecnología de separación multifásica, se ha visto obstaculizada por los problemas crecientes de funcionamiento y económicos, obligando a la industria a buscar petróleo menos costoso y de manera más eficiente, buscando soluciones alternativas a la separación convencional basada en la gravedad. La industria del petróleo, por décadas ha utilizado separadores convencionales, los cuales son grandes, pesados y su costo de operación y mantenimiento resulta ser elevado. Estas deficiencias han motivado a la industria petrolera a desarrollar separadores compactos, ligeros y de bajo costo tal como el separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido. (GLCC).

Actualmente, los análisis técnico-económicos han forzado a buscar alternativas menos caras y más eficientes. La separación en la forma de separadores compactos, tal como el separador gas – líquido cilíndrico ciclónico (GLCC) ha sido el resultado de investigaciones en la Universidad de Tulsa, Oklahoma. Estos separadores ofrecen algunas ventajas sobre otros diseños en su tipo al requerir poco espacio para su instalación y por su geometría simple, ofrece bajos costos de mantenimiento. Estas características esenciales permiten ahorrar costos a la industria, especialmente en instalaciones remotas, costa afuera o de campos maduros.

La Gerencia de Sistemas de Producción (GSP), de la SCTET, como uno de los patrocinadores en el consorcio de investigación de la Universidad de Tulsa, en sistemas de Separación, ha capitalizado estos resultados con el desarrollo, diseño e innovación de los GLCC. Con su acceso al software de diseño actualizado y al uso de patente, ha implementado esta tecnología en instalaciones del AIATG.

4.2.2 Principio de operación.

El separador GLCC es un recipiente cilíndrico en posición vertical sin internos, con una entrada inclinada y tangencial al diámetro del tubo, este diseño de ingeniería permite generar fuerzas axiales y radiales al fluido, que crean un vórtice con la suficiente fuerza para separar las fases de gas y líquido. Una vez separados el gas y el líquido, fluyen a través de su descarga superior para el gas y en la parte inferior para los líquidos.

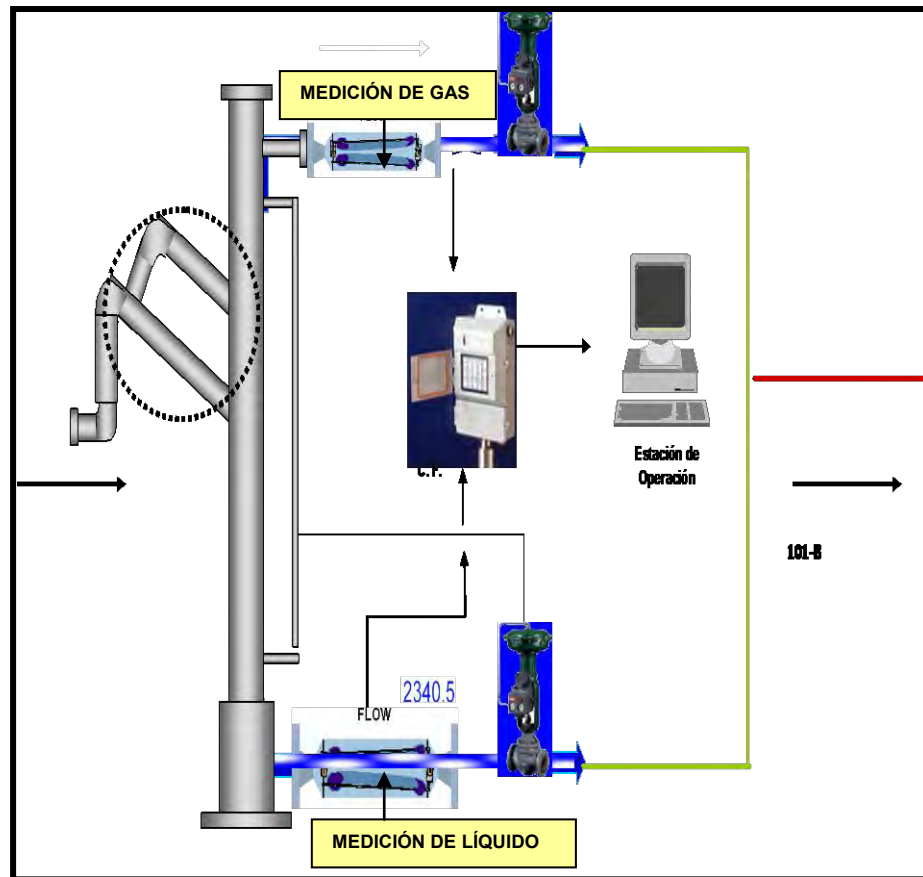
Para mantener la eficiencia en el separador, se controla el nivel por presión diferencial o por peso específico del líquido dentro del mismo, a través de válvulas de control, con lo cual se minimiza el arrastre de líquidos en la corriente de gas y el arrastre de gas en la corriente de líquidos.

Las aplicaciones típicas de los separadores tipo GLCC se enlistan a continuación:

- Sistemas de medición Multifásico Portátil.
- Separación a cabeza de pozo para Bombeo Neumático.
- Rectificador de Gas.

En la Figura 4.8, se muestra el diseño típico de un separador GLCC empleado para el aforo de pozos en explotación. La integración de instrumentación, medidores y válvulas de control en cada una de las secciones de líquido y gas, permite obtener los resultados integrados de los parámetros de medición de forma inmediata y local, teniendo la posibilidad de contar con transmisión remota.

La selección de los equipos de medición de gas, líquido y fracción de agua debe ser realizada adecuadamente atendiendo a las características de los fluidos, el tipo de comportamiento de la producción, sus contaminantes y los rangos normales máximos y mínimos esperados para obtener resultados satisfactorios.

Figura 4.8 GLCC. ³

Como se muestra en la Figura 4.9 el GLCC también es posible manejarlo de manera portátil, tal es el caso de las compañías como Chevron-Texaco, en pozos del campo Bakersfield, California, Estados Unidos.

Figura 4.9 GLCC portátil utilizado en Bakersfield, California, Estados Unidos. ³

4.2.3 Ventajas y Desventajas de un GLCC.

Desventajas generales de un GLCC:

- Pierde eficiencia al manejo de crudo con espuma.
- Emulsión estable.
- Servicios auxiliares para operación autónoma.
- Es importante recalcar que el sistema se diseñó para operar con una viscosidad máxima de 100 cp, con viscosidades más altas es posible que la caída de presión a través de los módulos de medición, sea tan grande que existan problemas para el control de la separación y por lo tanto las corrientes monofásicas tengan un gran porcentaje de la segunda fase, implicando un error grave en los dispositivos de medición que fueron diseñados para trabajar con una sola fase.
- Para grandes variaciones de flujo, es esencial contar con un sistema de control para la operación adecuada del separador.

Ventajas generales de un GLCC:

- El separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC), es un tubo instalado de forma vertical sin partes móviles o dispositivos internos lo que constituye una gran ventaja de este tipo de sistemas.
- El GLCC es un separador simple, compacto, portátil, de bajo peso y económico que se presenta como una alternativa diferente a los separadores convencionales los cuales están basados en separación por gravedad (Figura 4.10).
- Mínima caída de presión en el sistema de medición.
- El GLCC es alimentado por una tubería ligeramente inclinada para promover la estratificación de las fases de la mezcla y obligar a una pre separación; esta tubería es acoplada en un costado del cuerpo del separador, una vez que la mezcla se encuentra en el interior del separador, es expuesta a una combinación de fuerzas gravitacionales, centrífugas y de flotación
- Sus reducidas dimensiones y bajo peso son características esenciales para ahorrar costos a la industria, especialmente en instalaciones remotas o costa afuera

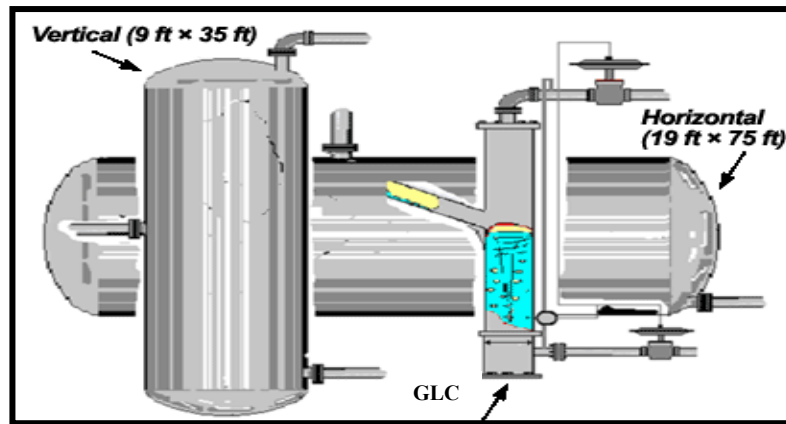


Figura 4.10 Comparativo en dimensionamiento entre separadores normales y con tecnología GLCC. ⁶

4.2.4 Condiciones de operación del GLCC.

Flujo de gas:	
Máximo:	1000 MMpcd
Mínimo:	0.020 MMpcd

Flujo de Líquido:	
Máximo:	800 bpd
Mínimo:	30 bpd

Corte de agua:	
Máximo:	95%
Mínimo:	0%

Densidad:	
Máxima:	9 °API
Mínima:	40 °API

Gravedad específica promedio del gas: 0.75
Viscosidad máxima de diseño: 100 cp
Caída de presión máxima en el sistema: 1 kg/cm²

Presión:
Máxima: 21 kg/cm ² (300 psi)
Mínima: 6 kg/cm ² (85 psi)

Temperatura:
Máxima: 35 °C (95 °F)
Mínima: 25 °C (77 °F)

4.3 Requerimientos mínimos para convertir una Macropera a Macropera Autosustentable.

Para poder implementar la filosofía de operación en una MPA, se deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Pozos.- Es necesario que en una Macropera de los campos del AIATG existan por lo menos tres pozos, para poder implementar de manera rentable la filosofía de una MPA. Los pozos en su etapa inicial son fluyentes y posteriormente se les implementa el SAP que técnica y económicamente sea viable.
- Cabezal de producción.- Será necesario este cabezal para recolectar el aceite, agua y gas de los pozos en la MPA. Deberá contar con una línea de medición y una línea general (o de grupo). La finalidad de este cabezal de producción será enviar toda la producción de los pozos a los patines de separación de aceite y gas.
- Separación de líquidos y gas.- Es necesario el uso de un patín de separación de líquidos y gas, para poder ser utilizadas de manera eficiente las bombas y compresoras dentro de la MPA.
- Almacenamiento y medición de aceite.- Los tanques de almacenamiento son necesarios en la filosofía de las MPA cuando se tienen disponibles bombas convencionales. Cuando se disponen de bombas multifásicas, se puede prescindir de ellos.
- Bombeo de aceite.- Es indispensable contar para la implementación de una MPA, de una bomba la cual podrá ser convencional o multifásica, ambas operadas por motor eléctrico o de combustión interna a gas.

- Compresión de gas.- Es indispensable que existan en la implementación de una MPA equipos de compresión, los cuales permitirán elevar la presión del gas de 3.5 Kg/cm² hasta 70 Kg/cm².
- Manejo de gas.- Será necesario para el transporte y manejo del gas dentro de una MPA.
- Cabezal de inyección de gas.- Es indispensable que exista para la implementación de la filosofía del BNA Autoabastecido dentro de una MPA.

Los puntos antes mencionados, se pueden observar en la Figura 4.11 de manera esquemática.



Figura 4.11 Ciclo de operación de una MPA en el AIATG.

4.7 Como se construye una Macropera Autosustentable.

En siguiente Diagrama de flujo, se presenta un procedimiento general para la puesta en operación de una MPA en el AIATG, considerando en el, aspectos importantes como la recopilación y validación de la información, ingeniería básica y de detalle, ingeniería en Procura, Construcción y Transporte de los Equipos Motocompresores, diseño y selección del Sistema Artificial a implementarse, así como la construcción en superficie de ductos que formaran parte de la red local de BN y del cabezal de inyección que llevara el gas a alta presión hacia los pozos que operaran con BNA. En la parte del procedimiento donde se describe el diseño y selección del SAP se hace referencia detallada en el Capítulo 2 en el apartado 2.28 “Diagrama de flujo para la selección de un Sistema Artificial de Producción en el AIATG”.

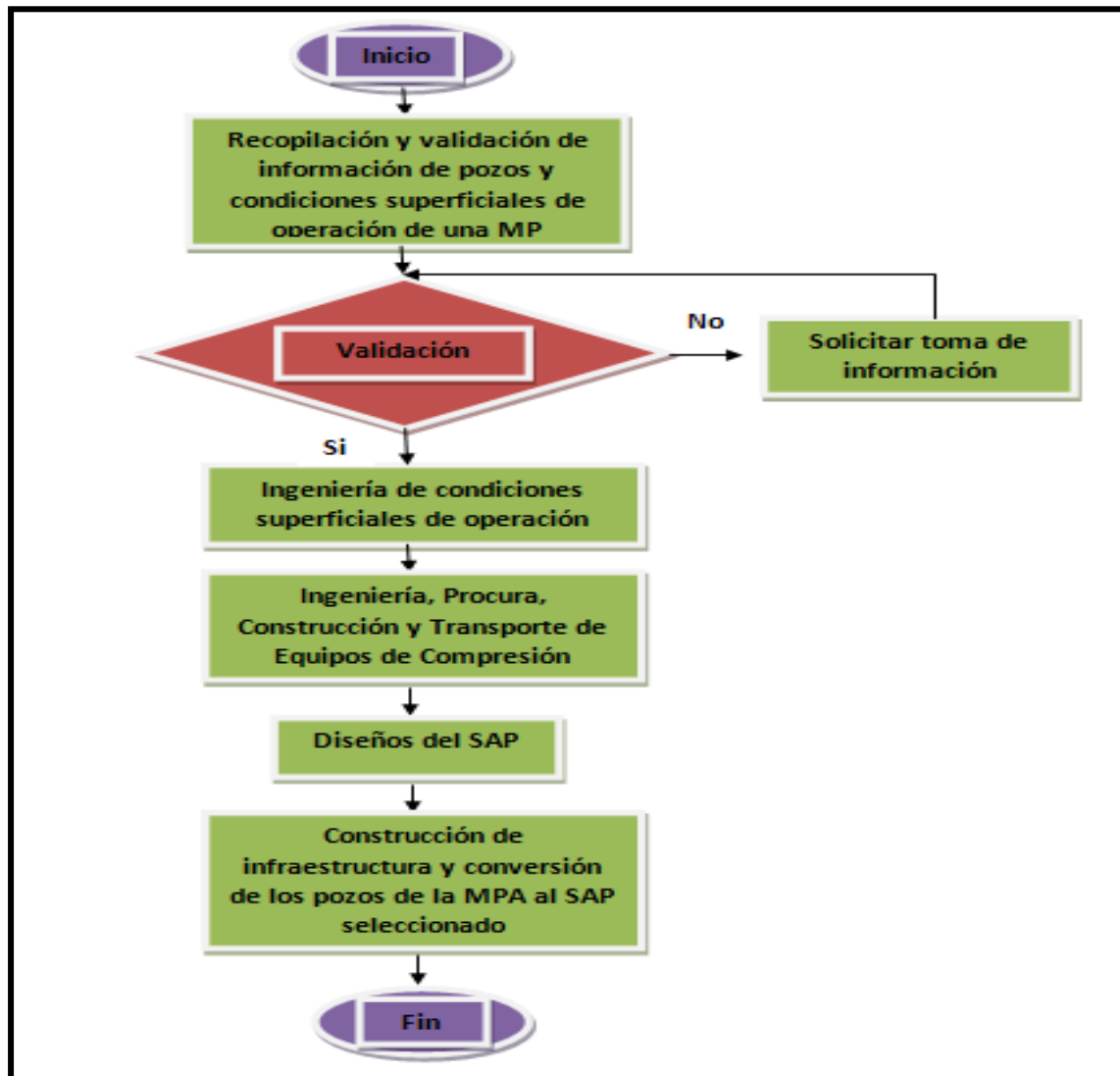


Diagrama 4.1 Procedimiento general para la puesta en operación de una MPA en el AIATG.

4.8 Beneficios potenciales de una Macropera Autosustentable.

1. Equipos modulares; Equipos de baja dimensionamiento, de baja potencia, que para los pozos en el AIATG trabajan con baja contrapresión en pozos ($P_{wh} = 3.5 \text{ Kg/cm}^2$). Con esto los flujos de los pozos son más estables, y se incrementa el tiempo de producción.
2. B.N. con gas producido por los pozos; no se usa más gas de la red de BN.
3. Incrementar la eficiencia del sistema de BN; se utiliza menos gas consumido, de lo acostumbrado.
4. Generación de energía eléctrica en sitio; con el mismo gas producido, como se ha mencionado, a través de los motogeneradores.
5. Elimina quema de gas en Macroperas; al utilizar motocompresores.
6. Elimina baterías y estaciones de compresión de capacidad fija; esto en las futuras instalaciones de las MPA.
7. Medición y monitoreo remoto; separadores que permitirán hacer la medición diaria.
8. Disminuye considerablemente gestión de permisos; dado que la red de BN que se propone es de manera local, por lo que no se tendrá que lidiar con trámites administrativos.
9. Seguridad a comunidades; dado que no se transporta gas a alta presión a través de los anillos.
10. Protección ambiental; al generar menos gas al medio ambiente.
11. Elimina el uso de transportar el crudo en carro tanques.
12. Disminuye considerablemente costos de inversión.



Figura 4.12 Se elimina por completo el uso de pipas para las Macroperas del AIATG.

4.5.1 Modificación en el diseño del BN.

Teniendo la posibilidad de instalar un compresor en la Macropera, se puede incrementar la presión de descarga en la red de BN local. Actualmente el gas de BN es proporcionado a los pozos a través de un anillo de Bombeo Neumático, cuya presión es del orden de 56 Kg/cm².

Con esta presión y la profundidad de los pozos, el diseño de un aparejo convencional de Bombeo Neumático arroja de 7 a 8 válvulas, como se observa en la Figura 4.13.

Con la implementación de la filosofía de una MPA y considerando que se puede contar con equipo de compresión en la Macropera se ha incrementado la presión de diseño en las Macroperas de 56 Kg/cm² a 70 Kg/cm² logrando con esto las siguientes ventajas:

- Incrementar la profundidad del punto de inyección actual del orden de 400 metros.
- Disminuir hasta un 30% el volumen de gas inyectado en cada pozo con respecto al método convencional.
- Disminuir el número de válvulas del Bombeo Neumático de 7 a 4.

Lo anterior se puede observar en la Figura 4.14. Actualmente en las Macroperas Autosustentables del AIATG con este tipo de Sistema Artificial de Producción BN se están introduciendo mandriles de bolsillo con válvulas recuperables, ya que anteriormente en los diseños tradicionales se bajaban mandriles de BN convencionales, disminuyendo con esto el uso de los Equipos de Reparación y Terminación de Pozos para modificar la calibración de las válvulas o su mal funcionamiento.

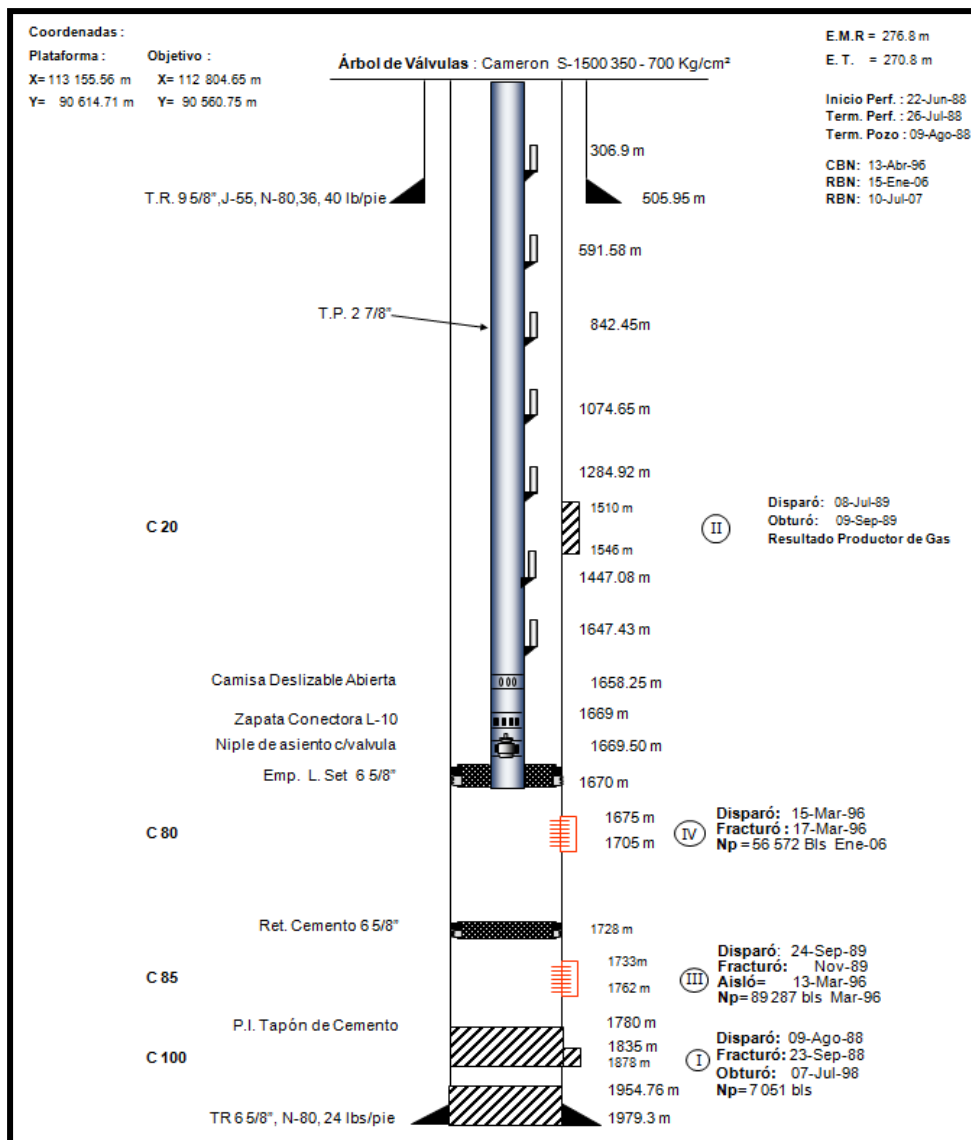


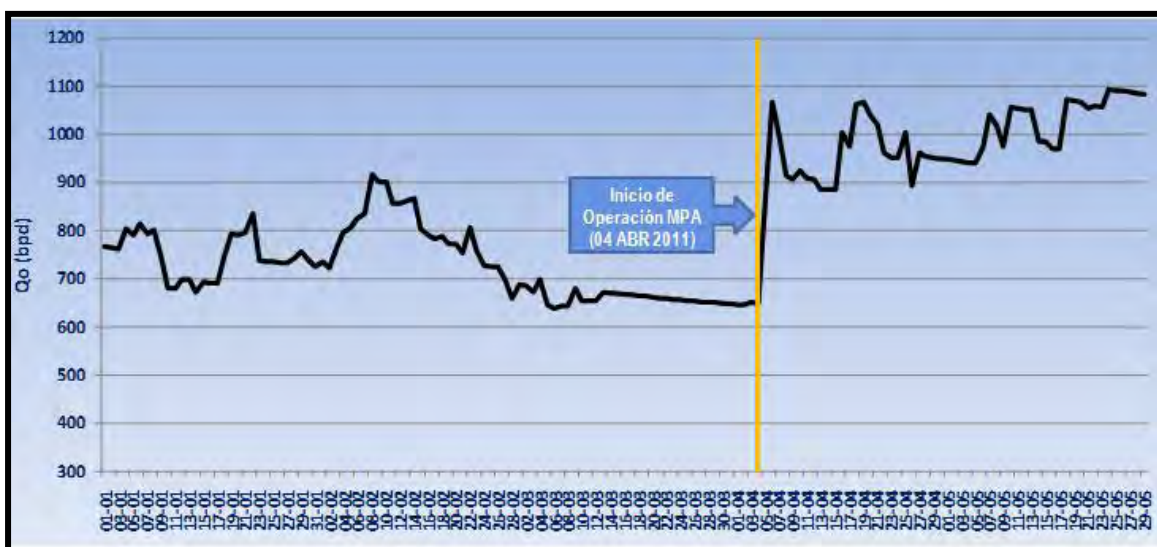
Figura 4.13 Estado Mecánico de un pozo bajo la filosofía convencional de operación en una Macropera del AIATG. ⁴



Figura 4.15 Vista de una MPA en construcción dentro del AIATG.

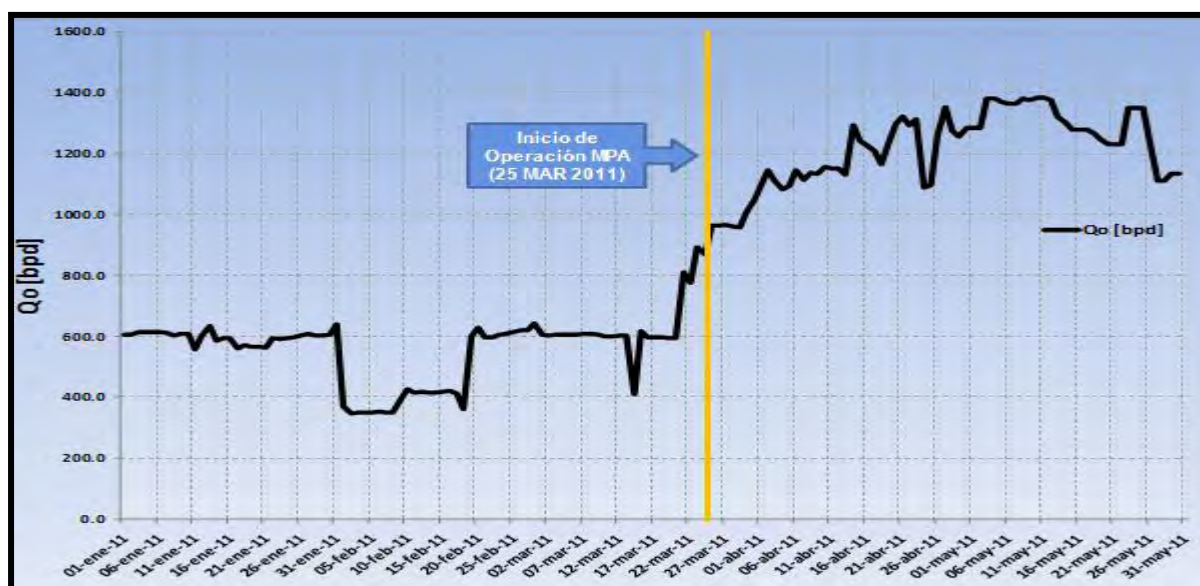
4.9 Resultados actuales de las Macroperas Autosustentables en el AIATG.

En la Gráfica 4.1 se observa el incremento de producción en la MPA PUMA 624 derivado de diferentes tipos de trabajos tales como: inducción de pozos, re-fracturamiento de intervalos y conversión de pozos fluyentes a Bombeo Neumático. Antes de realizar estos trabajos la producción de aceite de la Macropera era del orden de 650 bpd. A partir del 4 de Abril del 2011, inicia a operar la Macropera como Autosustentable y con los trabajos y las conversiones a Bombeo Neumático (4 pozos) antes mencionadas, se han logrado alcanzar producciones de aceite de entre los 1000 y 1100 bpd.



Gráfica 4.1 Histórico de Producción de la Macropera PUMA 624 implementada ya en el AIATG.⁵

En la Gráfica 4.2 se observa el incremento de producción en la MPA PUMA 1365, en donde de manera similar a la anterior MPA, los trabajos realizados para el incremento de producción fueron: re-fracturamiento, inducción y conversión a Bombeo Neumático de los pozos que operan en dicha Macropera. Antes de realizar dichos trabajos la producción de aceite de la Macropera era del orden de 600 bpd. A partir de mediados de Marzo de 2011 se iniciaron dichos trabajos, lográndose incrementar la producción hasta del orden de 1400 bpd.



Gráfica 4.2 Histórico de Producción de la Macropera PUMA 1365 implementada ya en el AIATG. ⁵

Realizando una comparación entre las MPA PUMA 1365 y PUMA 1614, se observa que los incrementos de producción de aceite en los pozos convertidos al BNA en las MPA's, varía de acuerdo a la respuesta del yacimiento de cada campo y pozo. Para los pozos de la MPA PUMA 1365, los incrementos de producción de aceite logrados han sido desde 20 hasta 60 bpd (Gráfica 4.1). Para el caso de la MPA PUMA 1614, los incrementos de producción de aceite logrados han sido desde 50 hasta 130 bpd (Gráfica 4.2).

Con las gráficas anteriores se observa que la implementación de la filosofía de las Macroperas Autosustentables ha dado buenos resultados en el AIATG en cuanto a incrementos de producción de aceite por pozo. También se ha demostrado que la aplicación de dicho concepto es rentable, como se podrá observar en el Capítulo 5.

Cabe mencionar que es de vital importancia para el buen funcionamiento de una MPA, el diseño y la selección del SAP a implementar o a convertir.

Uno de los objetivos que se busca alcanzar con la implementación de las Macroperas Autosustentables es evitar la quema de gas al medio ambiente. En la Figura 4.16 podemos observar un quemador en operación en una Macropera convencional donde se queman alrededor de 1.5 a 2 MMpcd. Como resultado de la implementación de las MPA, el AIATG ha logrado eliminar la quema de gas, tal y como se observa en la Figura 4.17.



Figura 4.16 Quemador en operación.



Figura 4.17 Quemador fuera de operación.

REFERENCIA DE FIGURAS Y GRÁFICAS.

1. Flores Mondragón J. Salvador, Ramírez López Sergio, Huicochea Bernal César A. *“Propuesta innovadora del manejo de la producción de hidrocarburos en superficie en campos del proyecto aceite terciario del golfo (Chicontepepec)”* Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Julio 2007.
2. Presentación de *“Macroperas Autosustentables (MPA) en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG)”*, Subdirección Técnica de Explotación, Documento interno PEMEX Exploración y Producción, Poza Rica, Ver. Mayo 2010.
3. **University of Tulsa**, Tulsa, OK. Joint Industry Project Chevron Texaco.
4. **Enlace operativo del Aceite Terciario del Golfo**, Poza Rica, Ver. Documento interno PEMEX, Poza Rica, Ver. 2011.
5. **Base de Datos COPIE**, Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX. Mayo 2011.
6. **Instituto Mexicano del Petróleo**, Proyecto *“Integración de un sistema de medición multifásico como una aplicación de la asimilación de la tecnología de separación ciclónica GLCC”*, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación Gerencia de Sistemas de Producción, Julio 2005.

BIBLIOGRAFÍA.

12. **Información Tomada de la Base de Datos de LC AIATG**, AIATG, Mayo 2011. Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX.
13. **Información Tomada de la Base de Datos COPIE**, AIATG, Mayo 2011. Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX.
14. **Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**, PEMEX documento interno, Poza Rica, Ver. 2010.
15. **Enlace operativo del Aceite Terciario del Golfo**, Poza Rica, Ver. PEMEX 2011.
16. **Centro de interpretación y visualización del subsuelo** “Ing. Amado Govera S”, Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX 2011.
17. **Instituto Mexicano del Petróleo, Proyecto “Integración de un sistema de medición multifásico como una aplicación de la asimilación de la tecnología de separación ciclónica GLCC”**, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación Gerencia de Sistemas de Producción, Julio 2005.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN.

5.1 Análisis Económico.

A lo largo de la vida de un sistema de producción o negocio; se toman muchas decisiones que se convierten en acciones que se ejecutan sobre el mismo. La mayoría de estas decisiones y acciones, y muy especialmente las que corresponden a las primeras fases de la vida del sistema, tienen importantes implicaciones en el ciclo de vida e influyen en gran medida sobre el costo total y la rentabilidad global del mencionado sistema o proceso.

Tradicionalmente, las personas encargadas de tomar estas decisiones, fundamentan las mismas en criterios económicos y operativos; no obstante, el competitísimo y cada vez más complejo mundo industrial exige a los actuales gerentes ampliar el espectro de criterios que soportan sus decisiones, agregando a los tradicionales criterios financieros y operativos, otros tales como: nuevos requerimientos técnicos y tecnológicos, nuevos aspectos regulatorios y ambientales, aspectos legales con especial énfasis en lo laboral, aspectos políticos y macroeconómicos.

Un análisis económico se puede definir como el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivo, considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) del proyecto para determinar el valor presente neto de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y egresos) que de ella se derivan. (Figura 5.1).

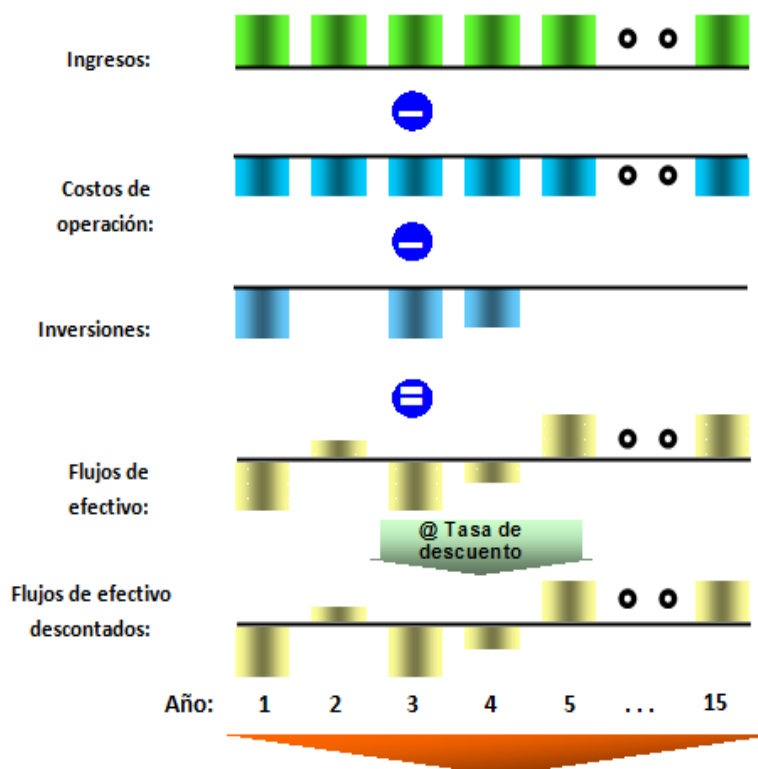


Figura 5.1 La suma de los flujos de efectivo descontados es el valor presente neto. Cuando el valor presente neto es mayor a cero, el proyecto genera valor económico.¹

5.2 Conceptos básicos para el Análisis Económico.

- ❖ **Tasa de interés:** Porcentaje de rendimiento (para el inversionista) o costo (para el emisor), respecto al capital comprometido por un instrumento de deuda.
- ❖ **Tasa Interna de Retorno, TIR:** Es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico. La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento.

Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Tomando como referencia el Valor Presente Neto, se trabaja con la siguiente ecuación:

$$VPN = 0 = \left(\frac{FE_1}{(1+K)^1} \right) + \left(\frac{FE_2}{(1+K)^2} \right) \dots + \left(\frac{FE_n}{(1+K)^n} \right) - Inversión$$

FE: Flujos Netos de efectivo; k=valores porcentuales

- ❖ **Flujo de efectivo:** El flujo de efectivo está compuesto por todos los ingresos y egresos originados por la unidad de inversión, es decir, los pesos que salen o entran a la empresa a lo largo de la vida útil de la unidad de inversión. La estimación de los flujos de efectivo debe asegurar que se incluyan únicamente los ingresos y los costos que ocurrirán en efectivo cuando el proyecto esté operando.
- ❖ **Valor presente neto, VPN:** Es uno de los criterios económicos más usados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Cuando la equivalencia es mayor que la inversión inicial, es recomendable aceptar el proyecto. Con objeto de resumir y comparar las inversiones de capital y los beneficios de una empresa, es útil expresar estos en sus valores equivalentes en un instante común, por lo que se emplean valores actualizados.

El VPN:

- Puede asumir un valor positivo, nulo o negativo.
- Depende de la tasa de interés que se utiliza para calcular los equivalentes en el momento cero.

- $VPN < 0$ el proyecto no es atractivo.
- $VPN = 0$ es indiferente.
- $VPN > 0$ el proyecto es atractivo.

Todo lo anterior está sujeto a la condición de que el VPN se haya calculado utilizando la tasa de interés de oportunidad.

$$VPN = S_0 + \sum_{t=1}^n \left[\frac{S_t}{(1+i)^t} \right]$$

Donde:

VPN = Valor presente neto.

S_0 = Inversión inicial.

S_t = Flujo de efectivo neto del período t.

n = Número de períodos de la vida del proyecto.

i = Tasa de recuperación mínima atractiva.

- ❖ **Eficiencia de la inversión, EI:** La eficiencia de inversión o índice de rentabilidad es la relación entre el valor presente neto del proyecto, VPN, y el valor presente de la inversión total, VPI, es decir:

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

- ❖ **Relación beneficio-costo, RBC:** Se define como su nombre lo indica la relación entre la ganancia o utilidad final entre la inversión total. Esta variable refleja la rentabilidad total del proyecto, pero no reconoce, el valor del dinero en tiempo.
- ❖ **Tasa de descuento:** El costo de oportunidad del capital representa el valor del dinero en el tiempo, y se utiliza como tasa de descuento para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente con objeto de hacer comparables flujos que ocurren en distintos puntos en el tiempo.

El análisis económico debe asegurar que el capital es invertido en proyectos que generarán un retorno superior al costo de dicho capital. En el caso de Pemex, dado que el costo de capital depende del gobierno de México, el corporativo define una tasa mínima que permite hacer comparables los flujos de efectivo que generarán las unidades propuestas y que sirva como filtro para descartar unidades no viables

En consecuencia es evidente que, con objeto de decidir entre los proyectos, se requiere como mínimo, los siguientes seis valores:

- Inversión total del capital.
- Periodo de inversión.
- VPN a una tasa de descuento.
- Periodo de recuperación de la inversión.
- Tasa interna de retorno.

5.3 Metodología para la evaluación económica de las Macroperas Autosustentables.

Para el análisis económico entre una Macropera Convencional y una Macropera Autosustentable será importante siempre tener en mente la diferencia entre cada filosofía tal y como se menciono en los capítulos 3 y 4, donde de manera breve se retoma a continuación:

La Macropera convencional está conformada por pozos productores e inyectores. Los pozos productores se encuentran conectados a un oleogaseoducto que lleva la producción a una batería de separación o modulo de separación portátil, en el cual se separan los líquidos y gas para ser transportados y comercializados, sin embargo en algunos casos el gas es quemado a la atmosfera.

El suministro de gas LP para los motores de combustión interna del equipo superficial de los sistemas artificiales de producción para la Macropera convencional se da con la recarga continua de gas LP mediante pipas y/o una anillo de transporte. (Figura 5.2).

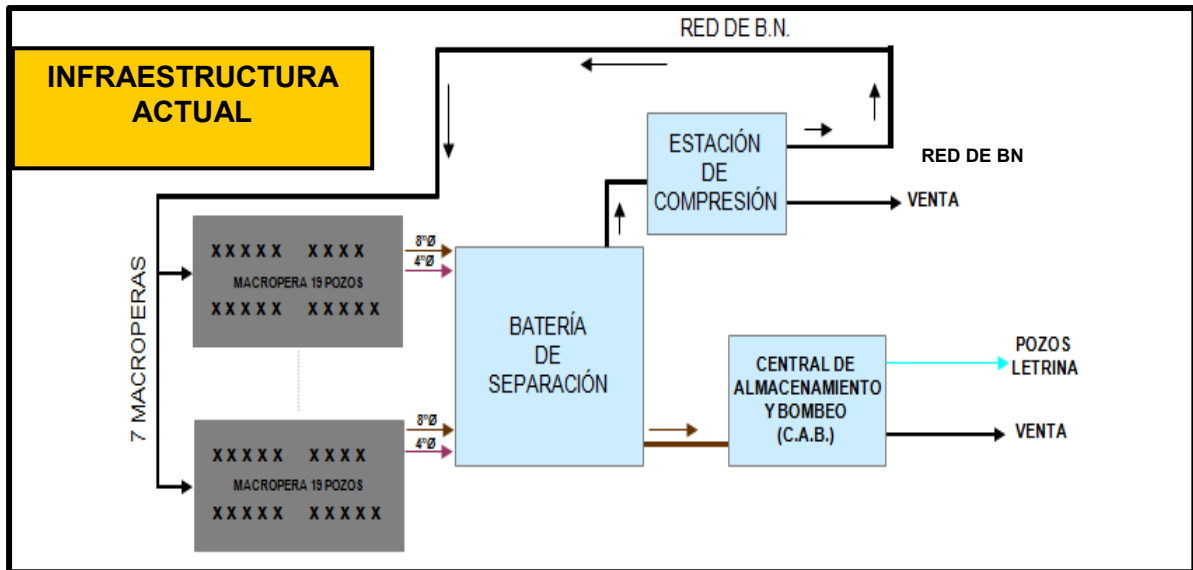


Figura 5.2 Caso uno de una MP para manejo de la producción en superficie en los campos de AIATG.²

La Macropera autosustentable a diferencia de la Macropera convencional cuenta con un equipo de separación portátil en el cual se separa el aceite del gas. El aceite se envía a un punto de venta para su comercialización, mientras que una parte del gas se recircula por medio de un compresor hacia a la Macropera, ya sea para ser inyectado al yacimiento, para utilizarlo en los motores de los equipos superficiales de los sistemas artificiales de producción y el objetivo principal es utilizarlo para el BN y una parte remanente del gas es enviarlo a una batería de separación para su comercialización. (Figura 5.3).

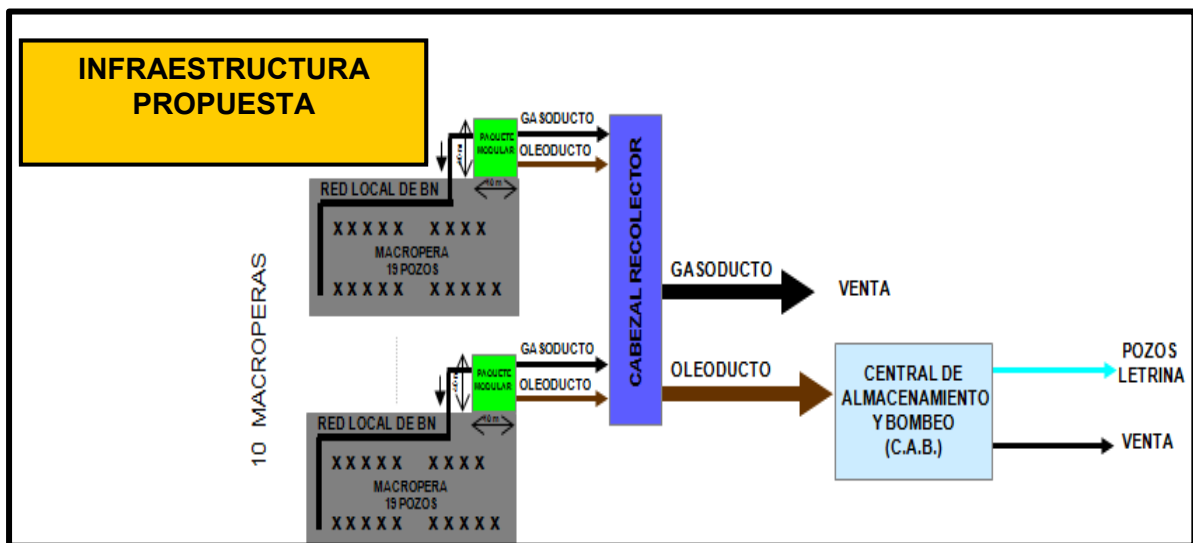


Figura 5.3 Propuesta de una MPA para el manejo de la producción en superficie en los campos PUMA del AIATG.²

La metodología para el análisis económico que se presenta en la Figura 5.4, es la que se utiliza para la evaluación económica dentro del Activo Aceite Terciario del Golfo perteneciente a Región Norte (Fuente: *Sistema de Evaluación Económica a Pozos e Intervenciones (SEPIR) V2.0 Mayo 2011.*), la cual consiste y considera principalmente los pasos siguientes:

1. Establecer un objetivo económico basado en los criterios económicos de las empresas.
2. Formular escenarios para el desarrollo del proyecto.
3. Recolectar datos de producción (gasto de gas, gasto de aceite, etc.), datos de operación (presión y temperatura en la cabeza, presión y temperatura en la línea de descarga, presión y temperatura de separación, presión y temperatura en el cabezal de inyección del gas de BN, etc.) y datos económicos (precio del aceite, precio del gas, costos de conversión de los sistemas artificiales a BM y BN, costo de construcción de la Macropera, costo de transporte del aceite en pipas, etc.).
4. Determinar los índices de rentabilidad (VPN, VPI, VPN/VPI, TIR, RBC).

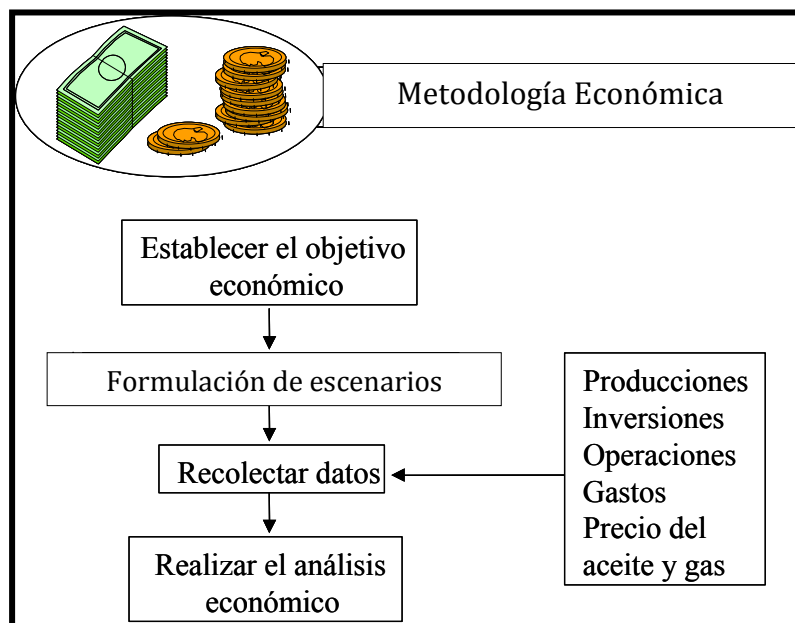


Figura 5.4 Metodología implementada en el AIATG.³
Realizar un análisis de riesgo

La optimización económica de un proyecto envuelve más de un escenario o enfoque alternativo para definir la mejor solución. La comparación del análisis económico de varias opciones facilita la toma de decisión apropiada y maximiza la rentabilidad del proyecto.

Los datos requeridos para el análisis económico generalmente pueden ser clasificados como financieros y técnicos. Dentro de los datos financieros destacan la inversión de capital, gastos de operación, precios, impuestos de explotación y tasa de descuento y/o tasa interna de retorno. Entre los datos técnicos deberá tener la totalidad de los pozos a evaluar, registrados en una base de datos con la siguiente información:

- Nombre del pozo.
- Campo al que pertenece el pozo.
- Actividad física que se evaluará.
- Fecha de inicio de producción.
- Cuota inicial de aceite.
- Cuota inicial de gas*.
- Factor de declinación**.

*en caso de no tener la cuota inicial de gas se deberá tener la Relación Aceite-Gas (RGA), para calcular el pronóstico de producción de gas.

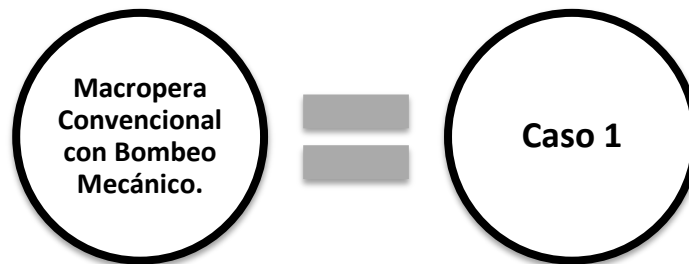
**puede tener más de un factor de declinación mensual que se indica la duración de estos.

5.4 Objetivo Económico.

El objetivo de este análisis económico será conocer entre una Macropera autosustentable y una Macropera convencional, cuál de ellas representa una mayor rentabilidad económica para el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

5.5 Casos de evaluación.

De manera esquemática se presentarán los casos propuestos para el análisis económico en esta tesis. Partiendo de que se cuenta con los costos para la conversión de los pozos fluyentes a un Sistemas de Levantamiento Artificial y la producción que se espera obtener como un Pronóstico de producción, se muestran los siguientes casos:



A) Macropera Convencional con Bombeo Mecánico.

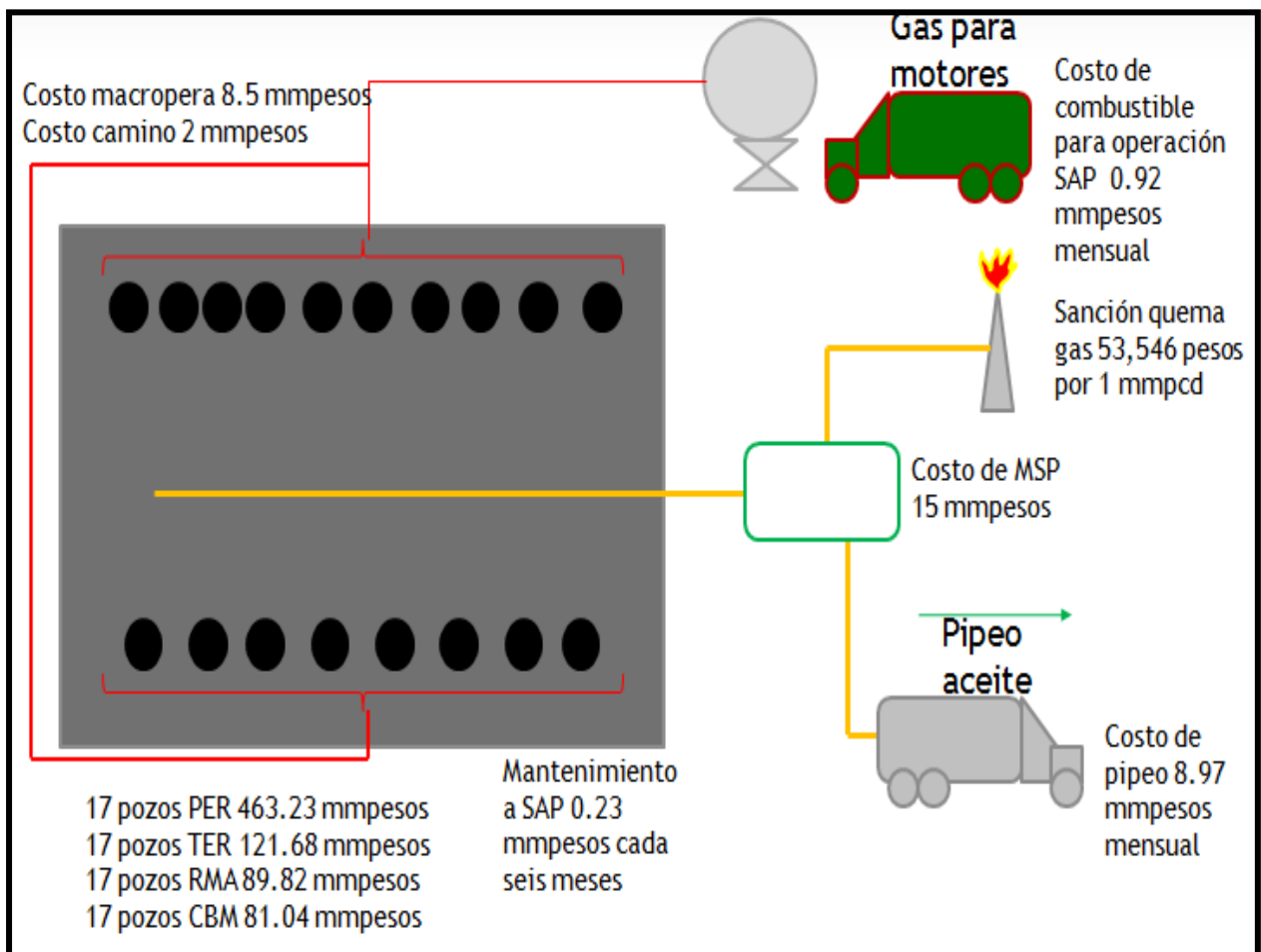
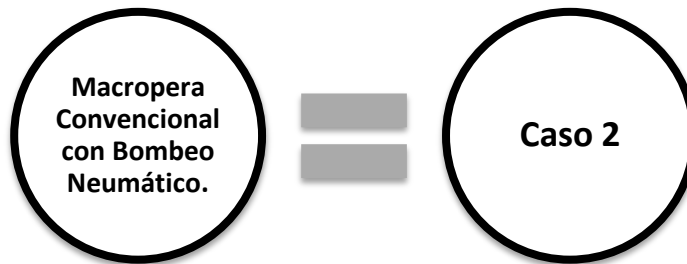


Figura 5.5 Macropera Convencional con Bombeo Mecánico.⁴

De manera esquemática se puede observar en la Figura 5.5 todos los costos contemplados dentro de una Macropera, por mencionar algunos, se consideran 17 pozos Perforados (PER), 17 pozos Terminados (TER), 17 pozos con su respectiva Reparación Mayor. (RMA) y la conversión de los 17 pozos para este caso a Bombeo Mecánico (CBM).



B) Macropera Convencional con Bombeo Neumático.

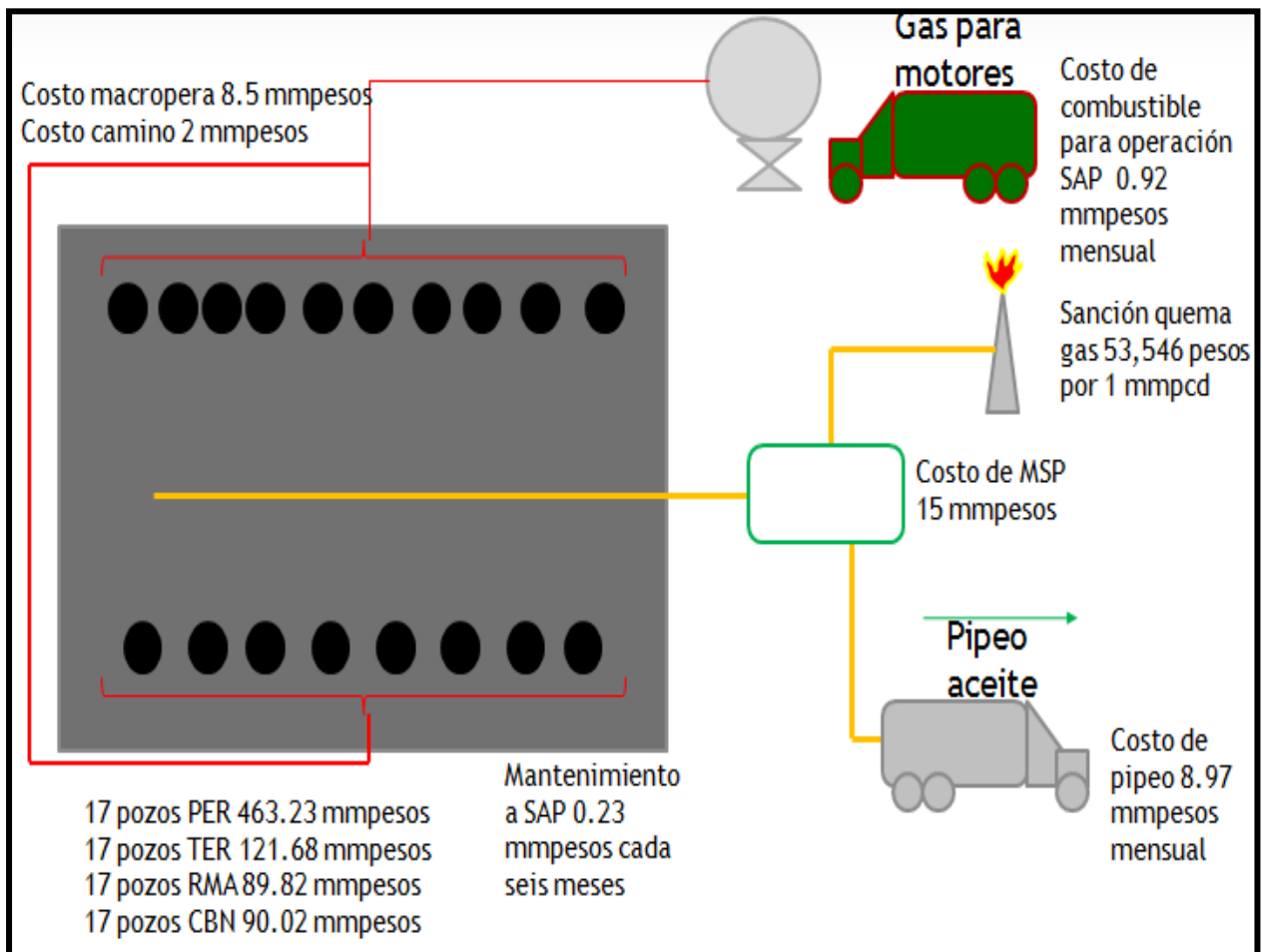
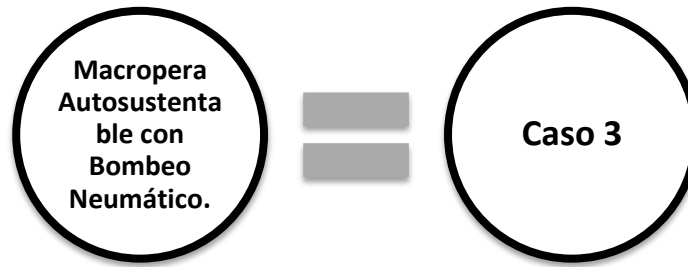


Figura 5.6 Macropera Convencional con Bombeo Neumático. ⁴



c) Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático.

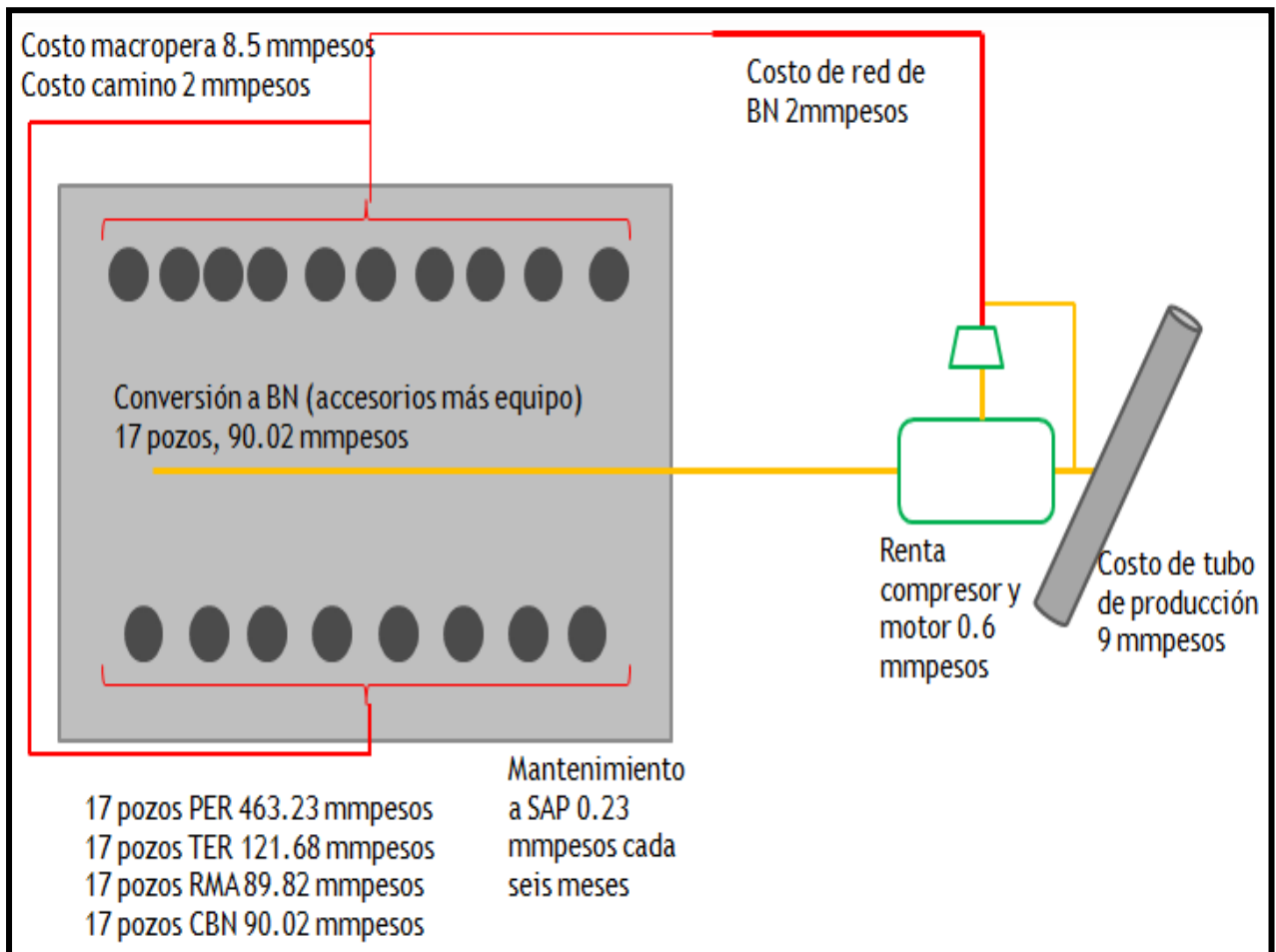


Figura 5.7 Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático. ⁴

El tubo de producción mencionado en la Figura 5.7 se considera el medio de transporte a la salida de una Macropera Autosustentable donde la producción será enviada a un cabezal recolector que integrará la producción de 10 Macroperas con 17-19 pozos perforados en cada una, para posteriormente conectarse a un macroderecho de vía y este enviar la producción de aceite a una CAB y la producción de gas a un CPG. (Ver Capítulo 4).

5.6 Premisas en el Análisis Económico, Datos de Producción.

Se cuenta con las premisas necesarias establecidas actualmente en la Subdirección de Planeación Estratégica de PEP Región Norte (*Fuente: PEMEX, SEEPIR V2.0 Mayo 2011.*) para hacer el cálculo de la evaluación económica, las cuales son las siguientes:

- Precio de Aceite: **96.6 (USD/Barril)**.
- Precio de gas: **4.5 (USD/mpc)**.
- Paridad: **13.8 (pesos/USD)**.
- Factor de operación y mantenimiento (**FOM**): **7.2 (USD/BPCE)**.

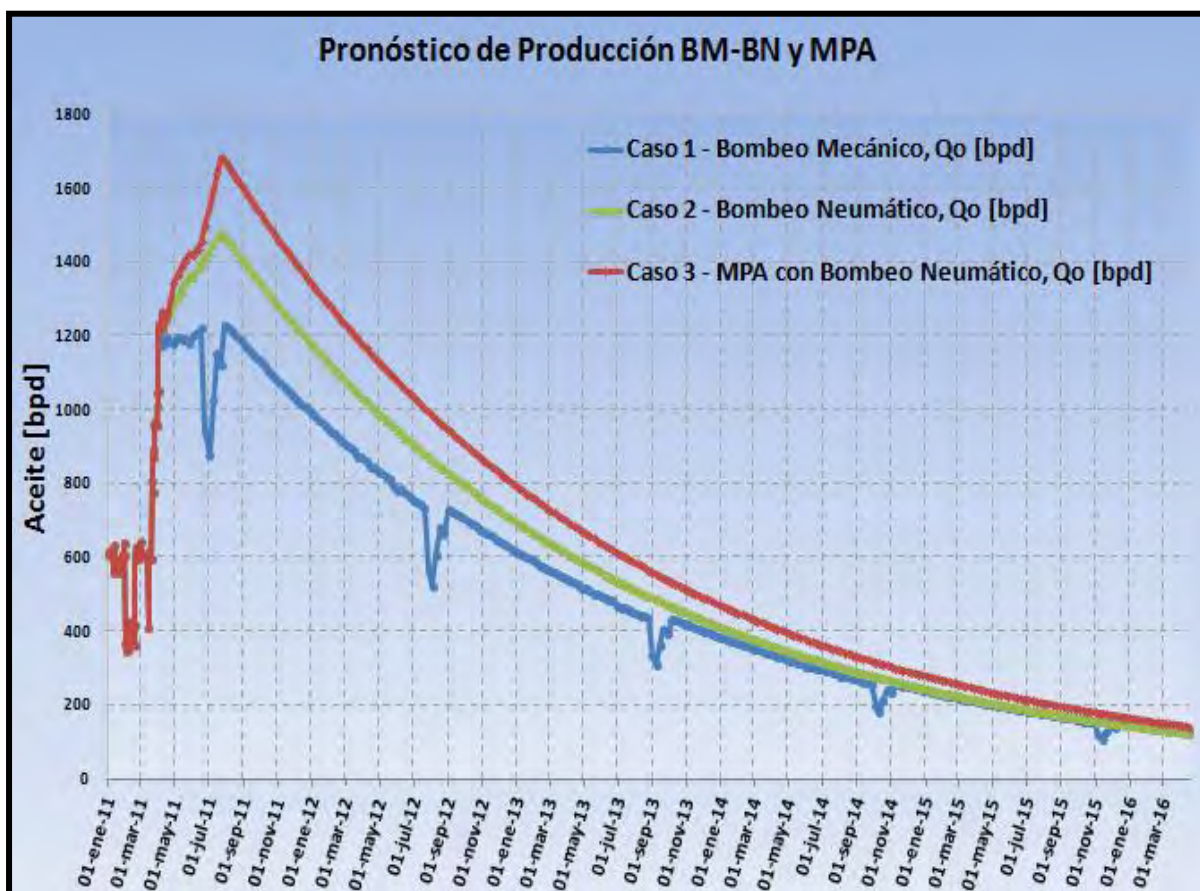
Cada Activo dentro de PEP maneja un Factor de Operación y Mantenimiento (FOM) diferente, derivado a la producción total de aceite, actividades de operación y mantenimiento a realizarse, costo de los servicios de acuerdo a la región y a sus distintas necesidades. Es muy importante tener en cuenta la producción total de aceite por Activo para poder determinar en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (BPCE) cuánto costará extraer un barril de petróleo por todas las actividades contempladas dentro del Activo, tales como: Costo de mantenimiento de los equipos, costo de operación de los equipos, consumo de materiales (electricidad, combustibles), rentas e impuestos, seguros, entre otros.

La suma de los costos de las actividades contempladas para el Activo entre la producción total de aceite del mismo, nos dará el Factor de Operación y Mantenimiento (\$\$/BPCE).

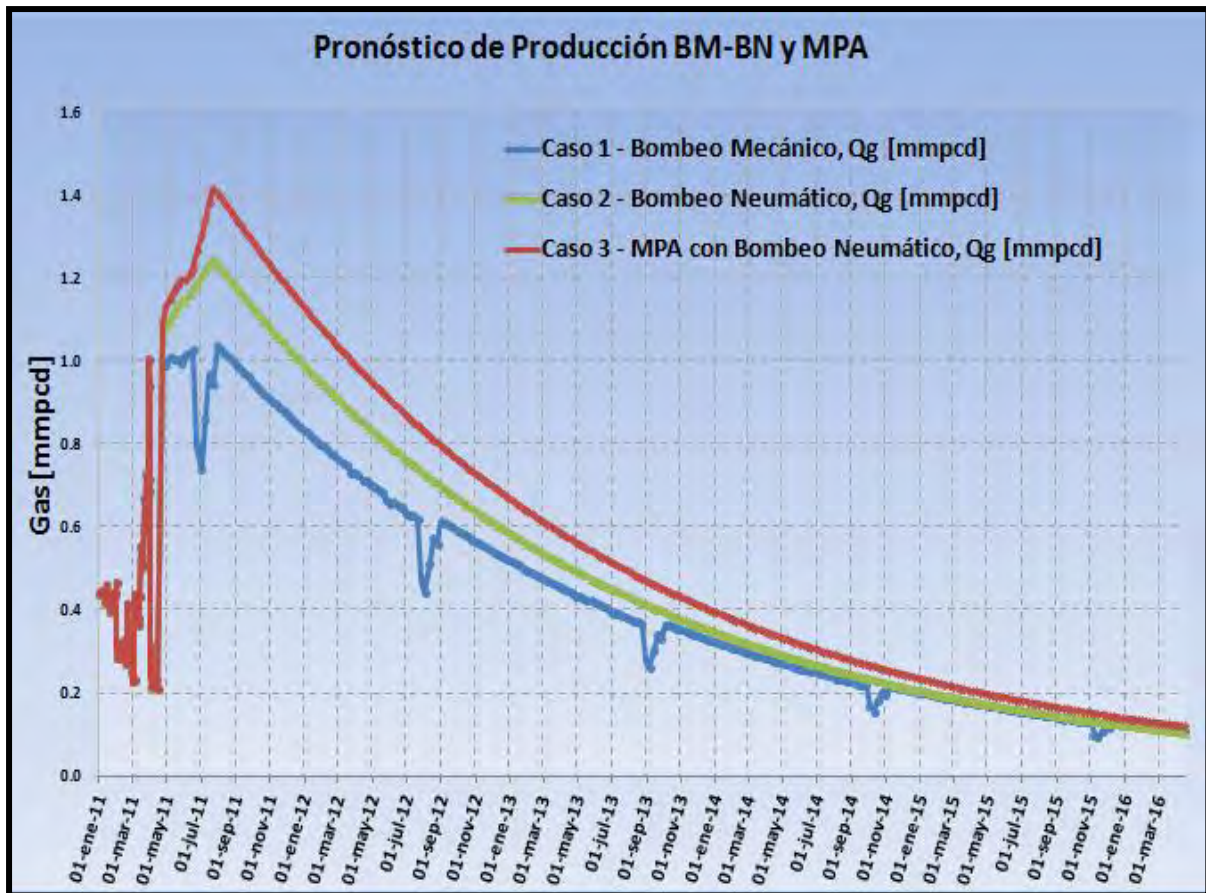
- Factor de crudo equivalente (**BOE**): **5 (mpc/BPCE)**.
- Tasa interés anual: **12%**.
- Tasa de descuento: **0.01% mensual**.
- Periodo de evaluación: **120 meses (10 años)**.

Como parte de la información requerida para poder analizar los tres casos descritos anteriormente, es necesario conocer los pronósticos de producción. Teniendo la totalidad de los pozos junto con sus producciones de aceite y gas se sumarán para tener un pronóstico de producción total, lo cual servirá para hacer la evaluación. Para la construcción de estos pronósticos de producción se consideraron para este caso en particular las siguientes premisas:

- Factor de declinación mensual en el AIATG: 4%
- El análisis se realizó tomando en cuenta 17 pozos de una Macropera.
- Se consideró que a todos los pozos se les realiza conversión a BM, manteniendo su producción anterior después de cada reparación.
- Se consideró que 7 pozos incrementarán 50 BPD y 6 pozos incrementarán 20 BPD después de la conversión a BN, considerando que la P_{iny} (56 kg/cm²) es menor al del concepto de una MPA (70 kg/cm²).
- RGA: 150 m³/m³.
- Escenario a 5 años.



Gráfica 5.1 Pronóstico de producción de aceite considerando los 3 casos de estudio.



Gráfica 5.2 Pronóstico de producción de gas considerando los 3 casos de estudio.

5.7 Índices de rentabilidad.

Actualmente los campos en el AIATG son considerados como campos maduros, los cuales ya cuentan con la infraestructura adecuada para poder llevar a cabo la explotación de sus pozos y operaciones cotidianas, es decir, ya cuentan con pozos perforados, terminados, caminos de acceso, en algunos casos pavimentados o con grava, etc.

En la Figura 5.8 se puede observar como para este análisis se toman en cuenta los costos de inversión asociados a una Macropera desde un tiempo igual a cero ($t=0$), así como también la conversión de los pozos fluyentes a un sistema de levantamiento artificial deseado (BN ó BM), como resultado de esto, la inversión no será tan elevada a diferencia de considerar desde un $t=0$ lo siguiente:

perforación, construcción de caminos de acceso a la Macropera, terminación de pozos, etc, tal como se muestra en la Figura 5.9, que más bien aplicaría para cuando se comience a desarrollar un campo nuevo, lo cual sale del contexto de esta tesis.

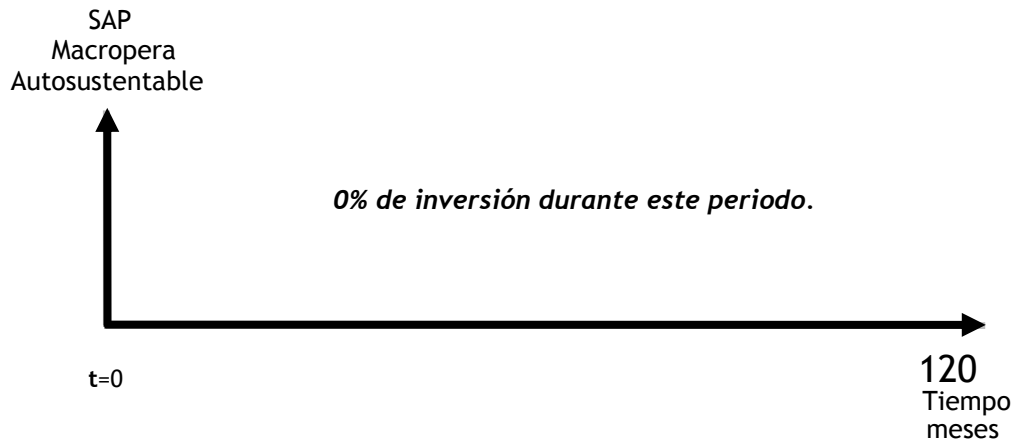


Figura 5.8 Inversión considerada únicamente haciendo el cambio de Sistema Artificial de Producción y contemplando la puesta en operación de una MPA.

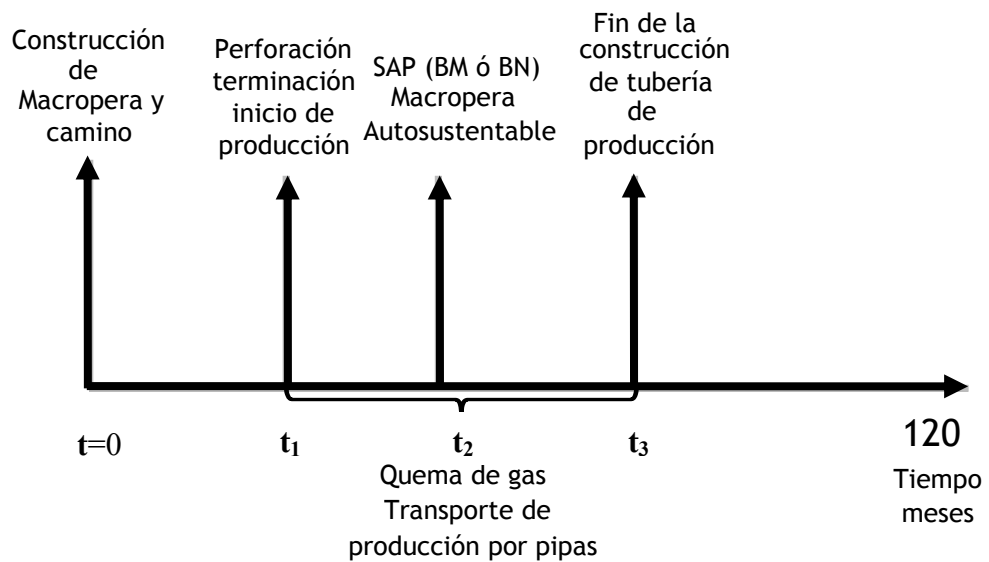
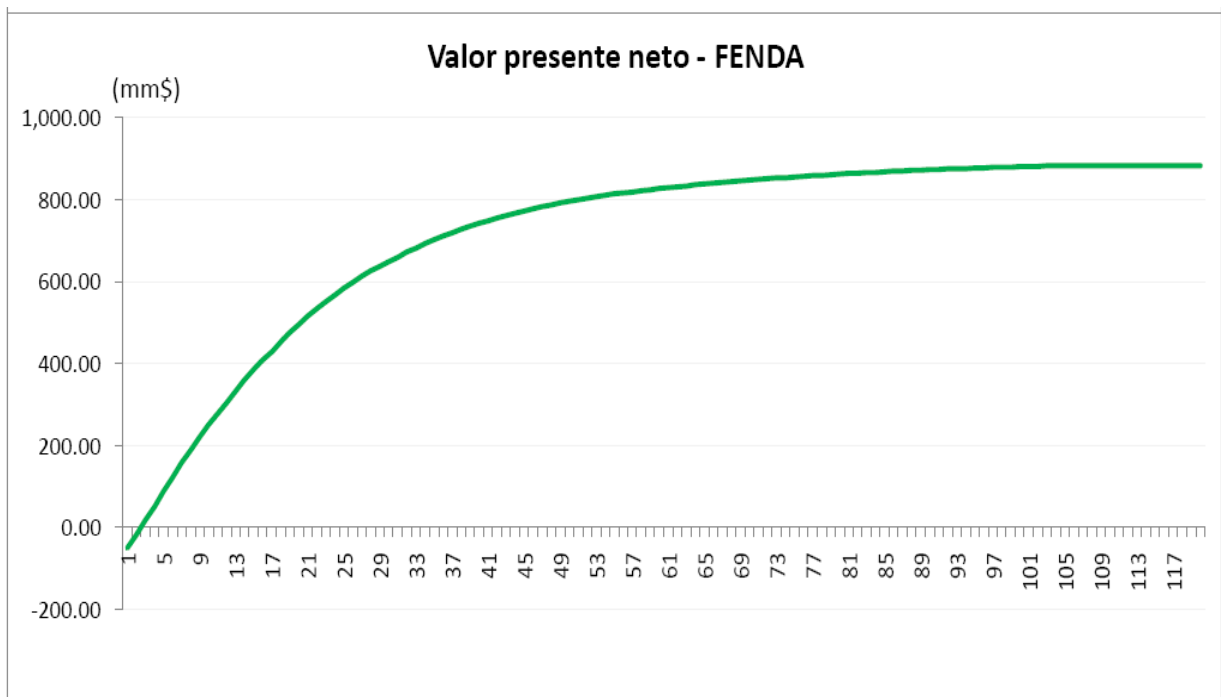
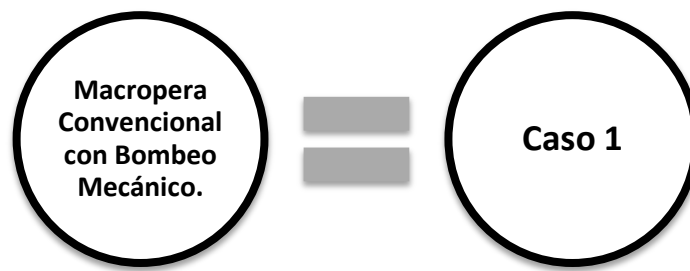


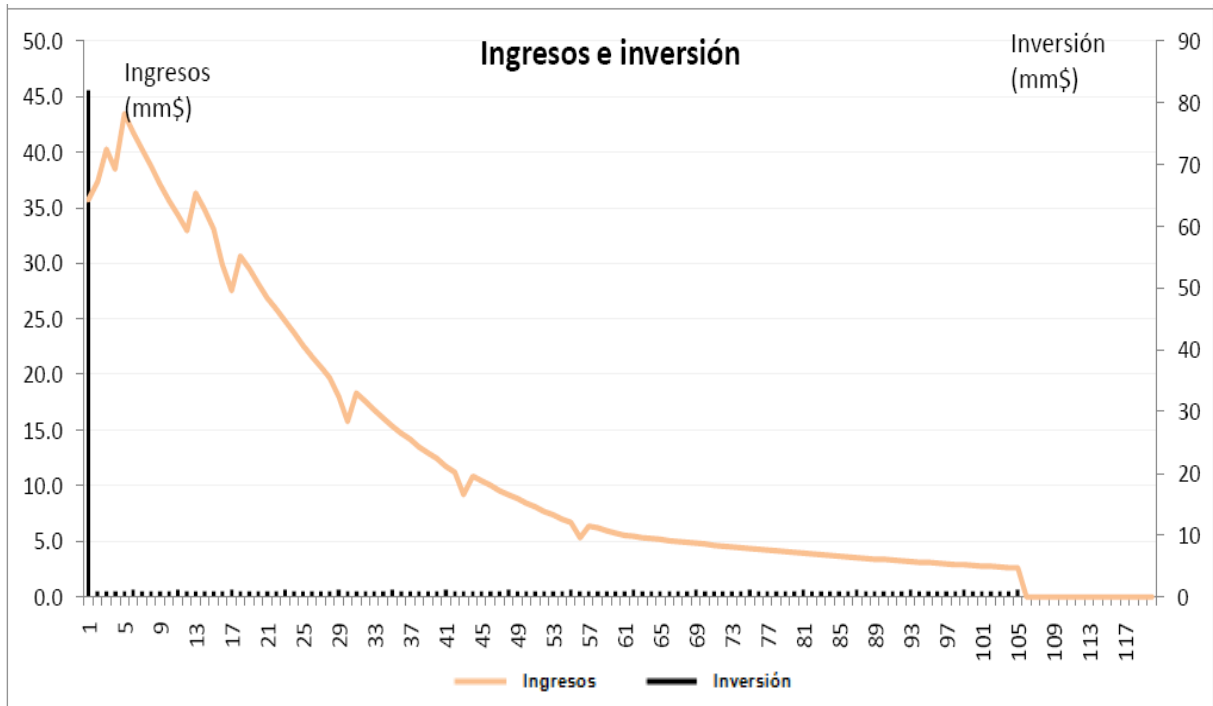
Figura 5.9 Inversión considerada durante todo el proceso de explotación de un nuevo campo.



Gráfica 5.3 VPN de Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1.

Como se mencionaba anteriormente, el periodo de recuperación de la inversión será en muy poco tiempo debido a los bajos egresos, partiendo de que se cuenta únicamente como inversión la conversión de los pozos fluyentes a un Sistema de Levantamiento Artificial y los costos asociados a una Macropera desde un tiempo igual a $t=0$.

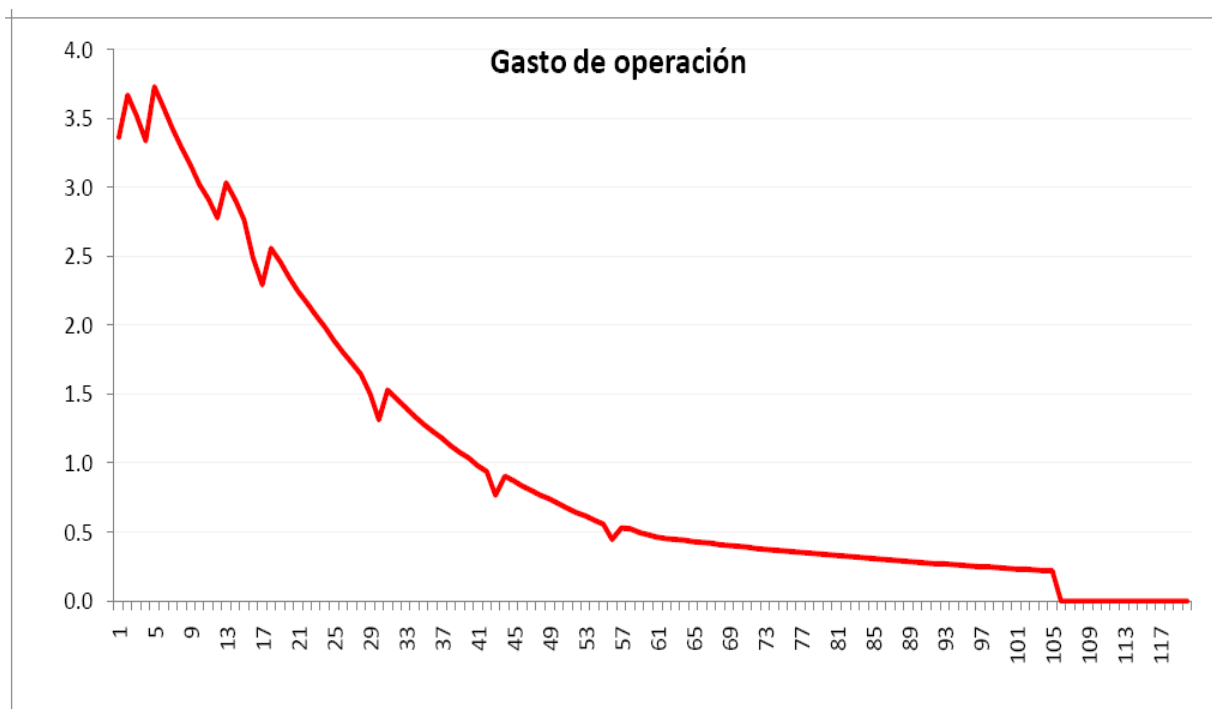
Periodo de recuperación de la inversión de acuerdo a la Gráfica 5.3 = 3 meses.



Gráfica 5.4 Ingresos e inversión para una Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1.

De acuerdo a la gráfica 5.4 para el caso 1, donde se contempla una Macropera Convencional con Bombeo Mecánico se tiene una inversión inicial de alrededor de 81.04 MMpesos, posteriormente al segundo mes se convierte en casi nula, manteniéndose así durante todo el periodo de evaluación.

Los ingresos iniciales andan alrededor de los 35.05 MMpesos, alcanzando un pico en el 5to y 6to mes de casi los 44 MMpesos. Los demás incrementos que se observan durante el periodo de prueba, están ligados al comportamiento del pronóstico de producción obtenido en las gráficas 5.1 y 5.2. Donde se considera que a todos los pozos se les realiza conversión a BM, manteniendo su producción anterior después de cada reparación.

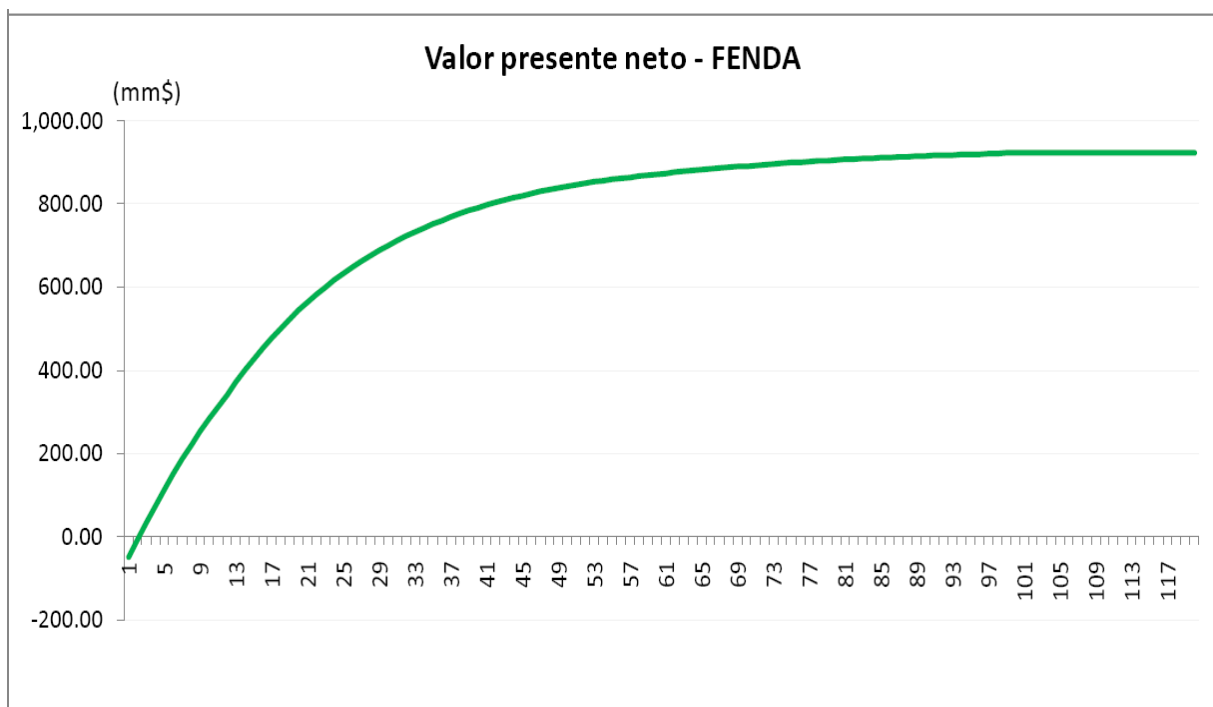
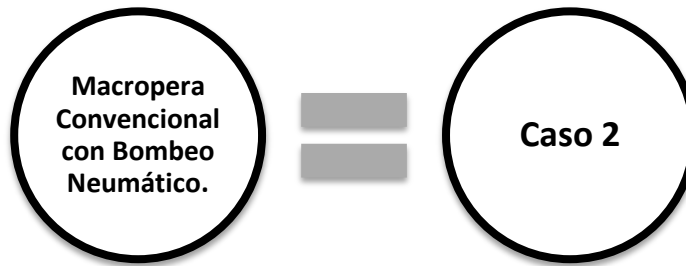


Gráfica 5.5 Gastos de operación para una Macroperera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1.

De acuerdo a la Gráfica 5.5 donde se representan los gastos de operación para una Macroperera Convencional con Bombeo Mecánico, caso 1. El incremento de los gastos se hace de manera paulatina, tomando 2 meses para alcanzar el primer pico y después volver a descender y en alrededor de 10 meses tener otro pico durante el periodo de evaluación. Lo anterior se debe a que en el pronóstico de producción del BM propuesto para este análisis se consideró que a todos los pozos se les realizaría una conversión de fluyentes a BM, manteniendo su producción anterior después de cada reparación. De acuerdo a las gráficas obtenidas anteriormente se cuenta con los siguientes resultados:

Caso 1 Macroperera Convencional con Bombeo Mecánico.	36 meses	60 meses	120 meses
<i>VPN (Mmpesos)</i>	710.99	827.05	883.32
<i>VPI (Mmpesos)</i>	110.42	124.99	145.08
<i>VPN/VPI (\$/\$)</i>	6.44	6.62	6.09
<i>TIR (% Mensual)</i>	0.70	0.70	0.70
<i>RBC (\$/\$)</i>	4.80	4.87	4.67

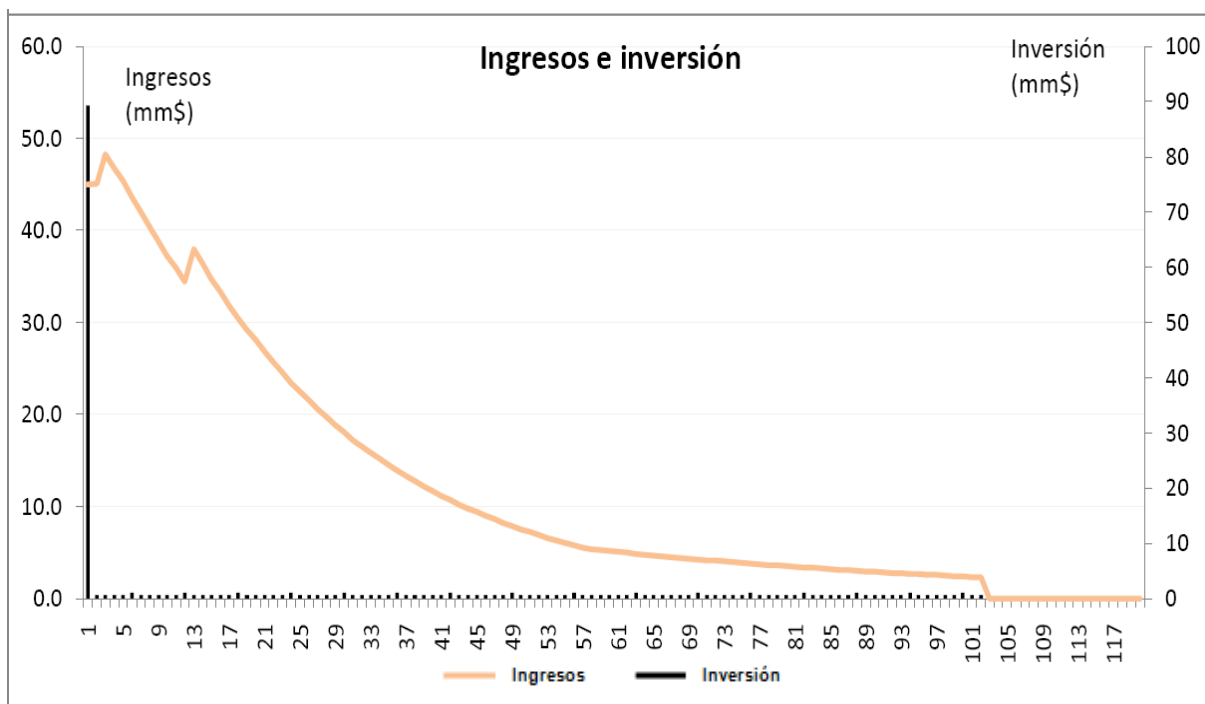
Tabla 5.1 Caso 1 Macroperera Convencional con Bombeo Mecánico.



Gráfica 5.6 VPN de Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2.

En la gráfica 5.6 se puede observar un comportamiento similar al mostrado en la gráfica 5.3 derivado nuevamente al mismo punto mencionado ya en repetidas ocasiones, el periodo de recuperación de la inversión será en muy poco tiempo debido a los bajos egresos, partiendo de que se cuenta únicamente como inversión la conversión de los pozos fluyentes a un Sistemas de Levantamiento Artificial y los costos asociados a una Macropera desde un tiempo igual a $t=0$.

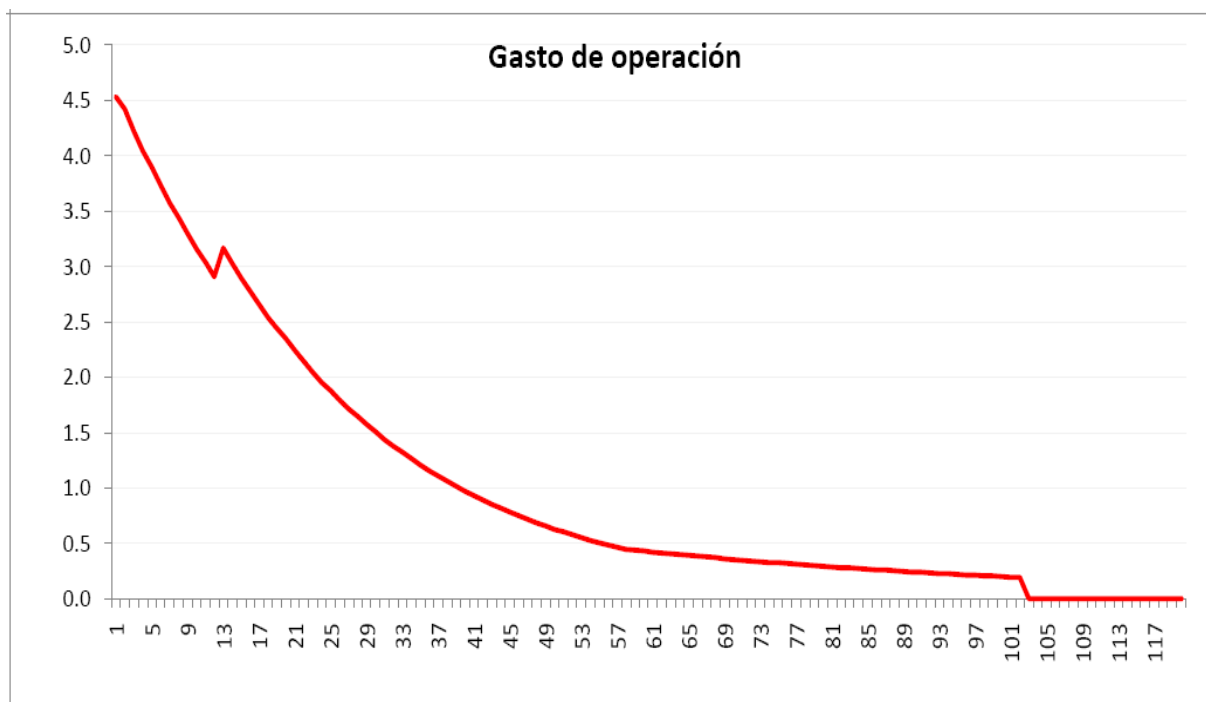
Periodo de recuperación de la inversión de acuerdo a la Gráfica 5.6 = 2 meses.



Gráfica 5.7 Ingresos e inversión para una Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2.

De acuerdo a la gráfica 5.7 para el caso 2, donde se contempla una Macropera Convencional con Bombeo Neumático se tiene una inversión inicial de alrededor de 90.02 MMpesos, posteriormente al segundo mes, tercer mes y así sucesivamente se convierte en casi nula, manteniéndose así durante todo el periodo de evaluación.

Los ingresos iniciales andan alrededor de los 45 MMpesos, alcanzando un pico en el 3er mes de casi los 49 MMpesos. El segundo pico se debe al incremento del precio del aceite durante el periodo del mes 13 (de 95.38 a 97.11 dls/barril). Todo este comportamiento está muy ligado y es muy sensible al comportamiento del pronóstico de producción obtenido en las gráficas 5.1 y 5.2 y al precio del aceite.

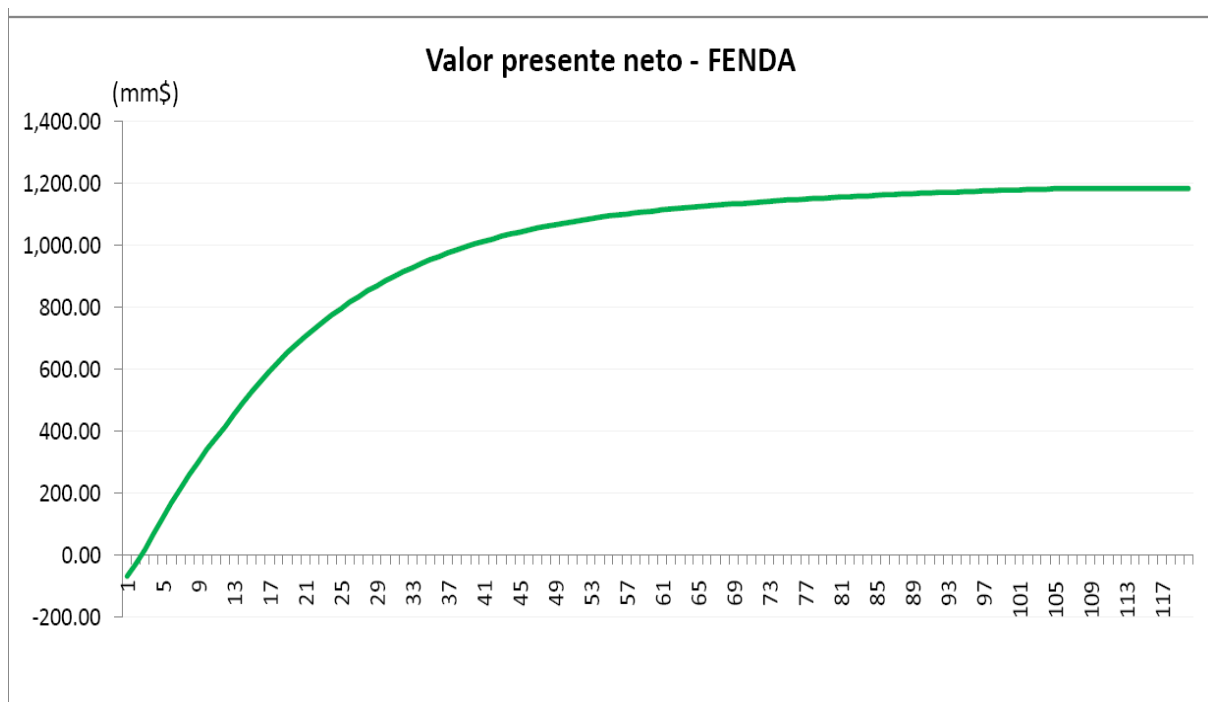
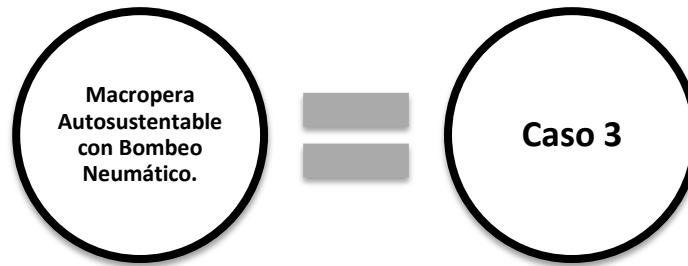


Gráfica 5.8 Gastos de operación para una Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2.

De acuerdo a la Gráfica 5.8 donde se representan los gastos de operación para una Macropera Convencional con Bombeo Neumático, caso 2. El incremento notable durante el periodo del mes 13 se debe al incremento en la paridad peso-dólar (pasa de 12.25 a 13.96), esta fluctuación se logra obtener realizando un pronóstico de paridad que se extiende hasta el final del periodo de evaluación y nos permite prever y contemplar este tipo de situaciones. Este comportamiento en la gráfica está muy ligado y es muy sensible al comportamiento del pronóstico de producción y a la paridad peso-dólar. De acuerdo a las gráficas obtenidas anteriormente se obtienen los siguientes resultados:

Caso 2 Macropera Convencional con Bombeo Neumático.	36 meses	60 meses	120 meses
VPN (Mmpesos)	760.30	871.47	923.61
VPI (Mmpesos)	109.60	119.77	133.27
VPN/VPI (\$/\$)	6.94	7.28	6.93
TIR (% Mensual)	0.84	0.84	0.84
RBC (\$/\$)	4.98	5.10	4.98

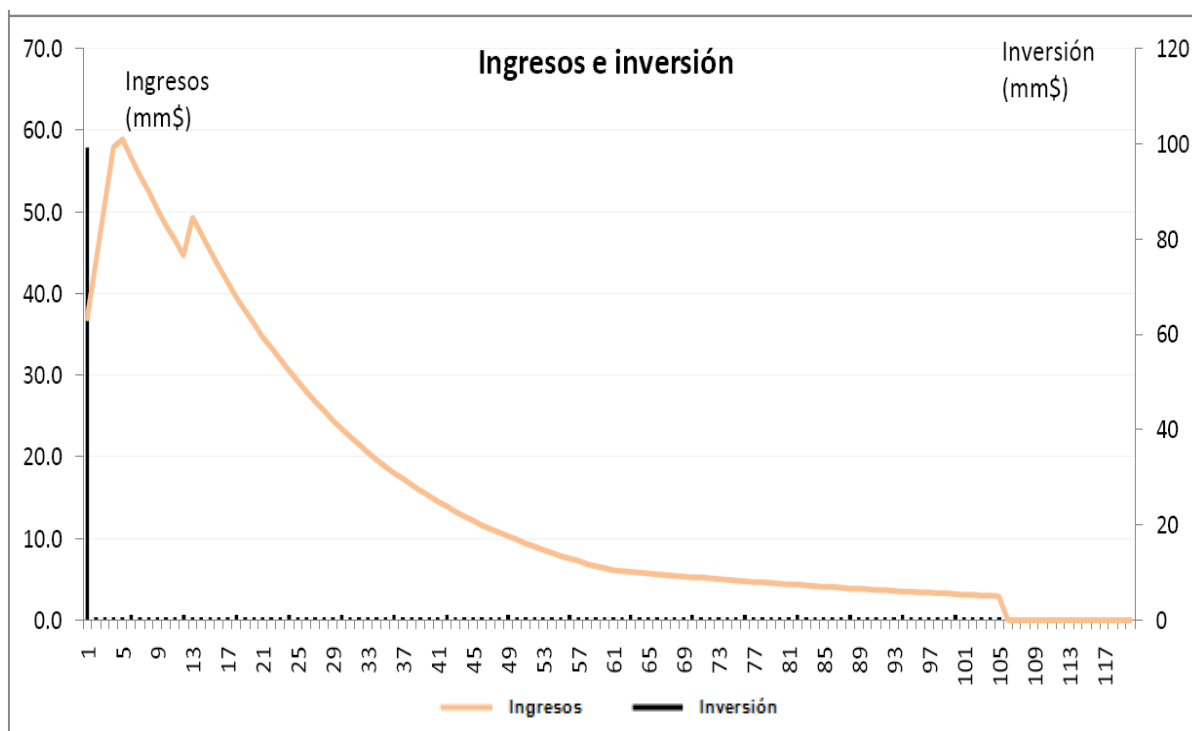
Tabla 5.2 Caso 2 Macropera Convencional con Bombeo Neumático.



Gráfica 5.9 VPN de Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3.

En la gráfica 5.9 se puede observar un comportamiento similar al mostrado en las gráficas de VPN 5.3 y 5.6 (caso 1 y caso 2 respectivamente) con la única diferencia de que arroja valores de Valor Presente Neto mucho mayores sobrepasando los 1000 MMpesos. Más adelante se apreciará en una tabla los resultados arrojados entre cada caso para identificar de manera inmediata cual será más rentable y el que mejor le convenga al proyecto.

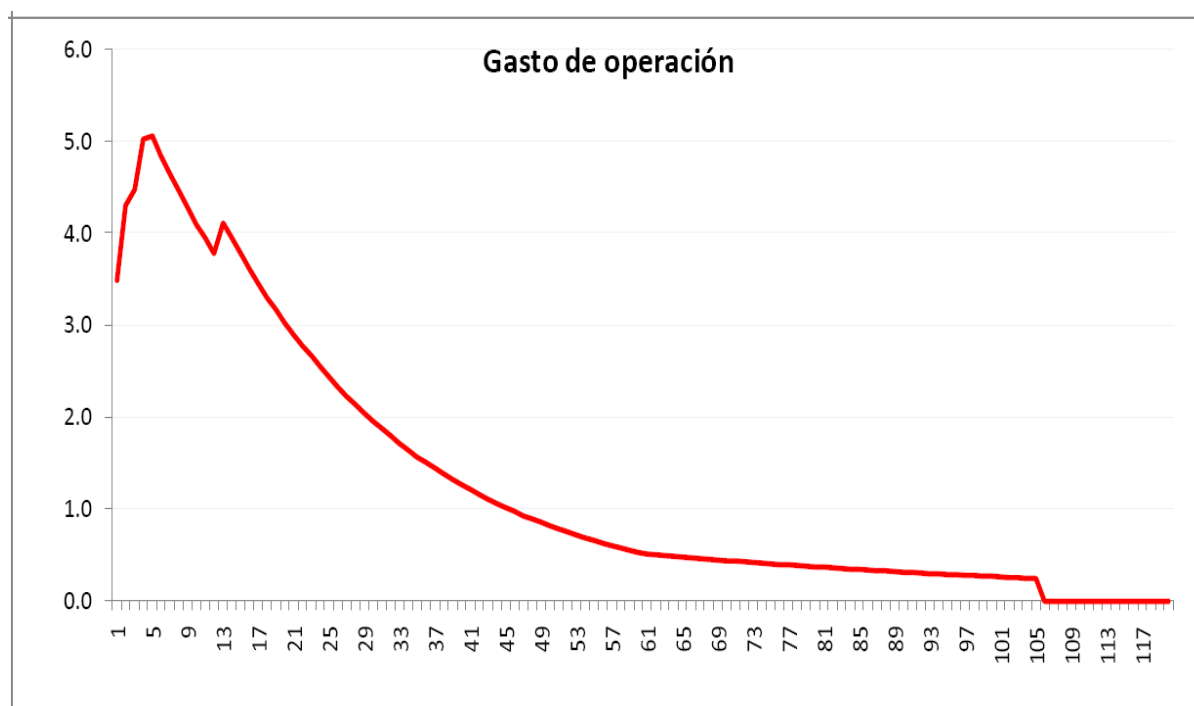
Periodo de recuperación de la inversión de acuerdo a la Gráfica 5.9 = 2 meses.



Gráfica 5.10 Ingresos e inversión para una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3.

De acuerdo a la gráfica 5.10 para el caso 3, donde se contempla una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático se tiene una inversión inicial de alrededor de 90.02 MMpesos, posteriormente al segundo mes, tercer mes y así sucesivamente se convierte en casi nula, manteniéndose así durante todo el periodo de evaluación.

Los ingresos iniciales andan alrededor de los 38 MMpesos, alcanzando un pico en el 5to mes de casi los 60 MMpesos. El segundo pico se debe al incremento del precio del aceite durante el periodo del mes 13 (de 95.38 a 97.11 dls/barril). Todo este comportamiento está muy ligado y es muy sensible al comportamiento del pronóstico de producción obtenido en las gráficas 5.1 y 5.2 y al precio del aceite.



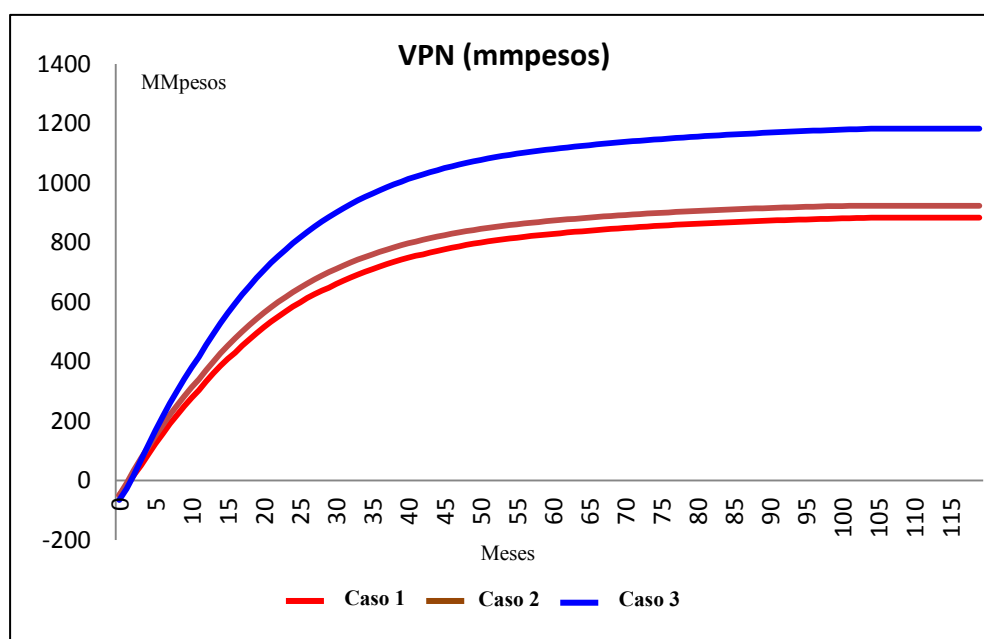
Gráfica 5.11 Gastos de operación para una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3.

De acuerdo a la Gráfica 5.11 donde se representan los gastos de operación para una Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, caso 3. El incremento notable durante el periodo del mes 13 se debe al incremento en la paridad peso-dólar (pasa de 12.25 a 13.96), esta fluctuación se logra obtener realizando un pronóstico de paridad que se extiende hasta el final del periodo de evaluación y nos permite prever y contemplar este tipo de situaciones. Este comportamiento en la gráfica está muy ligado y es muy sensible al comportamiento del pronóstico de producción y a la paridad peso-dólar. De acuerdo a las gráficas obtenidas anteriormente se obtienen los siguientes resultados:

Caso 3 Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático.	36 meses	60 meses	120 meses
VPN (Mmpesos)	964.62	1111.60	1182.72
VPI (Mmpesos)	119.54	129.71	143.89
VPN/VPI (\$/\$)	8.07	8.67	8.22
TIR (% Mensual)	0.68	0.68	0.68
RBC (\$/\$)	5.38	5.54	5.43

Tabla 5.3 Caso 3 Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático.

Ahora bien, sabiendo que el Valor Presente Neto es uno de los criterios económicos más utilizados para saber si es aceptable o no un proyecto, se tomará en esta tesis como el parámetro que definirá cual de los tres casos es la mejor opción. Se considerarán los resultados de los VPN arrojados en las gráficas 5.3, 5.6 y 5.9 en una sola gráfica para poder observar sus diferencias entre si, tal y como se muestra a continuación.



Gráfica 5.12 Resultados del Valor Presente Neto: Caso 1, Caso 2 y Caso 3.

Como se puede observar se imprimen las tres curvas obtenidas de los diferentes VPN para cada caso en una misma gráfica y claramente se nota como la curva de color azul correspondiente al Caso 3 (MPA) es mucho mayor que las demás curvas café y roja correspondiente al Caso 2 (MP con BN) y Caso 1 (MP con BM) respectivamente. En los tres Casos se mantiene el mismo periodo de recuperación de 2 a 3 meses, por lo que se puede pensar que los tres son buenos candidatos, pero también se logra apreciar como existe una diferencia entre la curva más cercana al Caso 3 (MPA) de alrededor de 400 MMpesos, confirmando así cual es el proyecto que arroja una mayor rentabilidad en un mismo tiempo de recuperación de la inversión.

De igual forma, ahora se compararán los resultados obtenidos en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 para reafirmar los resultados obtenidos en la gráfica anterior 5.12. El tiempo propuesto de evaluación es de 120 meses, más sin embargo se obtuvieron tiempos intermedios al periodo antes mencionado para ver su comportamiento a 36 y 60 meses.

Indicadores @ 36 meses	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VPN (Mmpesos)	710.99	760.30	964.62
VPI (Mmpesos)	110.42	109.60	119.54
VPN/VPI (\$/\$)	6.44	6.94	8.07
TIR (% Mensual)	0.70	0.84	0.68
RBC (\$/\$)	4.80	4.98	5.38

Tabla 5.4 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 36 meses.

Como se puede observar en la tabla 5.4 se presentan los principales indicadores económicos para los tres diferentes casos propuestos en esta tesis. Es claro que para el VPN el mejor obtenido es el del Caso 3 (MPA) arrojando ganancias de 964.62 MMpesos, el segundo mejor VPN arrojado es el del Caso 2 (MP con BN) obteniendo un valor de 760.30 MMpesos. De la misma manera se tiene que para el VPI, VPN/VPI, RBC el que mejores resultados obtiene es el Caso 3, todo esto contemplándose en un periodo de estudio de 3 años (36 meses).

Indicadores @ 60 meses	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VPN (Mmpesos)	827.05	871.47	1111.60
VPI (Mmpesos)	124.99	119.77	129.71
VPN/VPI (\$/\$)	6.62	7.28	8.67
TIR (% Mensual)	0.70	0.84	0.68
RBC (\$/\$)	4.87	5.10	5.54

Tabla 5.5 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 60 meses.

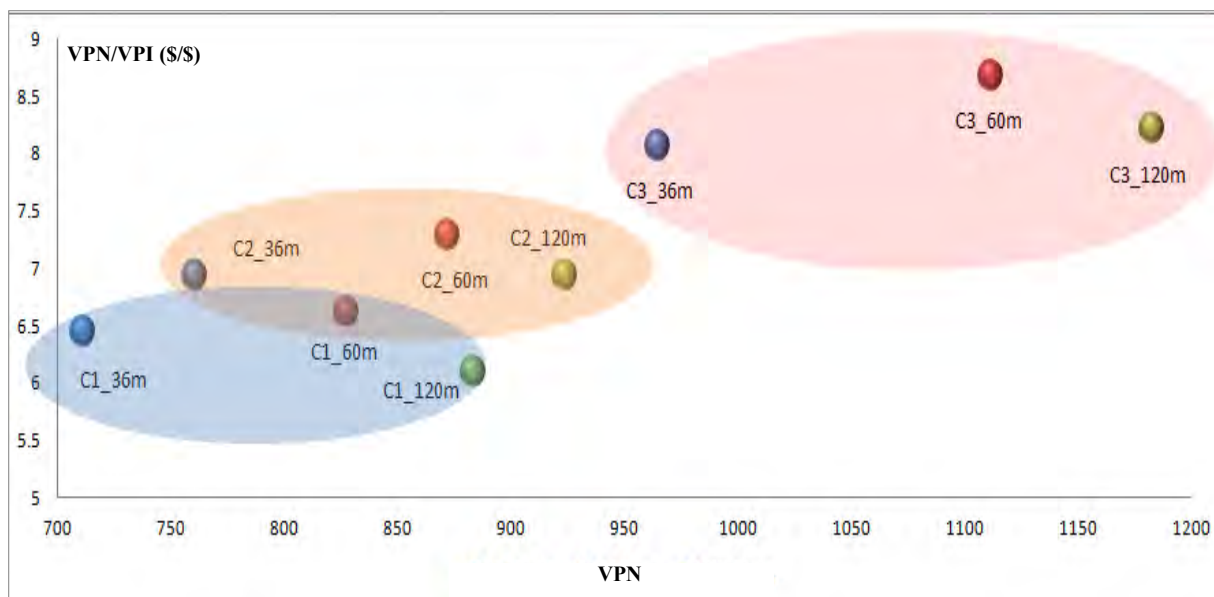
En la tabla 5.5 se presentan los principales indicadores económicos para los tres diferentes casos propuestos en esta tesis. El mejor VPN obtenido es el del Caso 3 (MPA) arrojando ganancias de 1111.60 MMpesos, el segundo mejor VPN arrojado es el del Caso 2 (MP con BN) obteniendo un valor de 871.47 MMpesos. De la misma manera se tiene que para el VPI, VPN/VPI, RBC el que mejores resultados obtiene es el Caso 3, todo esto contemplándose en un periodo de estudio de 5 años (60 meses).

Indicadores @ 120 meses	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VPN (Mmpesos)	883.32	923.61	1182.72
VPI (Mmpesos)	145.08	133.27	143.89
VPN/VPI (\$/\$)	6.09	6.93	8.22
TIR (% Mensual)	0.70	0.84	0.68
RBC (\$/\$)	4.67	4.98	5.43

Tabla 5.6 Resultados de VPN Caso 1, Caso 2 y Caso 3 por un periodo de 120 meses.

Tal y como se muestra en la tabla 5.6 se presentan los principales indicadores económicos para los tres diferentes casos propuestos en esta tesis. Es claro que para el VPN el mejor obtenido es el del Caso 3 (MPA) arrojando ganancias de 1182.72 MMpesos, el segundo mejor VPN arrojado es el del Caso 2 (MP con BN) obteniendo un valor de 923.61 MMpesos. De la misma manera se tiene que para el VPI, VPN/VPI, RBC el que mejores resultados obtiene es el Caso 3, todo esto contemplándose en un periodo de estudio de 10 años (120 meses).

De acuerdo a las tablas 5.4, 5.5 y 5.6, podemos observar como conforme se va incrementando el tiempo de estudio de 36 a 60 meses y de 60 a 120 meses, se van obteniendo valores de VPN mucho más rentables debido al tiempo de recuperación que se le va dando entre cada periodo de estudio.



Gráfica 5.13 Resultados del VPN/VPI Vs VPN: Caso 1 (C1), Caso 2 (C2) y Caso 3 (C3).

En la Gráfica 5.13, se compara el comportamiento del Valor Presente Neto (VPN) Vs Eficiencia de la Inversión (VNP/VPI) para los casos anteriormente planteados. Como se observa, el que arroja una mayor ganancia para diferentes periodos de tiempo es la elipse de la parte superior derecha, es decir el Caso 3: Macropera Autosustentable con Bombeo Neumático, alcanzando una Eficiencia de Inversión de alrededor de 8.3 (\$/\$) y un VPN de 1800 a 1900 MMpesos, seguido de la elipse de la parte de en medio, Caso 2: Macropera Convencional con Bombeo Neumático con una Eficiencia de Inversión de 7.3 (\$/\$) y un VPN de 920 a 930 MMpesos. Finalmente como última opción se contempla el Caso 3, elipse inferior izquierda: Macropera Convencional con Bombeo Mecánico, arrojando resultados de Eficiencia de Inversión de 6.7 (\$/\$) contra un VPN de 870 a 880 MMpesos.

De todos los resultados observados se puede concluir que el proyecto de las Macroperas Autosustentables es totalmente rentable para cualquier alternativa de evaluación, la que proporciona mejores indicadores económicos es el del Caso 3 (Macropera Autosustentable con BN) seguido del Caso 2 (Macropera Convencional con Sistema Artificial de Bombeo Neumático) y por último el Caso 1 (Macropera Convencional con Sistema Artificial de Bombeo Mecánico).

REFERENCIA DE FIGURAS, TABLAS Y GRAFICAS.

1. **Apuntes de Evaluación de Proyectos**, Capítulo 3, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2008.
2. Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEMEX documento interno, 2010. "**Situación actual del manejo de la producción en superficie en los campos de AIATG.**".
3. **Peregrino Chávez, Nancy**, Tesis, UNAM. "**Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo**", 2005.
4. Proyecto Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEMEX documento interno, 2010. "**Propuesta para el manejo de la producción en superficie en los campos del AIATG.**".

BIBLIOGRAFÍA.

18. Peregrino Chávez, Nancy, Tesis, UNAM. "*Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo*", 2005.
19. Hegel Rey, Raúl Maruri Carballo, Ariosto Edgar Roblero, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEMEX documento interno, Poza Rica, Ver. 2011.
20. Enlace operativo del Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX 2011.
21. Base de Datos COPIE, Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX. Mayo 2011.
22. Centro de interpretación y visualización del subsuelo, Equipo de Macroperas Autosustentables. "Ing. Amado Govera S", Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica, Ver. PEMEX 2011.

CONCLUSIONES.

- ❖ Se incrementó la producción de aceite de 650 bpd a 1000 bpd (54 %) en la Macropera PUMA 624 y en la Macropera PUMA 1365 la producción de aceite se incremento de 600 bpd a 1400 bpd (133%), con 4 y 3 pozos convertidos a BN en cada Macropera respectivamente.
- ❖ Se aprovechó el gas producido en las Macroperas convertidas a MPA para el sistema de inyección del BN, debido a que se trabajó bajo la filosofía del Bombeo Neumático Autoabastecido que consiste en re-utilizar el mismo gas producido por el yacimiento, con medición y monitoreo remoto.
- ❖ Debido a lo mencionado en la conclusión anterior, ya no fue requerido un anillo de BN convencional para suministrar el gas de inyección para el Sistema de Bombeo Neumático, eliminando así los riesgos de trasportar gas a alta presión a través de núcleos poblacionales o cruces de caminos vecinales.
- ❖ Al aprovechar todo el gas producido por los pozos de las MPA, se eliminó la emisión de contaminantes al medio ambiente, manteniendo apagados los quemadores dentro de las Macroperas convertidas.
- ❖ Se eliminó el uso del transporte de crudo en pipas, ya que con la construcción de oleoductos y el empleo de bombas de desplazamiento positivo dentro de las MPA, el crudo es enviado a las baterías de separación establecidas.
- ❖ La operación de una Macropera Autosustentable es rentable, debido a que los resultados observados en las alternativas analizadas, la que proporciona mejores indicadores económicos (más rentable) es el del Caso 3 (Macropera Autosustentable), seguido del Caso 2 (Macropera Convencional con Sistema Artificial de Bombeo Neumático) y por último el Caso 1 (Macropera Convencional con Sistema Artificial de Bombeo Mecánico).

- ❖ Se eliminan baterías y estaciones de compresión de capacidad fija y, en muchos de los casos, sobradas, debido a la implementación de los paquetes modulares, los cuales crecerán o disminuirán de acuerdo a los volúmenes de fluidos producidos por los pozos de una MPA. Cuando estos equipos modulares estén sobrados o faltantes de capacidad, se podrán mover y hacer los ajustes necesarios con equipos modulares de otras instalaciones, para adecuar la capacidad de fluidos producidos de una MPA.
- ❖ Baja contrapresión en los pozos (2 a 3 Kg/cm²) debido a que en una MPA, se cuenta con equipo de compresión y de bombeo que ayudan a los fluidos producidos por los pozos a vencer las contrapresiones que se tienen hasta las baterías de separación instaladas.
- ❖ Se cuida el medio ambiente al tener reforestación de árboles y vegetación típica regional en la periferia de la Macropera Autosustentable.

RECOMENDACIONES.

- ❖ Las Macroperas a convertir a la filosofía de Macroperas Autosustentables, en todos los casos deberán contar con un gasto mínimo de gas de 0.5 MMpcd, para que opere una MPA.
- ❖ Se deberá probar con otro tipo de Sistemas Artificiales de Producción diferentes al Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, sin perder de vista el concepto Autosustentable, para aprovechar las ventajas de operación que nos pueden proporcionar otros sistemas.
- ❖ Darle seguimiento detallado a los indicadores económicos conforme al desarrollo y evolución en la operación de una MPA, con el propósito de que dichos indicadores sigan siendo rentables.
- ❖ El proyecto de Macroperas Autosustentables no es aplicable únicamente en el AIATG, sino también en todos los demás Activos Integrales de PEMEX, siempre y cuando se cumpla con los requisitos mínimos, para poder obtener resultados satisfactorios, apoyándose en un programa de trabajo para cumplir los objetivos en tiempo y forma. Esta recomendación también incluye plataformas marinas donde las condiciones sean favorables para que el sistema sea rentable (Q_o , Q_g).
- ❖ La presión de descarga de los compresores para los campos del AIATG, no debe ser menor de 1000 psi, para operar en condiciones óptimas de diseño (Volúmenes de gas, número de válvulas de BN, profundidad de punto de inyección, etc.) el sistema de Bombeo Neumático Continuo o Intermitente.
- ❖ El diámetro de la tubería de descarga de gas de los separadores a la succión del motocompresor, por lo menos debe ser de 6 pulgadas y con una longitud de 65 metros, con el propósito de que dichas tuberías sirva como acumulador y mantenga el flujo constante en la succión del compresor.

- ❖ Considerar un estudio de análisis de riesgo, con el propósito de profundizar más en el análisis económico y así disminuir posibles fracasos en la implementación de la filosofía de las MPA.

- ❖ Establecer sistemas de monitoreo y control de los parámetros operativos (volúmenes de gas inyectados, gasto de gas, gasto de aceite, presión de descarga y de succión de la bomba, presiones de succión y descarga de los motocompresores, presión y temperatura de operación de los separadores, etc.) importantes en la implementación de una MPA.