



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“BOMBEO MULTIFÁSICO, UNA ALTERNATIVA A LA
SEPARACIÓN, BOMBEO Y COMPRESIÓN CONVENCIONALES EN
CAMPOS DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL
GOLFO”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA

ANA PAULINA DÍAZ GONZÁLEZ

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



Abril de 2010



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

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería.

A mi mamá Patricia González Mendoza por ser tan linda persona, enseñarme tantas cosas, educarme bien, demostrarme que querer es poder y que no existen imposibles, ayudarme siempre en momentos complicados, por haberme dado una hermana increíble. Gracias por todo ma.

A mi papá Jesús Díaz Hernández por quererme y consentirme tanto, apoyarme siempre, ayudarme a cumplir esta meta y a muchas cosas más.

A Erika Díaz por ser la mejor hermana y amiga, por estar siempre conmigo y cuidarme, por apoyarme en situaciones difíciles y disfrutar de tantos momentos juntas. Por corregirme, escucharme, guiarme. Por compartir todo y ser un ejemplo. Te quiero mucho hermanita.

A la familia González Mendoza:

A mis abuelitos: Beto y Meche por ser tan lindos y por su cariño.

A mis primos: Dulce, Fabi, Janis, Adrián, Abraham, Karem y Karla por ser inteligentes, listos, guapos y audaces, los mejores.

A mis tíos: Adriana, Hilda, Alejandra, Beto y Alfredo por estar siempre al pendiente de nosotras, apoyarme y aconsejarme.

A Princess por regalarme tantos momentos divertidos y ser la mejor y más hermosa mascota que alguien pueda tener.

A mis amigos: Fabián Montalvo, Miguel Juarez, Abraham Pedraza, Adriana Díaz, Sofía Herradora, Cony Herradora, Jorge Núñez, por estar cuando los necesito, hacerme sonreír, creer en mí y apoyarme. Los quiero mucho.

A Manuel Cabrera, por ser un amigo increíble, quererme, cuidarme, acompañarme y ayudarme siempre, estar cuando y donde lo necesito, confiar en mí, estudiar conmigo, y pasar momentos juntos. Gracias.

A Dulce Torres por ser una persona linda, tierna, comprensiva, divertida, y por su ayuda.

A Jorge Luis Morales De la Mora por su amor, cariño, comprensión y compañía. Por secar mis lágrimas y compartir tantos momentos divertidos y felices. Por ser un apoyo irremplazable y esencial en estos momentos de mi vida. Por tener una familia tan linda. Gracias por eso y mucho más amor.

Al ingeniero José Ángel Gómez Cabrera por dirigir esta tesis y por la gran oportunidad que me dio.

A los profesores sinodales de este trabajo: Tomás Eduardo Pérez García, Felipe de Jesús Lucero Aranda, Manuel Enriquez Poy e Iván Guerrero Sarabia por su tiempo y aportaciones.

A los ingenieros: Alberto Herrera Palomo por su invaluable ayuda y apoyo incondicional; Rigoberto Núñez Solís por creer en mí, darme la oportunidad de trabajar con él, facilitarme la realización de este trabajo y por sus enseñanzas.

A los ingenieros:

José Guadalupe Aranda, Jorge Morales, Leticia De La Mora, Baltasar Mena y Antonio Hernandez Espriú por ser un ejemplo e inspirarme a seguir adelante.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
FLUJO MULTIFÁSICO	5
CAPÍTULO II	
BOMBEO MULTIFÁSICO	11
CAPÍTULO III	
FACTORES CRÍTICOS A CONSIDERAR EN BOMBEO MULTIFÁSICO	24
CAPÍTULO IV	
TECNOLOGÍAS DE BOMBEO MULTIFÁSICO	31
4.1. ANTECEDENTES	31
4.2. CLASIFICACIÓN DE BOMBAS MULTIFÁSICAS	34
CAPÍTULO V	
ESTUDIO DE OPCIONES PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE	54
5.1. OPCIÓN 1: INSTALAR LÍNEAS INDEPENDIENTES DESDE CADA MACROPERA HACIA LOS CENTROS DE PROCESAMIENTO.....	62
5.2. OPCIÓN 2: CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA Y TRANSFERIR EN CONJUNTO A TRAVÉS DE LÍNEA DE PRODUCCIÓN GENERAL COMÚN	74
5.3. OPCIÓN 3: INSTALAR BATERÍAS EN CADA MACROPERA	82
5.4. OPCIÓN 4: CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA INSTALANDO BATERÍA	97
5.5. OPCIÓN 5: INSTALAR BOMBAS MULTIFÁSICAS EN CADA MACROPERA.....	110
5.6. OPCIÓN 6: CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA INSTALANDO BOMBAS MULTIFÁSICAS.....	125
5.7. SISTEMAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA.....	146

CAPÍTULO VI

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE BOMBEO MULTIFÁSICO.....	149
CONCLUSIONES.....	167
RECOMENDACIONES.....	170
REFERENCIAS.....	171

INTRODUCCIÓN

El sector energético forma parte importante en la economía mundial, principalmente la exploración y explotación de hidrocarburos, ya que contribuyen al crecimiento económico y a la competitividad de los países productores.

Tal es el caso de México, que al 2008 produjo 2,792 Mbd de crudo y 6,919 MMpcd de gas natural¹. Ocupa el 17° lugar en reservas probadas de petróleo crudo, el 35° en reservas probadas de gas natural, el 6° en producción de petróleo crudo y el 13° en producción de gas natural².

El proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) es de gran relevancia para el país, ya que representa 39.9% de la reserva total o 3P de hidrocarburos del país, lo que equivale a alrededor de 17mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El proyecto se localiza en la cuenca geológica Tampico-Misantla, al poniente de la plataforma de Tuxpan y cubre un área aproximada de 3,800 kilómetros cuadrados. Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida y su explotación compleja³.

El Paleocanal Chicontepec se localiza en 12 municipios, nueve en el estado de Veracruz y tres en el estado de Puebla, está conformado por una serie de formaciones de areniscas y lutitas alternadas de edad terciaria, en donde algunos horizontes arenosos se encuentran impregnados de aceite y gas, lo que conforman los yacimientos petrolíferos. La roca almacenadora es la arenisca y las rocas trampa son las lutitas, la geología estructural es muy variada ya que existen desde fallas normales hasta pequeños anticlinales y fallas laterales. El mecanismo principal de empuje es gas en

solución. Esta característica hace que los yacimientos declinen muy rápidamente y por consiguiente, se debe tomar en cuenta este aspecto al momento del diseño de las nuevas instalaciones y redes.

El plan de explotación de los campos del AI ATG considera la perforación de más de 20,000 pozos en el periodo 2008 – 2023 (PEMEX), lo cual requiere estrategias de explotación que consideren las características propias de los yacimientos. Uno de los principales retos que se plantea es contar con infraestructura y tecnologías que se adapten a la declinación del campo.

El comportamiento típico de declinación de un pozo del área Agua Fría (AI ATG), es del orden de 6,5% durante los primeros 10 meses de producción para luego tender a estabilizarse en valores de declinación de 2,75% mensual, en los primeros 16 meses de vida productiva se alcanzan valores de abatimiento del orden de aproximadamente 5 % en las macroperas, para luego tender a estabilizarse mediante esfuerzo de reparaciones e implementación y cambios de métodos de sistemas artificiales. Esta declinación se explica debido a que el yacimiento produce primordialmente por empuje de gas en solución⁴.

Este trabajo describirá un estudio comparativo entre el uso de métodos convencionales de separación, compresión de gas y bombeo de aceite crudo versus sistemas de bombeo multifásico realizado en campos del AI ATG, haciendo notar que el bombeo multifásico es una buena alternativa a los métodos convencionales para aumentar la producción, recobro y vida útil de yacimientos, entre otros beneficios.

Entre las ventajas que ofrece el uso del Bombeo multifásico se encuentran las siguientes:

- ◆ Menor y mejor distribución del capital de inversión en el tiempo.
- ◆ Optimización de los costos de operación y mantenimiento.

- ◆ Eliminación de procesos de separación y quema de gas, disminuyendo la complejidad de las operaciones y el impacto ambiental.
- ◆ Funcionamiento seguro y continuo, tanto en operación, como en supervisión local y remota.
- ◆ Diseños adaptados a cada aplicación.
- ◆ Sistema integrado en un patín o base metálica de reubicación.
- ◆ Adaptación a los cambios de producción y flexibilidad operacional.
- ◆ Menor impacto ambiental.
- ◆ Aumento de la producción mediante la reducción de presión del cabezal del pozo.

Las bombas multifásicas logran que la presión en los cabezales de pozo disminuya, aumentando así el diferencial de presión y por lo tanto aumenta la producción. Estas bombas son utilizadas en campos donde la producción tiene las siguientes características:

- ◆ Campos en declinación, para aumentar la producción y la vida del proyecto.
- ◆ Campo Marginales, lejos de instalaciones de producción.
- ◆ Campos costa afuera.
- ◆ Sistemas de transferencia en tuberías.
- ◆ Proyectos en desarrollo.

Estudios realizados en campos petroleros a nivel mundial, han concluido que se pueden alcanzar ahorros significativos en los costos a través de la reducción del equipo convencional. Además, el uso de bombas multifásicas puede incrementar las reservas recuperables, especialmente en ambientes de operación alejados. Una variedad de tecnologías de bombeo multifásico han sido desarrolladas y los dos tipos más

prometedoras, la de doble tornillo y la helicoaxial, se han incorporado dentro de la simulación de flujo multifásico. Las consideraciones especiales que afectan las operaciones de bombeo multifásico incluyen la necesidad de manejar los baches producidos, cuestiones de aseguramiento de flujo y operatividad de la bomba.

Por lo que el propósito de este trabajo fue plantear la alternativa de utilizar Bombeo multifásico como tecnología de reemplazo de complejos sistemas de producción como estaciones de flujo tradicionales, que por su dispersa ubicación en el campo de producción, numerosos equipos de superficie, alta dependencia del factor humano y restricciones de contrapresión que imponen a los pozos, pueden comprometer la rentabilidad de un proyecto en lo que a productividad y costo se refiere.

CAPÍTULO I

FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico se define como el movimiento simultáneo de los gases libres y líquido en las tuberías. El flujo puede ser en cualquier dirección. El gas y el líquido puede existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede fluir como baches con el gas empujándolo. El líquido y el gas también puede fluir paralelos entre sí, u otras combinaciones de patrones de flujo puede estar presente. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (normalmente agua y aceite), y existe también la posibilidad de que los dos líquidos formen emulsiones.

Los problemas de flujo multifásico se pueden dividir en cuatro categorías: Flujo multifásico horizontal, vertical, inclinado y direccional.

En flujo multifásico, las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo, tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, forman varios tipos de patrones de flujo, llamados regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo para cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada (observados por Beggs en sus trabajos experimentales). Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor. En los esquemas mostrados, la dirección del flujo es de izquierda a derecha.

Flujo distribuido tipo Burbuja: El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la

tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.

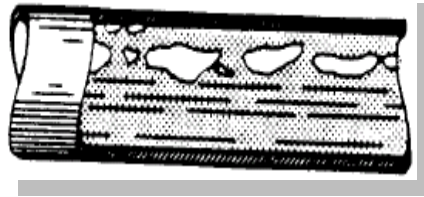


Fig 1.1 Flujo distribuido tipo burbuja

Flujo Intermitente Tipo Tapón: Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.

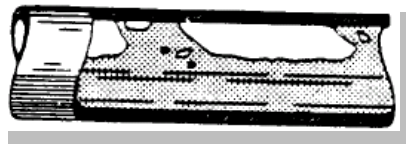


Fig 1.2 Flujo intermitente tipo tapón

Flujo Segregado tipo Estratificado: Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulado. En flujo

descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.



Fig 1.3 Flujo Segregado tipo Estratificado

Flujo Estratificado Ondulado: Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa al aumentar el flujo de vapor. El flujo ondulado puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal.

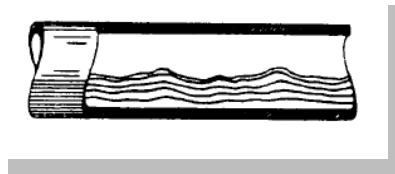


Fig. 1.4 Flujo estratificado ondulado

Flujo Intermitente tipo Bache: Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo bache comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo bache y el

comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. Ya que el flujo tipo bache puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible.



Fig. 1.5 Flujo Intermitente tipo Bache

Flujo Estratificado tipo Anular: El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor – líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.



Fig 1.6 Flujo Estratificado tipo Anular

Flujo Distribuido tipo Niebla: También conocido como flujo tipo rocío, ocurre cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.



Fig. 1.7 Flujo Distribuido tipo Niebla

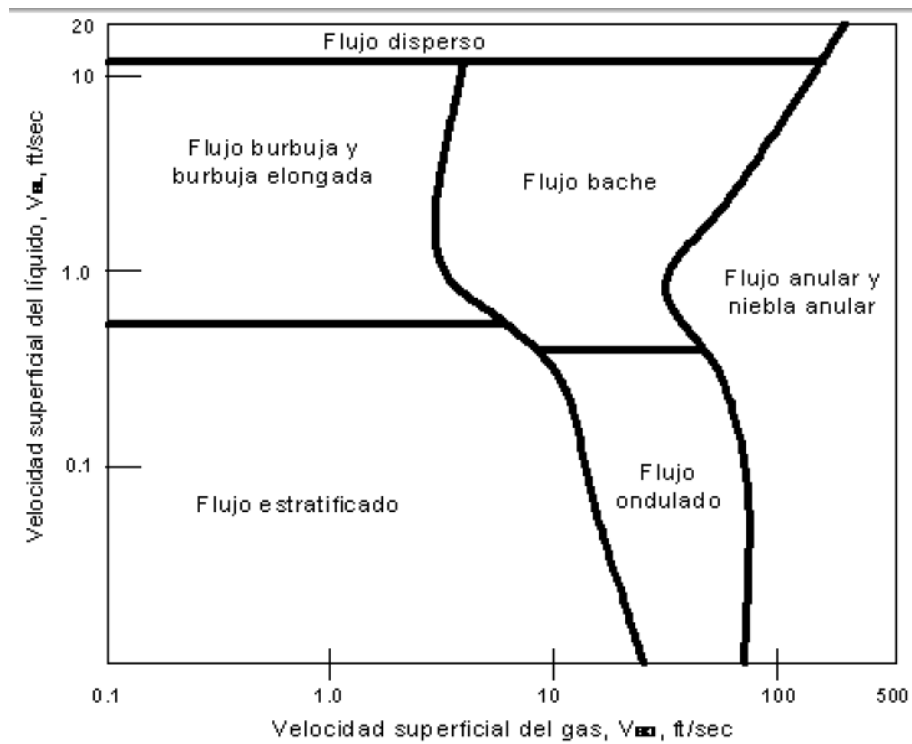
El identificar y clasificar el flujo en patrones de flujo representa darle utilidad a estos, tanto la fracción de volumen de líquido como la caída de presión varían mucho de un patrón a otro.

Para determinar los patrones de flujo se definen mapas bidimensionales, estos son un arreglo que describe las fronteras o transiciones entre los patrones.

Existen dos formas para generar los mapas de patrones de flujo, la experimental y la mecanicista.

Los mapas de patrones de flujo generados de forma experimental se realizan a partir de una gran cantidad de datos experimentales, son totalmente empíricos y limitados a los datos en que se basan. Para considerar efectos de las propiedades de los fluidos y de la inclinación de tubería, se deben utilizar correlaciones adicionales.⁵

A continuación se presenta un mapa de patrones de flujo⁶:

Fig 1.8 Mapa de patrones de flujo⁶

Los mapas mecanicistas se desarrollan partiendo del análisis de mecanismos de transición físicos modelados por medio de ecuaciones, aunque son requeridas también algunas correlaciones empíricas para ajustar el modelo.

CAPÍTULO II

BOMBEO MULTIFÁSICO

El bombeo multifásico es el transporte simultáneo de líquido (hidrocarburo, sal y agua), gas (hidrocarburo, H₂S y CO₂) y sólidos (arenas, hidratos y parafinas), en diferentes combinaciones. Es un medio para añadir energía a un efluente no procesado lo cual permite que una mezcla líquido-gas sea transportada a través de largas distancias sin la necesidad de separación previa⁷. Esto también le permite a los pozos producir a una menor presión en el cabezal del pozo, y por consiguiente:

- ◆ Se aumenta la producción de campos existentes y de pozos débiles.
- ◆ Se incrementa la recuperación primaria.
- ◆ Se puede extender la vida de un campo.
- ◆ Se reducen los costos de desarrollo.

Las mezclas multifásicas que normalmente se producen en los pozos petroleros consisten básicamente de hidrocarburos líquidos, hidrocarburos gaseosos, y una fase acuosa inmisible. Históricamente estos fluidos se han procesado en un sistema de producción multifásica cercano a los pozos. Este arreglo es necesario debido a que la transferencia de esta mezcla multifásica se logra usando la energía del yacimiento, pero en la mayoría de los casos, esta energía no es suficiente para mover los fluidos a lo largo de grandes distancias⁸.

El problema inherente al procesamiento de la mezcla multifásica cerca de los pozos es los altos costos de inversión y operación que se obtienen, tanto en tierra como en instalaciones costa afuera. Una solución a este problema es obtener una bomba que pueda manejar la mezcla multifásica no procesada y transportarla a través de distancias considerables; esta

tarea se logra con la bomba multifásica. Esta bomba es capaz de elevar la presión de los fluidos producidos a través de grandes distancias hasta una estación central de procesamiento, eliminando así la necesidad de construir varias estaciones de procesamiento de menor tamaño⁹. Además de proveer ahorros económicos provenientes de la consolidación de las instalaciones de superficie y costa afuera, el uso de las bombas multifásicas hace que el desarrollo de campos remotos y marginales más económicamente atractivos ya que ayudan a incrementar la producción de los pozos mediante la disminución de la contrapresión sobre los pozos.

Actualmente el bombeo multifásico ha sido ampliamente aceptado como una alternativa a los escenarios de producción tradicionales. Más del 90% de las bombas usadas en este servicio son del tipo de desplazamiento positivo, y alrededor de 75% de estas son bombas de doble tornillo. El principal propósito de esta tecnología es la de transferir la producción no tratada (crudo, gas, agua y sólidos) desde los cabezales o múltiples, localizados en tierra, costa afuera o en el fondo marino, hasta una estación central de procesamiento, sin la necesidad de separar las fases o componentes¹⁰.

Las principales áreas de aplicación de las bombas multifásicas se pueden resumir como sigue a continuación:

- ◆ Campos en declinación: Para levantar la presión de las corrientes de baja presión hasta la presión nominal del sistema.
- ◆ Campos marginales: Para permitir la explotación lucrativa de campos pequeños conectándolos a campos más grandes.
- ◆ Campos costa afuera: Para transportar la producción desde plataformas remotas hasta plataformas recolectora y de allí a instalaciones en tierra. En estos casos no se requieren estaciones de separación u otros sistemas de acondicionamiento de flujo, lo provee espacios y ahorros en peso significativos.

- ◆ Tuberías de transferencia: Para transportar la producción desde campos grandes hasta estaciones centrales de procesamiento sin la necesidad de separación.
- ◆ En áreas donde predominan las bajas temperaturas: Para reducir la presión en el cabezal del pozo, evitando así la obstrucción de las líneas de flujo debido a la formación de hidratos.

Desde el comienzo de la producción de hidrocarburos, el transporte de los mismos ha tenido lugar en sistemas de conducción de una sola fase, crudo (y eventualmente agua) por una línea y gas por otra.

Los sistemas de separación de fases son necesarios en los sistemas convencionales de manejo y transporte de hidrocarburos, debido a que la energía para el transporte se aplica a cada fase de manera independiente.

Al descubrirse mayores reservas de crudo en el Mar del Norte, los sistemas de conducción multifásica fueron ganando aceptación, dado que los yacimientos se producen con una presión mayor. Pudo ganarse un extenso conocimiento en regímenes de flujo multifásico, que condujo a la consideración del bombeo multifásico¹².

En 1987 se inició un proyecto de desarrollo que condujo a una probada experiencia operativa con las bombas de doble tornillo tradicionales. Entre los años de 1987 a 1999 se instalaron alrededor de 120 bombas de diferentes capacidades en el mundo⁴.

El propósito fundamental de la bomba multifásica es transferir la producción sin previo tratamiento (crudo, gas, agua) desde las cabezas de pozo o manifold, ya sea on-shore, off-shore o de locación submarina, a la planta de procesamiento, sin necesidad de previa separación de fases constitutivas.

El uso de bombas multifásicas permite la conexión de estos equipos directamente al cabezal de los pozos para transferir la mezcla a través de grandes distancias, permitiendo reducir la contrapresión a los pozos.

Los sistemas de producción multifásica requieren, muchas veces, la transportación de una mezcla de aceite, agua y gas desde el pozo productor hasta instalaciones de procesamiento distantes. Esto representa una desviación significativa de las operaciones de producción convencionales en las cuales los fluidos son separados antes de ser bombeados y comprimidos a través de tuberías separadas. Al eliminar este equipo, el costo de una instalación de bombeo multifásico es alrededor de un 70% del de una instalación convencional (Dal Porto, 1996) .

2.1 ANTECEDENTES DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Antecedentes del bombeo Multifásico en México¹⁶

A contar de la década de los 90's, se han realizado varios estudios de factibilidad para la aplicación del bombeo multifásico en México:

a) En 1993 en Poza Rica, Veracruz, se elaboraron bases de concurso para adquirir un sistema de bombeo multifásico que conjuntamente con medidores multifásicos permitieran sustituir algunas baterías actuales del campo Poza Rica, por el riesgo que éstas representan al localizarse dentro de la ciudad.

- No se ejecutó la licitación por diversos motivos, entre ellos el costo (se seleccionó el sistema de tornillos gemelos).

b) En la Zona Sur de Pemex, en 1994, se concluyeron las bases de concurso para la aplicación de bombeo multifásico en la “batería Artesa”, también de tornillos gemelos.

Tampoco se implementó.

c) En el año 2000 se desarrolló un estudio de factibilidad de aplicación de bombeo multifásico (BEC vs BMUL) para instalaciones del Activo Abkatun Pol Chuc, en la Región Marina Suroeste, resultando pozos candidatos de las plataformas Chuc (85, 192) y Batab (1A, 3, 11 y 13).

Objetivo: vencer la contrapresión en la cabeza de los pozos, posteriormente se probaría una bomba de cavidades progresivas.

d) En agosto de 2001 se probó, sin éxito, en la “Batería Papantla” del Activo Poza Rica Altamira, un sistema de cavidades progresivas (Dos bombas, una 15,000 y otra 29,000 bpd, flujo total).

- Bombeo de mezcla líquido gas, GVF 96%, 14500 bpd flujo multifásico (0.4 mmpcsd, 590 bpd líquido, 51% agua), oleoducto 6” x 9 km, bombeo de la batería Papantla a Batería Poza Rica XX.

- Problemas de fuga en los sellos. (asentamiento irregular metal-metal).

e) En junio de 2002 se realizó, sin éxito, una prueba de bombeo multifásico en el Activo Pol-Chuc en la plataforma Chuc B de la Región Marina Suroeste. El objetivo de esta prueba era incorporar a producción el pozo “Chuc 64” con presiones igualadas por altas contrapresiones en el oleoducto a proceso.

- Problemas de fuga en los sellos.

f) En el año 2006 se realizó un estudio de factibilidad de aplicación de bombeo multifásico como alternativa a la construcción de una batería para el campo Shishito de reciente desarrollo en el Activo Integral Macuspana de la Región Sur. Flujo de 28,000 a 1,444,000 bpd @ 7 Kg/cm² succión (hasta 100000 bpd aceite y 3 mmpcsd gas), Dp 14 a 21 kg/cm².

- El costo, tiempo de entrega (20-54 semanas) y número de equipos (2 bombas en operación y 1 de relevo) declinaron esta alternativa.

g) En 2007 Se realizó un análisis de factibilidad de aplicación bombeo multifásico para las instalaciones del Activo Integral Samaria Luna opciones, Cabezal remoto Iride 141 (reducir PTH) y la opción de eliminar una batería (Samaria III).

- Los incrementos de producción esperados (850 bpd líquido y 1.13 mmpcsd de gas, con 8 kg/cm² de disminución de presión de los pozos) no

resultaron atractivos en términos económicos. Equipos multifásicos resultantes de grandes dimensiones y elevados hp.

Antecedentes del bombeo Multifásico en el mundo¹⁰

A continuación se presentan ejemplos de aplicaciones del sistema de bombeo multifásico:

SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO CONVENCIONAL

Las reservas que se han encontrado pero no se han recuperado aún pueden ser una de las fuentes más importantes de petróleo en el futuro. A pesar de que el rendimiento de los yacimientos individuales varía ampliamente y la tecnología avanzada se está recuperando, más de la mitad del petróleo encontrado del mundo permanece en yacimientos deteriorados y abandonados. El sistema de bombeo multifásico puede ayudar a recuperar gran parte de éste petróleo y alargar la vida del yacimiento reduciendo la presión en la cabeza del pozo.

La velocidad a la cual fluye el petróleo desde un yacimiento hasta las tuberías de producción depende en gran medida de la pérdida de presión en las perforaciones y terminaciones. El caudal afluyente también depende de las pérdidas de presión en el sistema de tuberías y en la superficie de los equipos de producción.

Desafíos de aplicación: La reducción de la presión de la cabeza del pozo es un modo de mejorar la producción durante la vida del yacimiento. Es importante minimizar la presión de la cabeza del pozo cuando la energía del yacimiento disminuye, en yacimientos marginados económicamente y donde se utilizan métodos de recuperación.

La restricción del flujo ocasionada por la contrapresión de la superficie en el yacimiento puede eliminarse mediante la instalación del sistema de

bombeo multifásico en la cabeza del pozo o en un colector múltiple que combina la producción de varios pozos. El sistema de bombeo multifásico también puede eliminar la necesidad de separadores y proporcionar otras ventajas en áreas remotas o restringidas en donde no es posible implementar enfoques tradicionales para el desarrollo del yacimiento, y entre la variedad de aplicaciones para producción de aceite y gas, este sistema es capaz de lograr:

- ◆ Presión de entrada de aproximadamente 1.5 psig.
- ◆ Presión diferencial de 1000psi con una sola bomba.
- ◆ Funcionamiento en combinación con una bomba de fondo del pozo o un sistema de inyección de gas.
- ◆ Funcionamiento de modo paralelo o en serie.
- ◆ Funcionamiento automático por control remoto.

La solución: El principio del sistema de bombeo multifásico es una bomba de desplazamiento positivo de doble tornillo. Las características le permiten tratar todo tipo de mezclas de fluidos, incluso gas puro en la entrada de la bomba hasta aproximadamente media hora. La capacidad de manejar una amplia variedad de mezclas de fluidos ayuda a prevenir la formación de emulsiones.

La presión de entrada (cabeza del pozo) se mantiene constante con un accionamiento de frecuencia variable. Se instala una bomba multifásica y un accionamiento (generalmente un motor eléctrico) en una placa de apoyo común para minimizar el espacio que ocupa la unidad. Complementan la instalación: válvulas de bola a prueba de fallos, filtro de entrada, válvula de retención de descarga, y otros instrumentos necesarios. La unidad se instala en un área segura para equipo eléctrico peligroso.

Ventajas: El sistema de bombeo multifásico puede aumentar la producción, recuperación y vida útil del yacimiento, también ofrece:

- ◆ Menor capital y costes de funcionamiento (menos componentes ayudan a lograr el 99% de fiabilidad y requiere menos mantenimiento).
- ◆ Eliminación de la separación y quema de gas, disminuyendo el impacto ambiental.
- ◆ Funcionamiento seguro y continuo, incluso cuando funciona remotamente.
- ◆ Responsabilidad en un solo punto.

Referencia: En 1993 se instaló una bomba multifásica en un campo petrolero alemán que se desarrolló en la década de 1950 y planeaba cerrarse en 1997. La bomba inicialmente aumentó la producción en un 40% y todavía se encuentra en funcionamiento. A pesar de que el corte de agua aumentó y la fracción de volumen de gas pasó del 65% al 95% no fue necesario realizar cambios en el diseño.

La unidad bombea seis veces la presión para bombear 150m³/h desde cinco pozos con algún sistema artificial de producción a una estación recolectora a 12km. de distancia.

SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO PARA CRUDO PESADO

Las reservas mundiales de crudo pesado son importantes. La contribución del crudo pesado para el suministro mundial ha sido modesta hasta el momento, pero debido a que es difícil encontrar crudo más ligero, el crudo pesado será una fuente cada vez más importante de suministro. El sistema de bombeo multifásico puede ayudar a afrontar los desafíos especiales que enfrentan los productores de crudo pesado.

Estas reservas existen en muchas áreas del mundo y por lo general involucran ambientes de funcionamiento difíciles.

Desafíos de la aplicación: Además de la alta viscosidad, el uso de bombeo multifásico en los servicios de crudo pesado, enfrenta otros desafíos únicos:

- ◆ El crudo puede diluirse con crudo ligero o nafta.
- ◆ El contenido de gas es generalmente bajo durante la producción temprana y luego aumenta.
- ◆ Bolsas de líquido muy pesadas pueden ingresar a la bomba y limitar la velocidad de funcionamiento.
- ◆ El corte de agua aumenta gradualmente durante la producción inicial.
- ◆ La producción puede ser intermitente y los sistemas artificiales de producción pueden sobrecargarse.

La solución: Debido a que las fases de fluido del caudal del pozo pueden cambiar rápidamente, las bombas multifásicas de crudo pesado están equipadas con válvulas de recirculación interna especiales que reducen los picos de presión para minimizar las vibraciones ocasionadas por la llegada del líquido.

La alta viscosidad del fluido requiere la disminución de la velocidad del funcionamiento, este tipo de bombas funcionan a velocidades moderadas y los tornillos de las bombas tienen una inclinación más grande de lo normal.

La velocidad menor y la inclinación mayor aseguran que las cámaras de las bombas se llenen para minimizar el ruido y la vibración.

Ventajas: Las bombas multifásicas de doble tornillo para servicios de crudo pesado pueden aumentar la producción y reducir el capital y los gastos de explotación. Debido a que funcionan sobre el principio de desplazamiento positivo, una bomba multifásica de doble tornillo ofrece las siguientes ventajas importantes:

- ◆ No es sensible a los cambios de fase.
- ◆ Puede manejar cualquier combinación de aceite, agua y gas.
- ◆ Utiliza control de velocidad para adaptarse a los requisitos de capacidad.

Referencia: En el cinturón del Orinoco en Venezuela, los yacimientos de crudo pesado generalmente se ubican alrededor de 20km. desde la estación recolectora. La producción debe diluirse con crudo ligero o nafta antes de ingresar a las tuberías.

Todas las instalaciones en el cinturón del Orinoco han hecho posible un sistema de bombeo multifásico estandarizado para los fluidos (crudo extrapesado) de los yacimientos de esta región. La experiencia de funcionamiento en el Orinoco también proporcionó gran parte de la información necesaria para el avance de la tecnología del sistema de bombeo multifásico.

SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO PARA PLATAFORMA MARINA

Las plataformas marinas se encuentran alejadas, están limitadas en espacio y peso y tienen costes de mantenimiento y pérdidas de producción elevados. A medida que la distancia entre las plataformas satelitales y las centrales aumenta y las interconexiones en aguas profundas se extienden, la presión de bombeo y evitar el uso de múltiples tuberías ganan importancia. El eficaz y fiable sistema de bombeo multifásico ayuda a lograrlo.

Las principales instalaciones de producción de petróleo y gas marinas incluyen plataformas centrales de procesamiento y a 100km. plataformas satelitales de cabeza de pozo que por lo general son automáticas.

En aguas profundas, los descubrimientos más pequeños pueden desarrollarse con terminaciones submarinas y estaciones recolectoras que se interconectan con una plataforma central.

A medida que la distancia aumenta, la sobrepresión en las tuberías submarinas hasta la plataforma central de procesamiento puede ser alta, el equipo de procesamiento agrega más sobrepresión a la cabeza del pozo disminuyendo la producción.

El bombeo multifásico puede eliminar la sobrepresión y aumentar la producción, ya que transporta las tres fases de un caudal de líquido, gas y sólido sin separarlo.

Desafíos de la aplicación: El caudal de un pozo fluirá naturalmente hacia una plataforma siempre que la presión de la cabeza del pozo sea mayor que la de las tuberías.

A medida que el pozo envejece, las presiones del yacimiento y de la cabeza de pozo disminuyen. En los yacimientos de gas, la producción de líquido aumentará sobre la vida útil del pozo mientras que la producción de gas disminuirá. En los pozos de aceite puede ocurrir lo contrario,

produciendo un caudal de pozo con una mayor fracción de volumen de gas.

El sistema de bombeo multifásico proporciona una manera eficaz y fiable de mantener la producción de los yacimientos en descenso, mediante:

- ◆ El aumento de los bajos caudales de presión en el sistema.
- ◆ La reducción de la presión en la cabeza de pozo para aumentar la producción.
- ◆ El bombeo de caudales de pozo sin necesidad de separación.

La solución: El sistema de bombeo multifásico es una solución económica para transportar producciones sin tratar a una plataforma central de procesamiento o tuberías de exportación, la presión de la cabeza de pozo se reduce a unas 50 psig en el transcurso de la vida útil del pozo.

Generalmente, los pozos que cuentan con insuficiente presión de flujo se conectan a un colector. Luego, la producción combinada de todos los pozos fluyen hacia un sistema de bombeo multifásico montado sobre una base deslizable. El líquido y el gas entran a la bomba sin separarse donde se bombean hacia la presión del colector de la plataforma de producción.

Al eliminar la separación se evitan los costes de una segunda tubería submarina.

El sistema de bombeo multifásico puede hacer frente a las condiciones de flujo cambiantes durante la vida útil del pozo, así como las condiciones transitorias a corto plazo, como por ejemplo las bolsas de gas y líquido. La bomba con tornillo de desplazamiento positivo puede manejar el 100% de flujo de gas durante periodos limitados y el 100% de flujo de líquido constante.

Ventajas: Los sistemas de bombeo multifásico instalados en plataformas marinas ofrecen:

- ◆ Un gran aumento en la producción.
- ◆ Recuperación rápida de la inversión.
- ◆ Menor capital y costes de funcionamiento.
- ◆ Eliminación de quemadores.
- ◆ Mayor control de la producción.

Referencia: En 2003 una plataforma marina del mar Báltico incorporó un sistema de bombeo multifásico 268MPC diseñado para bombear 300,000 bpd a presiones de 1,000 psig. Puede funcionar como compresor de gas húmedo con un promedio de fracciones de volumen de gas de 99%.

CAPÍTULO III

FACTORES CRÍTICOS A CONSIDERAR EN BOMBEO MULTIFÁSICO¹²

En este capítulo se presentarán los principales parámetros que deben considerarse al momento de seleccionar un sistema de Bombeo Multifásico.

Existen diferentes factores que forman parte fundamental durante el proceso del bombeo multifásico, estos influyen directamente en la capacidad de la bomba multifásica a elegir, eficiencia, requerimientos de potencia, etc.

El factor más importante a considerar es la fracción volumétrica del gas (GVF), la cual influye directamente en el diseño y eficiencia de la bomba.

BARRILES EQUIVALENTES POR DÍA (BePD)

La capacidad de las bombas multifásicas viene dada en barriles equivalentes por día (BePD) lo cual es el resultado de la suma de los barriles de líquido (aceite y agua) más el volumen de gas expresado a las condiciones de presión y temperatura de succión de la bomba¹².

$$\mathbf{BePD = Q_{aceite} + Q_{agua} + Q_{gas}, pyt}$$

Donde:

$$Q_{gas}, p \text{ y } t = (Q_{gas}, pcg \text{ std} \times 0.1724) \times (14.7/P \text{ succión, psi abs}) \times [(T \text{ entrada } F + 460)/550.67].$$

FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DEL GAS (GVF)

La fracción volumétrica de gas es la relación entre el flujo de gas actual y el flujo total de la mezcla. Para valores de GVF por encima de 95%, la eficiencia de la bomba disminuye, y por lo tanto más fluido (gas) regresa a la entrada de la bomba. Velocidades más bajas e incrementos de presión más altos también incrementan el deslizamiento y así decrece la eficiencia volumétrica¹².

La fracción volumétrica de gas viene dada por la siguiente ecuación:

$$GVF = Q_{gas, p \ y \ t} / BePD$$

En general las bombas multifásicas son diseñadas para servicios donde la fracción volumétrica de gas (GVF) es tan alta como 95%. Sin embargo, actualmente su funcionamiento con valores de GVF = 100% en la succión es factible mediante el uso de sistemas de recirculación y enfriamiento incorporados, así como la mejora en ciertos aspectos de diseño como por ejemplo: la carcasa de la bomba es ensanchada permitiendo así el entrampamiento de líquido y su continua recirculación interna vía una válvula de recirculación interna (VRI). Esta disponibilidad de líquido es esencial para mover gas a través de las bombas de desplazamiento positivo.

Operaciones de sistemas multifásicos con valores de GVF > al 97% son por lo general definidos como compresión de gas húmedo.

EFICIENCIA MULTIFÁSICA

La eficiencia multifásica es un parámetro simple, que da cuenta de las contribuciones individuales del bombeo del líquido y la compresión del gas y es una función de la potencia total requerida para mover los fluidos entre la potencia real del eje:

$$\eta_{\text{multifásica}} = h_{p \text{ multifásica}} / h_{p \text{ eje}}$$

Donde:

$$h_{p \text{ multifásica}} = h_{p \text{ gas}} + h_{p \text{ líquido}}$$

$$h_{p \text{ gas}} = 0.0857 \times (z) \times [(Q_{\text{gas, std}} - R_s Q_o / 106) \times (T_s + 460)] \times [g / (g - 1)] \times \{[(p_d + 14.7) / (p_s + 14.7)] (g - 1) / g - 1\}$$

Donde:

z = factor de compresibilidad del gas

$Q_{\text{gas, std}}$ = flujo de gas, (mmsfcd)

Q_o = flujo de petróleo, (bpd)

R_s = solubilidad del crudo

En general, las eficiencias del bombeo multifásico son 30 – 50%, la bomba de líquido es 50 – 70%, el compresor de gas es de 70 – 90% y la separación gas-líquido es mayor que 90%¹².

DIFERENCIAL DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LA BOMBA

La diferencial de presión a través de la bomba no es más que la diferencia entre la presión de descarga de la bomba y la presión de succión.

$$\text{Diferencial } P = P_{\text{descarga}} - P_{\text{succión}}$$

Este es un parámetro muy importante, ya que determina, al igual que el GVF, los requerimientos de potencia, adicionalmente, incide en la temperatura del fluido a la descarga. A mayor diferencial de presión mayor potencia es requerida para elevar la presión de un punto bajo a uno más alto, se genera mayor trabajo y por consiguiente se obtiene mayor temperatura en los fluidos a la descarga de la bomba¹².

Para el diseño de una bomba debe tomarse en cuenta, dentro de los aspectos más importantes, la conducción del fluido para una condición de carga y el caudal a manejar, así como los diferentes tipos de esfuerzos a los que se estará expuesto.

Independientemente de que la bomba sea centrífuga, rotatoria o reciprocante, los elementos de instalación tales como la carga, capacidad, líquidos a manejar tuberías, accesorios y motores, tienen prácticamente los mismos problemas de operación y mantenimiento.

Se han denominado tres tipos de presión: la absoluta, que es la presión arriba del cero absoluto; la barométrica, que es la presión atmosférica de una localidad determinada; y la de carga, que es la presión arriba de la presión atmosférica de la localidad en que se mide. La presión absoluta puede encontrarse arriba o debajo de la presión atmosférica. Un vacío deberá considerarse como una presión de carga negativa.

Carga estática: Es la altura, expresada en metros de líquidos, de la columna de fluido que actúa sobre la succión (entrada) o descarga (salida) de una bomba.

Elevación estática de succión y carga estática de succión: Si la bomba se encuentra arriba del nivel libre de bombeo, la distancia entre el nivel del líquido a bombear y el eje central de la bomba se llama elevación estática de succión. Si la bomba se encuentra abajo del nivel libre de bombeo, entonces la distancia entre el nivel del líquido y el eje central de la bomba

se denomina carga estática de succión. No se consideran las pérdidas por fricción en la tubería y sus accesorios.

Carga estática de descarga: Es la distancia vertical entre el eje central de la bomba y el punto de entrega libre del líquido.

Carga estática total: Es la diferencia vertical entre los niveles de succión y descarga.

Carga de fricción: Es la columna en metros de líquido que se maneja, equivalente y necesaria para vencer la resistencia de las tuberías de succión y descarga y de sus accesorios. Varía de acuerdo con la velocidad del líquido, tamaño, tipo y condiciones interiores de las tuberías y naturaleza del equipo que se maneja.

Carga de velocidad: Un líquido que se mueve a cualquier velocidad dentro de un tubo tiene energía cinética debido a su movimiento. La carga de velocidad es la distancia de caída necesaria para que un líquido adquiera cierta velocidad.

Elevación de succión: Es la suma de la elevación estática de succión, más la carga de fricción de succión total y las pérdidas por admisión (la elevación de succión es una carga de succión negativa).

Carga de descarga: Es la suma de la carga de descarga estática, de la carga de fricción de descarga y de la carga de velocidad de descarga.

Carga total: Es la suma de las cargas de elevación de succión y descarga. Cuando hay una columna de succión, la columna total de la bomba es la diferencia entre las cargas de succión y descarga.

Condiciones de succión: Son las condiciones, de presión y temperatura, que se consideran para establecer los volúmenes reales que entrarán y se manejarán en la succión de la bomba. Los volúmenes reales se obtienen afectando las condiciones estándar por los factores de volúmenes correspondientes (B_o , B_g , y B_w).

Carga neta positiva de succión (CNPS): Es la presión disponible o requerida para forzar un gasto determinado (en litros por segundo) a través de la tubería de succión, al ojo del impulsor, cilindro carcasa de una bomba. Se da en metros del líquido manejado, equivalentes a la presión en kg/cm² requeridos para forzar el líquido a la bomba.

CNPS disponible: Esta depende de la carga de succión o elevación, la carga de fricción, y la presión de vapor del líquido manejado a la temperatura de bombeo. Si se varía cualquiera de estos dos puntos, la CNPS puede alterarse.

CNPS requerida: Esta depende solo del diseño de la bomba y se obtiene del fabricante para cada bomba en particular, según su tipo, modelo, capacidad y velocidad. Conviene notar que conforme disminuye la CNPS para una bomba, su capacidad se abate.

Elevación estática teórica de succión, depende de varios factores:

- ◆ La altura sobre el nivel del mar del lugar de donde se ha instalado bomba, esto es, a la presión barométrica de la localidad de bombeo.
- ◆ La presión de vapor del líquido bombeado, corresponde a la temperatura de bombeo.
- ◆ Las pérdidas por fricción, es decir, la succión en la tubería y accesorios de succión de la bomba.
- ◆ La carga neta positiva de succión disponible (CNPS), que en algunos casos se puede modificar.
- ◆ La CNPS requerida, que está dada por el fabricante de la bomba.

Cualquier variación en algunos de los factores anteriores en un sistema de bombeo, provocara una variación en la operación de succión de la bomba. Todas estas condiciones de succión deben considerarse, pues

cualquiera de ellas puede ocasionar pérdidas económicas, incluso que una bomba deje de succionar.

CAPÍTULO IV

TECNOLOGÍAS DE BOMBEO MULTIFÁSICO

En la industria petrolera el concepto de bombeo multifásico se aplica al bombeo de fluidos hidrocarburos líquidos y gaseosos, fluyendo de manera simultánea por la misma línea.

Los principios de operación son modificaciones a los principios de bombeo convencional: desplazamiento positivo, centrífugo, tornillo, etc., evitando los efectos de cavitación y logrando manejar fracciones de gas mayores de 90%.

4.1 ANTECEDENTES

Este sistema surge como una alternativa al proceso convencional de separación-bombeo-compresión de las fases líquido-gas, que requieren conducirse de manera independiente desde los cabezales de los pozos hasta las instalaciones de recolección.

Su aplicación resulta atractiva, sobre todo, en campos marginales donde existen grandes distancias entre los campos productores y las centrales de proceso.

También es factible aplicarse en casos de sustitución de instalaciones, cuando la infraestructura de producción convencional; la cual genera altos costos de operación y mantenimiento, resulta en un exceso de capacidad de separación, compresión y bombeo, como resultado del abatimiento de la producción de los campos.

Las mezclas multifásicas que normalmente producen los pozos petroleros se componen básicamente de hidrocarburos líquidos, hidrocarburos gaseosos, y una fase acuosa inmisible. Históricamente estos fluidos se han procesados en un sistema de producción multifásica

cercano a los pozos. Este arreglo es necesario debido a que la transferencia de esta mezcla multifásica se logra usando la energía del yacimiento y, en la mayoría de los casos, esta energía no es suficiente para mover los fluidos a lo largo de grandes distancias. El problema inherente al procesamiento de la mezcla multifásica cerca de los pozos es los altos costos de inversión y operación que se obtienen, tanto en tierra como en instalaciones costa afuera. Una solución a este problema es obtener una bomba que pueda manejar la mezcla multifásica no procesada y transportarla a través de distancias considerables; esta tarea se logra con la bomba multifásica¹³.

Esta bomba es capaz de elevar la presión de los fluidos producidos a través de grandes distancias hasta una estación central de procesamiento, eliminando la necesidad de construir varias estaciones de procesamiento de menor tamaño. Las bombas multifásicas también ayudan a incrementar la producción mediante la disminución de la contrapresión sobre los pozos.

Bombas convencionales

El movimiento de fluidos se logra mediante la transferencia de energía, la cual puede ser producida a través de los siguientes medios de aplicación de movimiento: gravedad, desplazamiento, fuerza centrífuga, fuerza electromagnética, momento, impulso mecánico o combinaciones de estos.

Los medios o principios básicos comúnmente utilizados son: gravedad, desplazamiento, fuerza centrífuga e impulso mecánico, en los cuales se basan la mayoría de las bombas empleadas actualmente.

Clasificación de las bombas convencionales

Las bombas pueden clasificarse con base en las aplicaciones a las que están destinadas, los materiales con que se construyen, los líquidos que transportan, incluso por su orientación en el espacio. Bajo este sistema, todas las bombas pueden dividirse en dos grandes categorías:

1) Dinámicas: Son bombas en las cuales se añade energía continuamente, para incrementar las velocidades de los fluidos dentro de la máquina a valores mayores de los que existen en la descarga.

Las Bombas Dinámicas a su vez se clasifican en:

- ◆ Centrifugas (flujo axial, flujo mixto y flujo radial).
- ◆ Especiales (elevación por cargas electromagnéticas).
- ◆ Periféricas (unipaso y multipaso).

Sus características son:

- ◆ Manejan altos volúmenes y baja presión.
- ◆ Manejan líquidos de todo tipo excepto viscosos.

2) Desplazamiento positivo: En estas bombas la energía se agrega periódicamente mediante la aplicación de fuerza a un elemento de bombeo o desplazamiento, lo que resulta en un incremento directo en la presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de válvulas y línea de descarga.

Las bombas de desplazamiento positivo a su vez se clasifican:

- ◆ Reciprocantes (Pistón, Embolo y Diafragma).
- ◆ Rotatorias (Rotor Simple y Rotor Múltiple).

Las características de estas bombas son:

- ◆ Manejan bajos volúmenes y alta presión.
- ◆ Manejan fluidos de baja viscosidad.
- ◆ Hidráulica de fluidos.

La selección correcta de equipos asegura una buena operación, lo cual se traduce en ahorros económicos y duración del sistema. Por lo tanto es importante lograr una conducción de fluidos óptima que minimice las caídas de presión en la tubería y así disminuir la presión de bombeo.

4.2 CLASIFICACIÓN DE BOMBAS MULTIFÁSICAS Y SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Las bombas convencionales se utilizan para suministrar energía, en forma de presión, a un líquido para desplazarlo de un punto a otro. Cuando ese líquido a desplazar contiene gas libre, la bomba no lo puede bombear, ya que se presenta un fenómeno conocido como cavitación, que significa, que no hay desplazamiento del fluido a través de la bomba.

Lo anterior sucede debido a que el gas que ingresa a la bomba es altamente compresible, lo que no permite generar una contrapresión que logre el desplazamiento, resultando un incremento de temperatura en los elementos de bombeo al estar operando “en seco”, lo que resulta en una falla en la bomba.

Por eso es muy importante conocer el comportamiento PVT de los fluidos a manejar, con la finalidad de conocer su presión de vapor y evitar, en lo posible, la presencia de dos fases (líquido y gas) en los fluidos a bombear.

Una bomba multifásica permite el bombeo simultáneo de una mezcla de aceite-gas-agua, fluyendo simultáneamente por una tubería y donde el gas puede representar volumétricamente hasta el 95% del flujo total.

Estas bombas son en esencia bombas convencionales modificadas en su elementos internos de bombeo, ya sea en los impulsores y carcasa en bombas dinámicas de tipo helicoaxial o centrífuga; y en el émbolo y camisa, rotor y estator, o tornillos y carcasa en el caso de bombas de desplazamiento positivo.

Otra de las grandes variantes es el tipo de sellos utilizados en estos sistemas, los cuales generalmente son dobles o triples y están

presurizados a fin de evitar fugas, esto se debe a la presencia de gas y a las altas presiones generadas en el interior de la bomba.

Esta tecnología es aplicable a pozos productores de aceite; por ejemplo a los pozos que se encuentran con problemas de abatimiento por igualación de presiones en la cabeza, es posible reducirles dicha contra presión por medio de una bomba y descargar a la presión necesaria para entrar al cabezal o línea de escurrimiento, manteniendo así la presión de yacimiento, permitiendo una mayor recuperación de hidrocarburos.

Como se mencionó, estas bombas pueden manejar líquidos y gas; con la fase líquida no se tiene ningún problema, sin embargo, con la fase gaseosa y con cantidades considerables de sólidos presentan ciertas limitantes. En la industria petrolera la fase sólida se refiere por lo general a la arena producida por los pozos, por lo que las bombas de tipo rotacional dinámico de altas velocidades están expuestas a sufrir erosión prematura. Por otro lado con la fase gaseosa es necesario tomar algunas consideraciones y confirmar la aplicación del sistema multifásico, ya que el GVF máximo permisible es de 95%. Según especificaciones de fabricantes, es posible manejar hasta 99% de gas en periodos cortos de tiempo, sin embargo, es el valor máximo permisiblemente aceptado es de 95%.

Las bombas multifásicas se clasifican en:

- ◆ Bombas de desplazamiento positivo.
- ◆ Bombas centrífugas o helicoaxiales.
- ◆ Bombas tipo pistón.

Adicionalmente a la clasificación anterior, existe un nuevo sistema de bombeo multifásico híbrido, que cumple con la función original de bombear un fluido multifásico, solo que en este caso se realiza la separación parcial de las fases líquido-gas para adicionar la energía requerida en forma independiente a cada fase y después recombinarlas en

un mismo ducto para su transporte al punto deseado, este sistema se denomina Dual Booster.

Bombas de desplazamiento positivo

Dentro de este grupo, se encuentran: Bombas de doble tornillo o tornillos gemelos y Bombas de cavidades progresivas.

Bombas de tornillos gemelos

Una primera aplicación multifásica fueron las bombas rotativas que desde hace tiempo se les emplea para bombear crudo conteniendo gas disuelto.

Son idealmente aplicables a toda producción y transporte de crudo donde exista un alto contenido de gas, de acuerdo con la literatura hasta un 99%; con algunos arreglos es posible manejar 100% por periodos de hasta 20 o 30 minutos, la máxima capacidad que se tiene actualmente con un solo equipo es de 250,000 bpd (1650 m³/h).

Las bombas rotativas de tornillos gemelos son bombas de desplazamiento positivo con cojinetes externos. Éstas manejan todo tipo de fluidos como gasolina, hidrocarburos, agua de mar y también fluidos de elevada viscosidad, tales como petróleo crudo, bitumen, melazas, etc.

Las bombas son altamente aspirantes y expulsan gas o aire contenido en el fluido sin interrumpir el flujo. Los elementos rotativos giran libres de contacto y no corren peligro directo con una eventual marcha en seco. Son fabricadas con capacidades hasta 2000 m³/h y diferenciales de presión hasta de 1000 lb/pg² o mayores.

Debido a la confiabilidad de servicio de las bombas de desplazamiento positivo de tornillos gemelos, su aplicación es muy común en el transporte de fluidos multifásicos.

Principio de Operación

El flujo que entra a la bomba por la brida de succión, es dividido en dos partes iguales hacia los extremos donde se encuentra la admisión de cada par de husillos rectos (tornillos utilizados para convertir el movimiento rotacional en longitudinal). Al girar los husillos, se forman cámaras que mueven al fluido axialmente de los extremos de la bomba hacia el centro, donde se encuentra la descarga de la bomba. No existe contacto ni roce dentro de la carcasa de la bomba. El torque es transmitido por el eje conductor al eje de los engranajes de sincronización, ubicados junto con los rodamientos en una carcasa de lubricación aislada y separada. Estos engranajes sincronizan la rotación de los cuatro husillos y guardan los espacios constantes, impidiendo todo contacto metálico.

Los volúmenes de succión y descarga, dentro de los elementos rotativos, son iguales, brindando un flujo constante libre de pulsaciones. El diseño de la carcasa garantiza el auto cebado y lubricación (suministro de líquido empleado como sello para el gas), aún cuando la línea de succión se encuentra vacía. (CAJ,2007)

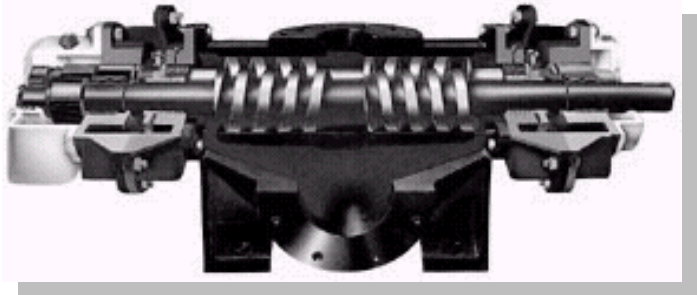


Fig. 4.1 Bomba de tornillos gemelos¹⁷

Los cambios en la fracción de gas en mezclas multifásicas influyen en el régimen o patrón de flujo que se presenta en conducto de transporte del fluido y por lo tanto en la generación de presión dentro de la bomba.

El principio básico de trabajo de estas bombas es encerrar la mezcla multifásica en cámaras de bombeo e incrementar la presión mientras ésta avanza a través de la bomba. El incremento de presión es independiente de la velocidad de la bomba y de las propiedades físicas de la mezcla y maneja las siguientes características:

- ◆ Manejo de flujo de cabeza de pozo sin tratamiento.
- ◆ No requiere trampas, separadores de gas, ni otros acondicionamientos
- ◆ Son bombas autoaspirantes y libres de pulsaciones.
- ◆ Sistema de mínima complejidad.
- ◆ Son de velocidad constante y variable y se acoplan directamente a motores eléctricos, diesel o a gas, p. ej. 1200,1500 o 1800 rpm.
- ◆ Permiten la libre combinación de parámetros de trabajo.
- ◆ Prácticamente no generan esfuerzos de corte en el fluido y no generan emulsiones.
- ◆ Requieren mínima supervisión.
- ◆ Excelente seguridad operativa.

Ventajas de la bomba de tornillos:

- ◆ Amplio rango de fluidos y viscosidades.
- ◆ Amplio rango de flujos y presiones.
- ◆ Alta flexibilidad para seleccionar el accionador de velocidad más adecuado.
- ◆ Bajas velocidades internas.
- ◆ Cebado automático, con buenas características de succión.
- ◆ Una alta tolerancia para el aire y gases arrastrados (en periodos cortos).
- ◆ Agitación o formación de espuma mínimo.
- ◆ Baja vibración mecánica, flujo libre de pulsaciones y operación tranquila.
- ◆ Diseño reforzado, compacto, fácil de instalar y mantener.

- ◆ Mediana tolerancia a la contaminación en comparación con otras bombas rotatorias.
- ◆ Altas diferenciales de presión.
- ◆ Alto GVF de hasta el 100%.
- ◆ Altas temperaturas.

Desventajas de la bomba de tornillos:

- ◆ Costo relativamente alto debido a las rigurosas tolerancias.
- ◆ Baja resistencia a la abrasión (arena).
- ◆ Baja capacidad para el manejo de sólidos (objetos o piezas de grandes dimensiones).
- ◆ Alto consumo de energía.
- ◆ Alta frecuencia y costos por mantenimiento.
- ◆ La capacidad de alta presión requiere una longitud larga de los elementos de bombeo.

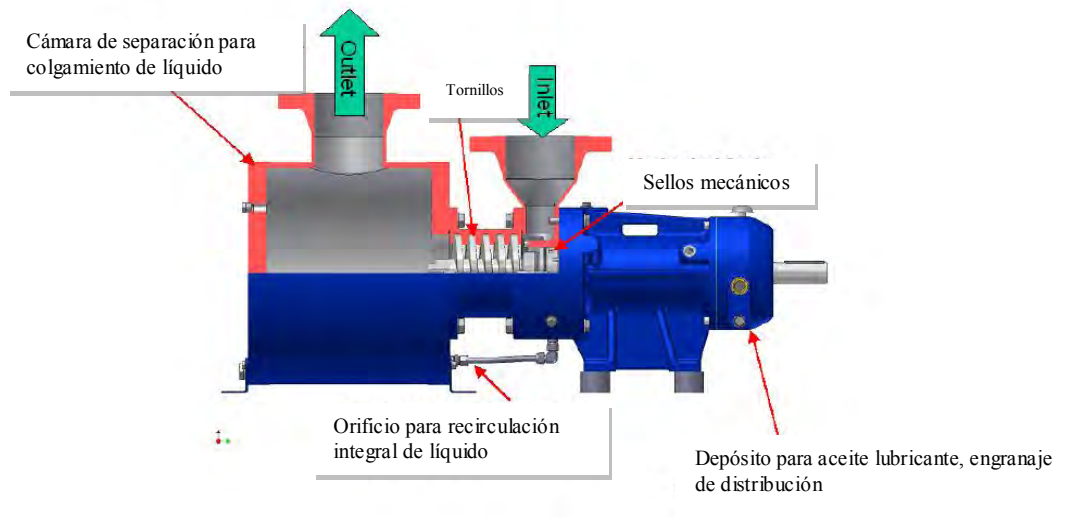


Figura 4.1.1. Bomba de tornillos gemelos²²

Bomba de cavidades progresivas

La tecnología de bombeo multifásico de cavidades progresivas superficial está basada en los principios de las bombas convencionales de cavidad progresiva subsuperficiales; las cuales se han empleado desde hace mucho tiempo como sistema artificial de producción en la industria petrolera y que han demostrado buenos resultados en el manejo de hidrocarburos líquidos con pequeñas fracciones de gas y sólidos.

El principio de operación bajo el cual opera el sistema de cavidades progresivas garantiza el manejo de los diversos patrones de flujo.

El tamaño de las bombas, bajo peso y la sencillez de su instalación pueden permitir su aplicación en zonas con muy poco espacio disponible como las plataformas marinas.

Principio de operación

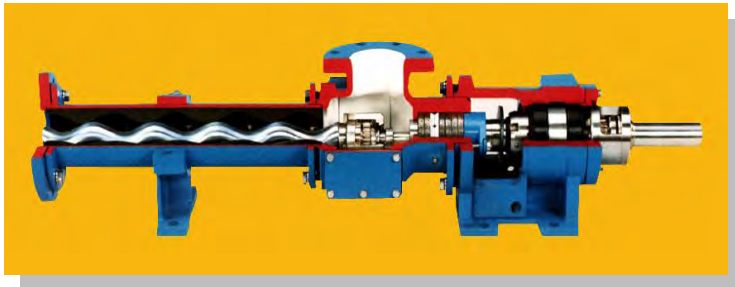
Las bombas de cavidades progresivas, en su forma simple, consisten de dos elementos fundamentales: el rotor y el estator. El rotor es una flecha de metal que puede contener de una a nueve guías en forma de espiral, y trenzadas, este elemento es utilizado para convertir el movimiento de rotación en movimiento longitudinal. El estator, es un cuerpo de material elastomérico con una cavidad en su interior que puede tener la forma del número de guías que tiene el rotor más una, la cual es la que conduce dos guías en espiral entrelazadas entre sí.

La geometría del rotor y estator, son tales que forman dos cavidades entre sí, desde la succión hasta la descarga. Cuando dichas cavidades avanzan progresivamente al girar el rotor, es posible llevar el fluido desde la succión hasta la descarga, con una trayectoria en espiral, lo cual permite tener un flujo laminar con un mínimo de pulsaciones. Ésta es la

principal ventaja de este sistema, ya que es posible respetar la composición y estructura del fluido sin modificarla.

El estator es hecho con materiales elastoméricos de diversas resistencias para aplicaciones específicas. El rotor es fabricado de materiales metálicos, en una sola pieza, también con diversas resistencias para diferentes aplicaciones.

El contacto que existe entre el rotor y el estator es tal que produce un sello que asegura la máxima eficiencia volumétrica para la conducción del fluido a través de la bomba, con cada revolución del rotor. Es posible el



uso de estatores metálicos para estas bombas pero el espacio necesario implica una pérdida en la eficiencia volumétrica.

Fig 4.2 Bomba de cavidades progresivas

Ventajas de la bomba de cavidades progresivas:

- ◆ Flujo uniforme y predecible (flujo laminar).
- ◆ Maneja flujo multifásico de hasta 99% en periodos prolongados.
- ◆ Fluidos altamente viscosos, hasta 1,000,000 cp.
- ◆ Maneja fluidos abrasivos.
- ◆ No se crean emulsiones.
- ◆ Mediana resistencia a fluidos corrosivos.
- ◆ Maneja sólidos en suspensión de hasta 7 cm. de diámetro.
- ◆ Bajo consumo de potencia.
- ◆ Bajo efecto cortante.

- ◆ Auto cebantes.
- ◆ Mantenimiento fácil y en sitio.
- ◆ Bajos costos de operación.
- ◆ Presión independiente de la velocidad de la bomba.
- ◆ Sin vibraciones.
- ◆ Soporta temperaturas hasta de 176°C.
- ◆ Es reversible en su funcionamiento (puede bombear en ambas direcciones; succión y descarga).

Desventajas:

- ◆ La máxima capacidad de gasto con una sola unidad es muy baja (29,000 bls).
- ◆ Maneja bajas diferenciales de presión.
- ◆ No se tiene mucha experiencia de instalaciones actualmente operando para esta aplicación de bombeo multifásico.
- ◆ Las pruebas realizadas con GVF's de 94 a 96 % han sido desfavorables, debido principalmente a fallas en el sistema de sellos.

Bombas centrífugas

Hasta ahora este grupo de bombas se encuentra representado por las bombas helicoaxiales.

Este principio de operación establece que el cambio de momento angular de un cuerpo con respecto al eje de rotación, es igual al par de fuerzas resultantes sobre el cuerpo, con respecto al mismo eje.

La carga teórica de una bomba centrífuga se obtiene aplicando el principio del momento angular a la masa del líquido que circula a través del impulsor.

Bombas helicoaxiales

Las bombas helicoaxiales, que incluyen turbinas del tipo centrífuga y axial, son adecuadas para bajas presiones diferenciales alrededor de 46 (kg/cm²). Su dimensionamiento es compacto y ligero y gracias a sus grandes claros internos manejan muy bien partículas de arena.

En este tipo de bombas cada etapa del fluido es acelerado por lo alabes del impulsor convirtiendo la energía cinética en energía de presión cuando la circulación del fluido es desviada dentro de los alabes del impulsor.

Cuando se maneja flujo multifásico el líquido es acelerado, no así gas, de aquí que se presente una estratificación del fluido y la conversión de energía cinética en presión no ocurre. Por eso, la idea es usar un diseño hidrodinámico cuidadoso para mantener bien mezclados el gas y el líquido, de manera que ambos se aceleren al mismo tiempo.¹⁸

Hay bombas que pueden manejar del 40% al 50% de gas o más sin pérdida significativa de carga. Las bombas helicoaxiales trabajan mejor para fracciones de gas bajas y altos gastos volumétricos.

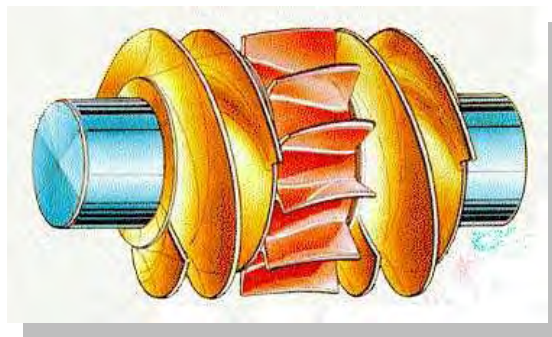


Fig. 4.3 Bomba helicoaxial¹⁷

Ventajas de las bombas helicoaxiales:

- ◆ Alta capacidad de volumen de flujo multifásico.
- ◆ Baja sensibilidad a altos cortes de agua.

- ◆ Maneja presiones diferenciales medias.
- ◆ Soporta altas temperaturas.
- ◆ Maneja fluidos de relativa alta viscosidad.
- ◆ Sistema autocebante.
- ◆ Frecuencia de mantenimiento baja.
- ◆ Poca área requerida.
- ◆ Bajo peso del equipo.
- ◆ Reduce las caídas de presión en la línea de descarga.
- ◆ Reduce los riesgos de formación de hidratos y lodos.
- ◆ Incrementa la producción de aceite y prolonga la vida del pozo o yacimiento.
- ◆ Operación e instalación simple.

Desventajas de las bombas helicoaxiales:

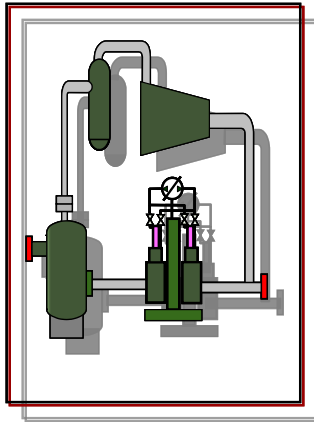
- ◆ Operan a altas velocidades.
- ◆ Poca resistencia a la abrasión.
- ◆ No es aplicable a cualquier patrón de flujo.
- ◆ En general manejan menores valores de GVF que una bomba de tornillos.
- ◆ Bajas presiones con altos porcentajes de gas.
- ◆ Baja capacidad para manejo de fluidos con sólidos de grandes dimensiones.
- ◆ Altos costos por mantenimiento.
- ◆ Alto consumo de energía.

Sistema híbrido con separación parcial de fases

Sistema Dual-Booster

Este sistema es de uso muy reciente y se implementó para campos de gas y condensado. El flujo se presenta en dos partes: 1. Gas liberado y 2. Líquido, gas y arenas; estos flujos se presurizan en forma separada hasta alcanzar la presión deseada en la descarga.

Este sistema integra en un paquete o patín compacto, los conceptos de separación de fases y la adición independiente de energía al gas separado a través de un compresor, así como la energía necesaria al líquido a través de una bomba. Ambos fluidos son nuevamente mezclados a la descarga, a



través de una válvula igualadora de presiones, para descargarse en forma conjunta, de ahí su nombre de dual booster. Este sistema sustituye a una batería convencional ya que realiza las mismas funciones, pero con la diferencia de que es un sistema mucho más compacto.

Su aplicación es interesante en tierra, sin embargo no está limitada a instalaciones marinas.

Fig. 4.4 Bomba dual booster

Ventajas del sistema booster:

- ◆ Maneja 100% gas por largos periodos.
- ◆ Maneja altos volúmenes de arena.
- ◆ Su costo es menor que el de un sistema convencional de bombeo multifásico.
- ◆ Altas presiones de descarga de hasta 90 kg/cm².
- ◆ Altos volúmenes de flujo de hasta 500,000 m³/d.

- ◆ Incrementa la producción de aceite y prolonga la vida del pozo o yacimiento.

Desventajas del sistema booster:

- ◆ Requiere mantenimiento más frecuente.
- ◆ Requiere de mayor espacio que los otros sistemas de bombeo multifásico.

Bombas de Pistón

Esta bomba surge en 1999 y es uno de los más recientes desarrollos. Opera bajo el principio de la compresión de la mezcla de hidrocarburos (aceite y gas).

Son idealmente aplicables a toda producción y transporte de crudo donde exista un alto contenido de gas, de acuerdo con la literatura hasta un 99%; con algunos arreglos es posible manejar 100% por periodos de hasta 20 minutos, la máxima capacidad que se tiene actualmente con un solo equipo es de 250,000 (1650 m³/h).

Las bombas multifásicas de pistón fueron diseñadas inicialmente para trabajos costa fuera en cabezales submarinos; actualmente se emplean para:

- ◆ Elevación de presión (Pressure boosting).
- ◆ Mejoramiento de pozos de baja presión.
- ◆ Desarrollo de campos marginales.
- ◆ Altas relaciones de compresión.
- ◆ Vaciado de oleoductos y tanques.
- ◆ Achique y transporte de cualquier mezcla de líquido – gas.
- ◆ Producción y procesamiento de crudo.

- ◆ Industria química.
- ◆ Procesos de biotecnología.

El principio básico de trabajo de estas bombas es encerrar la mezcla multifásica en cámaras de bombeo e incrementar la presión mientras ésta avanza a través de la bomba. El incremento de presión es independiente de la velocidad de la bomba y de las propiedades físicas de la mezcla y ofrece los siguientes adelantos:

- ◆ Manejo de flujo de cabeza de pozo sin tratamiento.
- ◆ No requiere trampas ni separadores de gas, ni otros acondicionamientos.
- ◆ Son bombas autoaspirantes y libres de pulsaciones.
- ◆ Ofrecen un sistema de mínima complejidad.
- ◆ Son de velocidad constante y variable y se acoplan directamente a motores eléctricos, diesel o a gas, p. ej. 1200,1500 o 1800 rpm.
- ◆ Permiten la libre combinación de parámetros de trabajo.
- ◆ Prácticamente no generan esfuerzos de corte en el fluido y no producen emulsiones.
- ◆ Requieren mínima supervisión.
- ◆ Poseen excelente seguridad operativa.

Sistemas de sellos en bombas multifásicas

El sistema de sellos tiene como función aislar la presión del interior de la bomba al exterior de la misma la cual se encuentra a presión atmosférica; el eje o flecha de la bomba se proyecta a través de la carcasa en la zona conocida como prensa-estopa o caja de empaques. Este término

se define como el hecho de separar dos medios, el que está dentro de la bomba y el que está a condiciones atmosféricas, y así prevenir fugas; para ello se utiliza un material de empaque alrededor del eje cuando este pasa a través de la carcasa. Durante años se ha empleado un empaque suave para este empleo.²⁰

Cuando la bomba está en operación, el eje giratorio puede desplazarse radial y axialmente. Las pequeñas imperfecciones que resultan del maquinado, manufacturado y ensamble produce un desplazamiento radial y la expansión térmica diferencial produce un desplazamiento axial. El dispositivo debe ser flexible. Otras características del sello es su compatibilidad, dictada por las limitaciones de diseño del equipo.

Empaques

El tipo más común de sellos de ejes giratorios consiste en empaques que se componen de fibras, que primeramente se trenzan, retuercen o mezclan en tiras y, luego, se forman como espirales o anillos. Para asegurar la lubricación inicial y facilitar la instalación se impregnan con grasa u otro producto lubricante. Algunos de los materiales más utilizados son: asbesto, tela, asbesto trenzado y retorcido, caucho y trenzas metálicas, de yute o de lino. Los empaques plásticos se emplean con cantidades variables de fibras combinadas con un aglutinante y un lubricante para aplicaciones de altas viscosidades. A continuación se muestra una lista de temperaturas que soportan los materiales selladores.²⁰

MATERIAL	°C	°F
Lino	38	100
Algodón	93	200
Lona y caucho	149	300
Hule	177	350
Metales (con base de plomo)	218	425
Asbesto 1003	260	500
Asbesto 204	371	700

Metálicos (con base aluminio)	552	1025
Metálicos (con base de metal)	829	1525

Tabla 4.1 temperatura que soportan los materiales selladores²⁰

Es muy probable que el empaque no proporcione un sello totalmente hermético, por lo que debe ajustarse el sello cuando la velocidad superficial del eje sea mayor de 2.5 m/s. No obstante cuando la velocidad es mayor se requiere una salida de lubricación, reducción de fricción y enfriamiento.

El tipo más común de sellos utilizados en bombas multifásicas por sus propiedades y característica especiales para brindar protección contra fugas y presiones considerables son los sellos mecánicos los cuales se especifican a continuación:

Sellos mecánicos

Son los dispositivos más utilizados para sellar contra líquidos cuando se utilizan ejes rotatorios. Desde las bombas de agua para motores de automóviles hasta las grandes bombas. Los sellos mecánicos son confiables, tienen larga vida y casi siempre operan sin fuga visible.

El término sello mecánico es designado a un montaje embalado o prefabricado que forma un sello móvil entre superficies planas con acabado de precisión. Excepto en unos cuantos diseños especiales, las superficiales selladoras se orientan en un ángulo recto respecto al eje de rotación. La dirección de las fuerzas que mantienen las caras de sellado en contacto es paralela al eje.

Todos los sellos mecánicos contienen cuatro elementos básicos: un anillo sellador giratorio, un anillo sellador estacionario, una sección de carga de resorte para mantener el contacto entre las caras de sellado y sellos estáticos.

En forma genérica los sellos mecánicos se clasifican como internos o externos.

Los internos se instalan con todos sus componentes expuestos al flujo. Las ventajas de esta disposición son:

- ◆ La capacidad del sellado contra presiones elevadas.
- ◆ Protección de las partes selladoras contra daños mecánicos externos.

Para instalaciones de alta presión es posible equilibrar parcial o completamente la fuerza hidrostática sobre el sello interno, mediante la utilización de un eje escalonado. Este método es eficaz para reducir el consumo de potencia y ampliar la duración del sello.

Cuando se encuentran sólidos, y fluidos abrasivos, no se pueden introducir cantidades apreciables de un fluido secundario de inyección de líquido para lubricación durante el proceso, por lo que se emplean a veces sellos internos dobles. Las dos caras de sellado se protegen mediante el fluido de inyección entre ellas.

Sellos externos: Se instalan con todos sus componentes selladores protegidos del proceso. Las ventajas de esta disposición son:

- ◆ Se necesitan menos materiales de construcción críticos.
- ◆ La instalación y ajuste resulta más sencillo, debido a la posición expuesta de las piezas.
- ◆ El tamaño del estopero no es un factor limitante.

El balance hidráulico se realiza mediante el ajuste adecuado de los diámetros de las caras selladoras y el sello secundario. Se utilizan comúnmente bujes de estrangulación con sellos internos o externos simples, en los casos en que hay sólidos en el fluido y donde la entrada del fluido de inyección no sea objetable. Estos bujes tienen la finalidad de servir como restricciones para el flujo a través de los cuales el mantenimiento de un pequeño flujo hacia dentro del fluido de inyección impide la entrada de un fluido de proceso al estopero.

La ventaja de los sellos mecánicos sobre los estoperos de empaques convencionales, es la menor pérdida de potencia por fricción y la eliminación del desgaste en el eje. Las fugas son despreciables a lo largo de una vida prolongada, los sellos mecánicos son componentes de precisión y exigen una instalación y manejo cuidadoso.

El sistema de sellos en el bombeo multifásico es un factor importante a considerar, ya que el mayor índice de fallas está relacionado con el sistema de sellos, por esto, se han desarrollado complicados sistemas de sellados múltiples correctamente presurizados.

Análisis de Ventajas y Desventajas

En la siguiente tabla se muestra, en resumen, una tabla comparativa de análisis de ventajas y desventajas de las diversas tecnologías de bombeo multifásico.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TORNILLOS	<p>Amplio rango de fluidos y viscosidades.</p> <p>Amplio rango de flujos y presiones.</p> <p>Flexibilidad para seleccionar accionador.</p> <p>Bajas velocidades internas.</p> <p>Cebado automático.</p> <p>Alta tolerancia (aire, gas).</p> <p>Mínima formación de espuma.</p> <p>Baja vibración mecánica.</p> <p>Instalación y mantenimiento sencillos.</p> <p>Mediana tolerancia a la contaminación.</p> <p>Altas diferenciales de presión.</p> <p>Alto GVF (100%)</p> <p>Altas temperaturas.</p>	<p>Costo relativamente alto.</p> <p>Baja resistencia a la abrasión (arena).</p> <p>Baja capacidad para manejo de sólidos.</p> <p>Alto consumo de energía.</p> <p>Alta frecuencia y costos por mantenimiento.</p> <p>La capacidad de alta presión requiere una gran longitud de los elementos de bombeo.</p>
CAVIDAD PROGRESIVA	<p>Flujo uniforme y predecible (flujo laminar).</p> <p>Maneja flujo multifásico de hasta 99% en periodos de tiempo prolongados.</p>	<p>La máxima capacidad de gasto con una sola unidad es muy baja (29,000 bl).</p> <p>Maneja bajas diferenciales de presión.</p>

	<p>Fluidos altamente viscosos, hasta 1,000,000 cp.</p> <p>Fluidos abrasivos.</p> <p>No emulsifica el fluido.</p> <p>Maneja sólidos en suspensión de hasta 7cm. de diámetro.</p> <p>Bajo consumo de potencia.</p> <p>Autocebantes.</p> <p>Mantenimiento sencillo en sitio.</p> <p>Bajos costos de operación.</p> <p>Presión independiente de la velocidad de la bomba.</p> <p>Sin vibraciones.</p> <p>Soporta temperaturas hasta de 176 °C.</p> <p>Es reversible en su funcionamiento.</p>	<p>No se tiene mucha experiencia en instalaciones.</p> <p>Pruebas deficientes con GVF de 94 a 96%, fallas en sistema de sellos.</p>
HELICOAXIAL	<p>Alta capacidad de volumen de flujo.</p> <p>Baja sensibilidad a altos cortes de agua.</p> <p>Maneja presiones diferenciales medias.</p> <p>Soporta altas temperaturas.</p> <p>Maneja fluidos de alta viscosidad.</p> <p>Sistema autocebante.</p> <p>Baja frecuencia de mantenimiento.</p> <p>Bajo peso del equipo.</p> <p>Reduce caídas de presión en la línea de descarga.</p> <p>Reduce riesgos de formación de lodo e hidratos.</p> <p>Incrementa la producción de aceite.</p> <p>Prolonga la vida del pozo o yacimiento.</p> <p>Operación e instalación simple.</p>	<p>Operan a altas velocidades.</p> <p>Poca resistencia a la abrasión.</p> <p>No es aplicable a cualquier patrón de flujo.</p> <p>Bajas presiones con altos porcentajes de gas.</p> <p>Baja capacidad para manejo de fluidos con sólidos de grandes dimensiones.</p> <p>Altos costos por mantenimiento.</p> <p>Alto consumo de energía.</p>
DUAL BOOSTER	<p>Maneja 100% de gas por largos periodos.</p> <p>Maneja altos volúmenes de arena.</p> <p>Su costo es menor que un sistema convencional.</p> <p>Altas presiones de descarga, 90 kg/cm².</p> <p>Altos volúmenes de flujo de hasta 500,000 m³/d.</p> <p>Incrementa la producción de</p>	<p>Requiere de mantenimiento frecuentemente.</p> <p>Requiere de mayor espacio que los otros sistemas de bombeo multifásico.</p>

aceite y prolonga la vida del pozo o yacimiento.
--

Tabla 4.2 Tabla comparativa de ventajas y desventajas del bombeo multifásico

Comparación entre las bombas multifásicas

CONCEPTO	Tornillos	Cavidad Progresiva	Helicoaxial	Dual Booster
Volumen de flujo multifásico	ALTO	BAJO	ALTO	MEDIO
Manejo de alto porcentaje de agua	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Tiempo prolongado en manejo de gas	MEDIO	MEDIO	BAJO	ALTO
GVF	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO
Cualquier patrón de flujo	ALTO	ALTO	BAJO	ALTO
Diferencial de presión	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO
Temperaturas	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Viscosidad	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Manejo de fluidos corrosivos	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Velocidades internas	BAJO	BAJO	ALTO	BAJO
Formación de espuma	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
Resistencia a la abrasión	MEDIO	ALTO	MEDIO	ALTO
Sólidos en grandes dimensiones	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
Manejo de fluidos con alta densidad	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Alto contenido de impurezas	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Autocebante	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO
Costos por mantenimiento	ALTO	BAJO	ALTO	BAJO
Frecuencia de mantenimiento	ALTO	BAJO	BAJO	BAJO
Área requerida	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO
Consumo de energía	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
Peso	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO
Experiencia	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO
Instalaciones efectuadas	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO

Tabla 4.3 Comparación de las bombas multifásicas

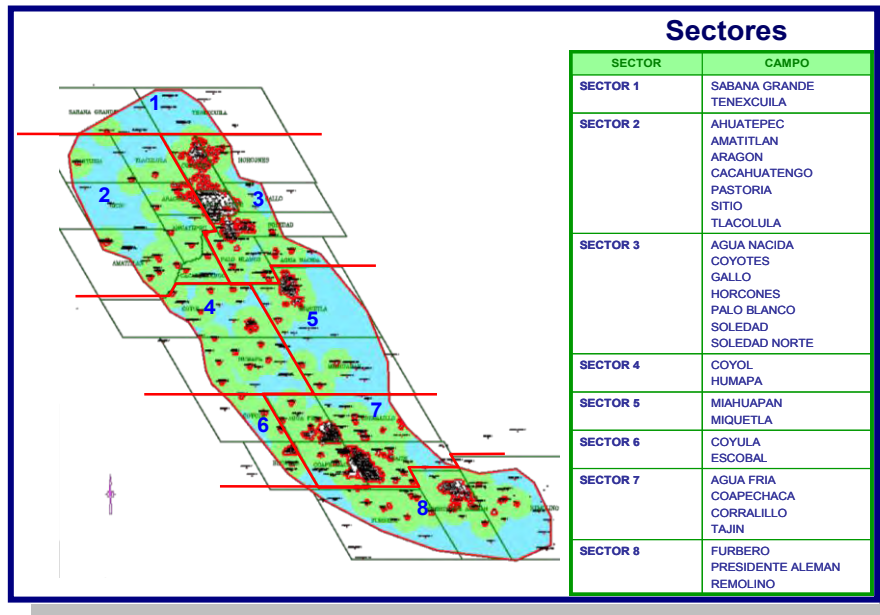
CAPÍTULO V

ESTUDIO DE OPCIONES PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

En este capítulo se describirá el Estudio: “Opciones para el manejo de la producción en superficie” realizado en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en el 2008.

Para el desarrollo del campo, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) subdividió el Paleocanal de Chicontepec en 8 sectores y 29 campos⁴, los cuales se muestran e identifican en la figura:

El plan de explotación considera la perforación de más de 20,000 pozos



en el periodo 2008 – 2023 para lo cual se requiere definir estrategias de explotación que consideren las características propias de los yacimientos⁴.

Fig. 5.1 Sectores⁴

Uno de los principales retos que se plantea es contar con infraestructura y tecnologías que se adapten a la declinación del campo.

El Paleocanal Chicontepec, está conformado por una serie de formaciones de areniscas y lutitas alternadas de edad terciaria, en donde

algunos horizontes arenosos se encuentran impregnados de aceite y gas, lo que conforman los yacimientos petrolíferos de Chicontepec. La roca almacenadora es la arenisca y las rocas trampa son las lutitas, la geología estructural es muy variada ya que existen desde fallas normales hasta pequeños anticlinales y fallas laterales. El mecanismo principal de empuje es gas en solución. Esta característica hace que los yacimientos declinen muy rápidamente y por consiguiente, se debe tomar en cuenta este aspecto al momento del diseño de las nuevas instalaciones y redes.

Propiedades de los fluidos

La diversidad de los yacimientos existentes proporciona de igual manera una diversidad de fluidos con características diferentes, que van desde aceites pesados hasta ligeros. Esta diversidad en las características del aceite se observa en la siguiente figura.

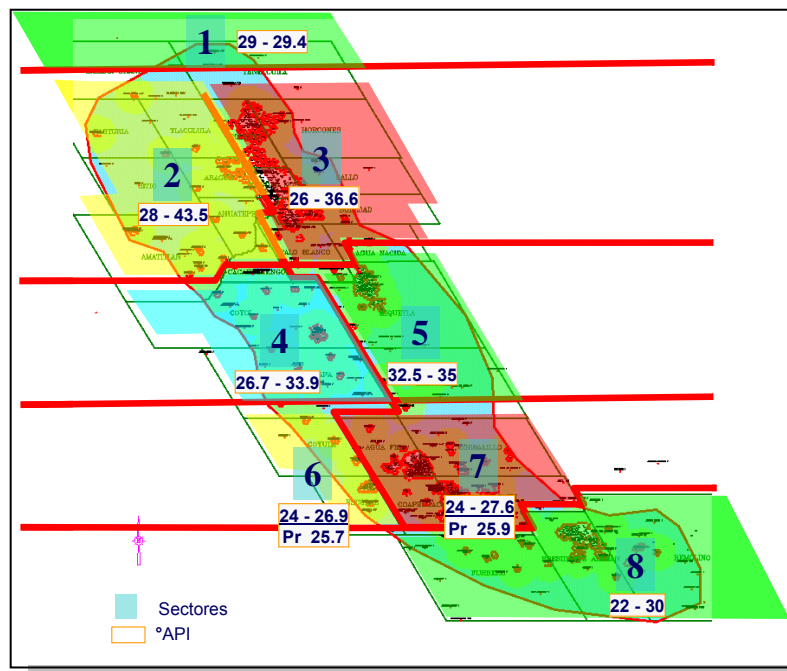


Fig. 5.2 Diversidad en las características del aceite⁴

Topografía del terreno

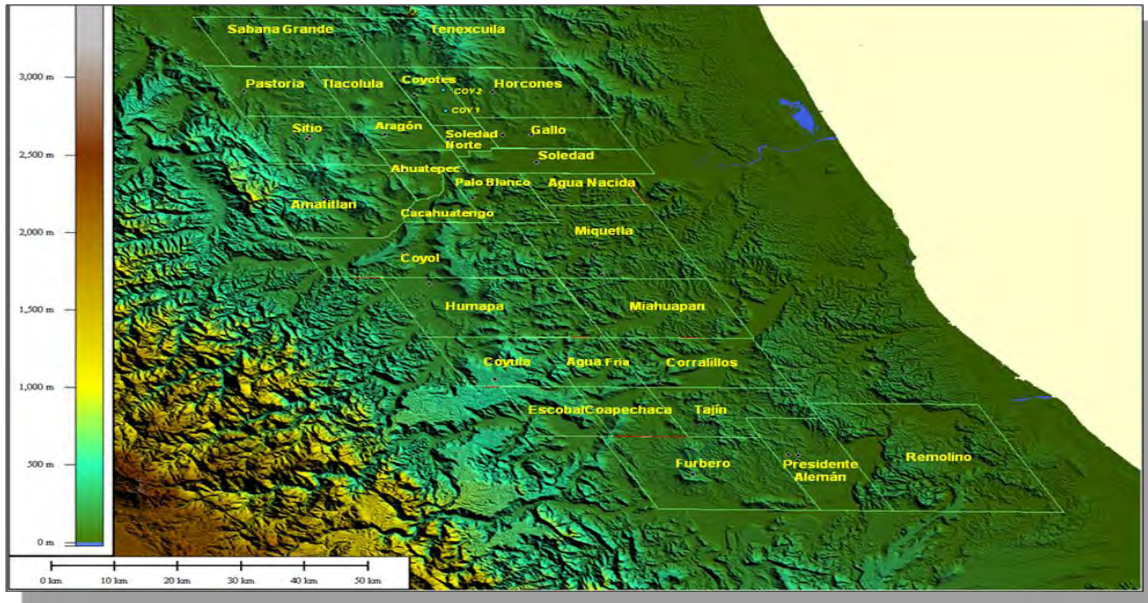


Fig. 5.3 Topografía AIATG. PEMEX⁴

Las condiciones topográficas existentes en el AIATG son muy irregulares, lo cual representa un reto para el desarrollo del campo. Se debe seleccionar una tecnología capaz de vencer estas condiciones y que garantice la productividad de los pozos.

Un estudio realizado en campos del AIATG, donde se presentan diferentes opciones para manejar la producción en superficie. El análisis de estas opciones, para el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se realizó mediante la aplicación de la metodología VCD, la cual contempla las etapas de Visualización, Conceptualización y Definición para asegurar una adecuada documentación del proyecto, así como reducir la

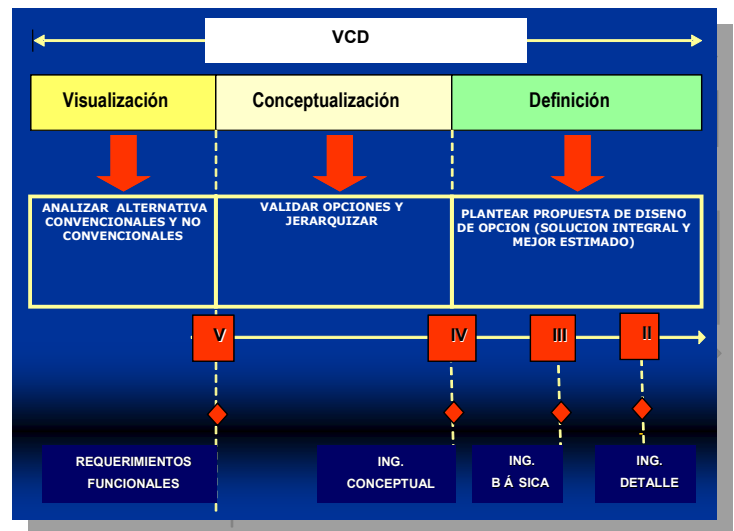


Fig. 5.4 PEMEX Metodología VCD⁴

incertidumbre y cambios en la etapa de construcción y operación.

En la primera fase del proyecto se desarrolló la etapa de Visualización mediante la cual se persigue identificar y desarrollar preliminarmente las opciones de instalaciones de superficie y efectuar la evaluación técnica, económica y de riesgos necesaria para determinar su factibilidad y jerarquización. Para cumplir con esta etapa, el VCD establece los pasos o procedimientos a seguir los cuales se pueden observar en la figura:

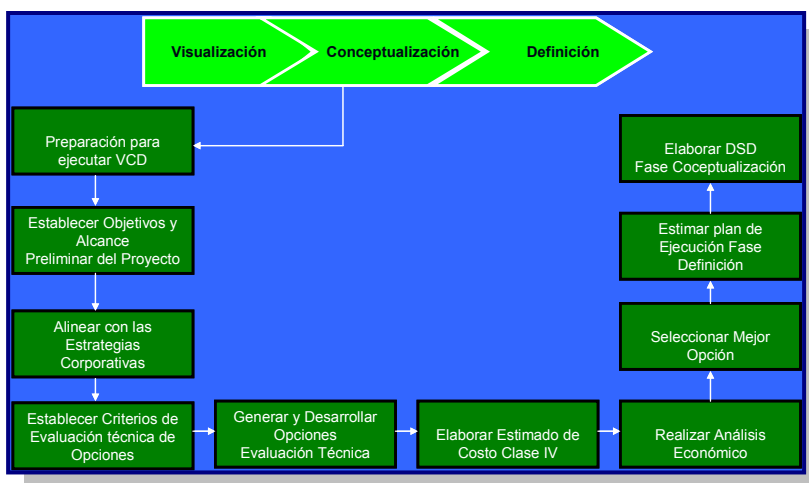


Fig. 5.5 PEMEX. Procesos de la etapa de visualización⁴

El objetivo del estudio fue evaluar nuevas opciones de instalaciones y nuevas tecnologías que permitan disminuir la contrapresión a los pozos y que contribuyan a la explotación rentable de los yacimientos, así como evaluar los requerimientos y fuentes de energía necesarias para las opciones de instalaciones y los sistemas artificiales de producción a ser implementados.

El alcance fue evaluar opciones para el manejo de la producción en superficie en el sector 7, de tal manera que dichas opciones puedan ser aplicadas a todos los sectores del AIATG y extensibles a las instalaciones existentes, evaluar opciones de suministro de energía para cada sistema seleccionado, así como realizar los estimados de costos de las opciones evaluadas para el manejo de la producción.

Previo al estudio, se revisaron las estrategias de perforación que el Activo tiene planificado para el periodo 2008 – 2023, con el propósito de asegurar la alineación de las diferentes opciones de infraestructura con los planes de desarrollo. Por otro lado, se definieron las premisas que permitirán establecer las fronteras al momento del desarrollo y evaluación de las opciones¹².

Para cada uno de los sectores en que fue dividido el AIATG, se definió el plan de desarrollo o explotación (POT I) para el periodo 2008 – 2022 con el objetivo de incrementar la producción de aceite. Este plan de perforación incorpora ciertos volúmenes de aceite, concentra un esfuerzo significativo en el sector 7 durante los primeros años lo cual se debe principalmente a que este sector concentra mayor disponibilidad de infraestructura e instalaciones de superficie para el manejo de la producción.

Para la perforación de los pozos se construyen macroperas, desde donde se perforan de orden de 19 pozos hacia diferentes objetivos de subsuelo.

En la siguiente figura se muestra el comportamiento típico de declinación de un pozo del área Agua Fría, en la misma se observa una declinación mensual del orden del 6,5% durante los primeros 10 meses de producción para luego tender a estabilizarse en valores de declinación de 2,75% mensual. Esta declinación se explica debido a que el yacimiento produce primordialmente por empuje de gas en solución.

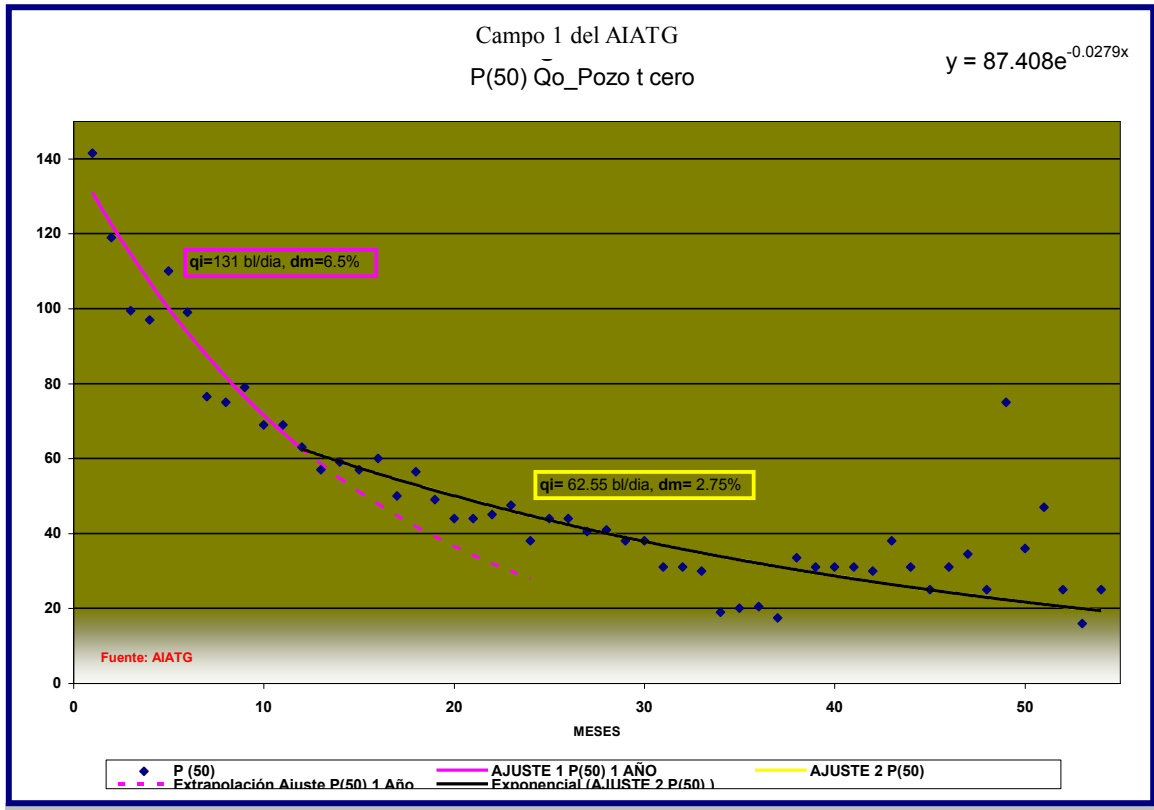


Fig. 5.6 Declinación típica de un campo del AI ATG⁴

Esta tendencia característica de los pozos se refleja en el perfil de producción de las macroperas, lo cual puede observarse en las figuras:

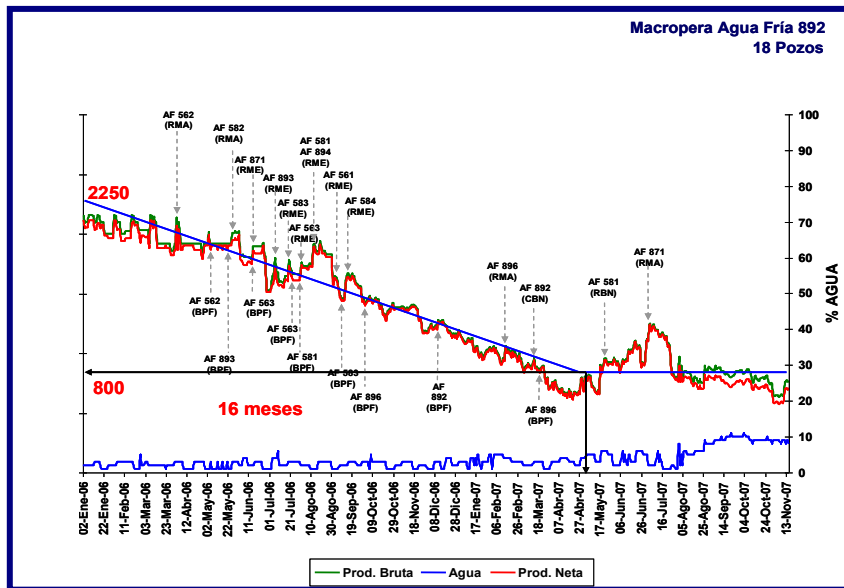


Figura 5.7 Perfil de producción de la macropera. Agua Fría.⁴

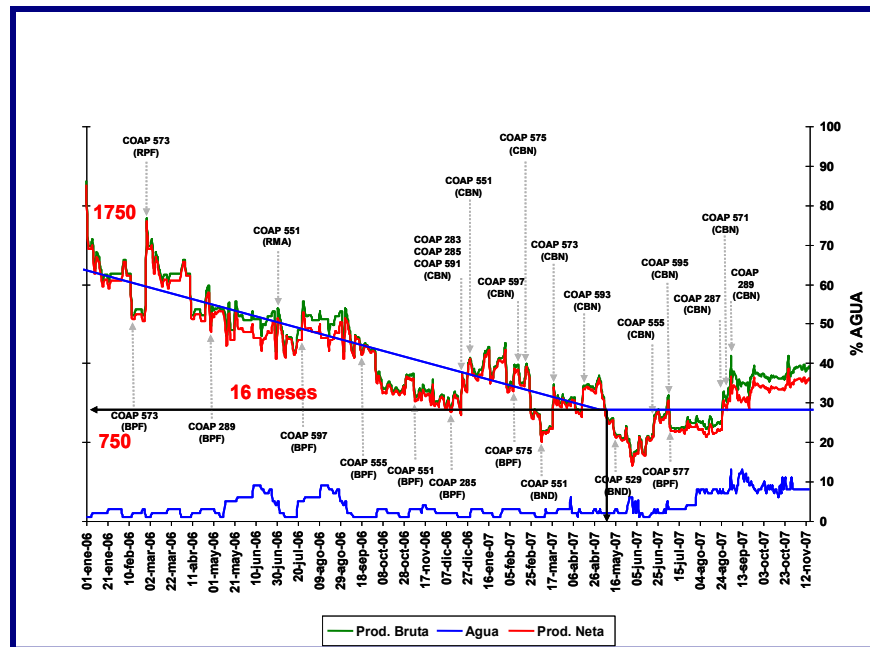


Fig. 5.8 Perfil de producción de macropera.⁴

Es interesante notar como en los primeros 16 meses de vida productiva se alcanzan valores de abatimiento en el orden del 5 % en las macroperas, luego tienden a estabilizarse mediante implementación y cambios de sistemas artificiales.

Los criterios de selección utilizados para la evaluación objetiva de las diferentes opciones, se pueden clasificar en:

- ◆ Flexibilidad y confiabilidad operacional
- ◆ Construcción/ Implementación de la opción
- ◆ Integridad: Administración del cambio, impacto, competencia del personal para construir y operar, sistemas de protección y riesgo a la instalación
- ◆ Beneficios
- ◆ Análisis de riesgos

Las premisas consideradas para la evaluación fueron:

- ◆ Métodos de sistemas artificiales y factor de declinación: BN, BM, BCP
- ◆ Topografía
- ◆ Ubicación de las macroperas
- ◆ Condiciones de operación
- ◆ Gastos

5.1

OPCIÓN 1: INSTALAR LÍNEAS INDEPENDIENTES DESDE CADA MACROPERA HACIA LOS CENTROS DE PROCESAMIENTO

Esta opción contempla continuar desarrollando el campo bajo los esquemas actuales.

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 Recolección (Batería) en donde se separa, mide, 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 exportación¹⁴.

Se considera el tendido de líneas independientes de producción general y líneas de medida desde cada una de las macroperas hacia los centros de procesamiento.

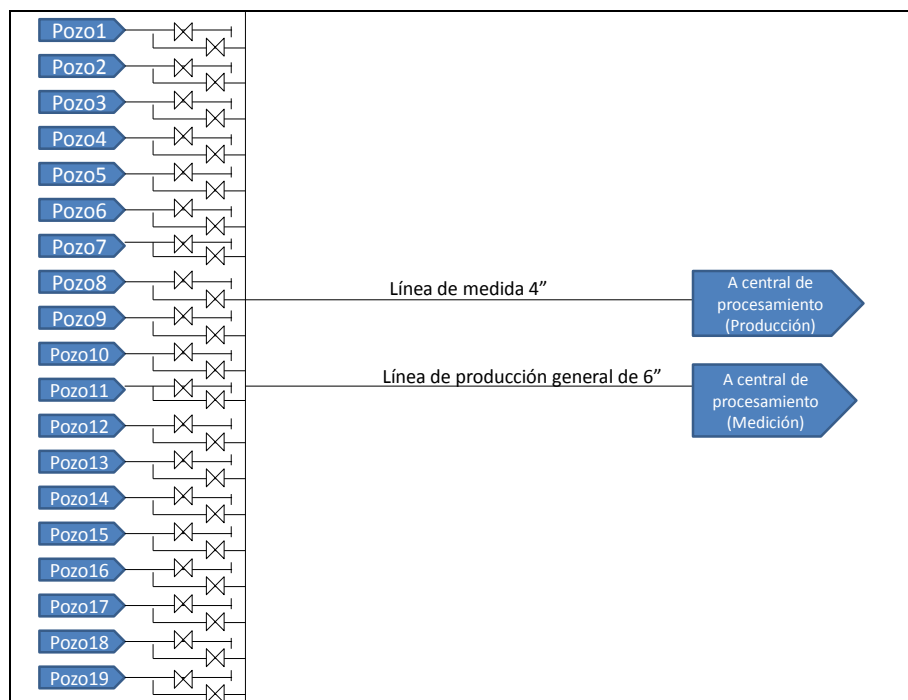


Fig. 5.9 PEMEX. Opción 1: Diagrama de flujo de procesos⁴

◆ *Filosofía de operación*

La mezcla de aceite – agua – gas producida por los pozos será recolectada en un cabezal de producción general, desde donde se transferirá a las centrales de procesamiento mediante líneas de producción general para ser separadas las fases de líquido y gas. Por otro lado, los pozos que requieran ser medidos para evaluar su gasto, serán enviados en forma independiente a las centrales de procesamiento mediante una línea que se conecta al cabezal de medida.

Un esquema del sistema para el manejo de la producción en superficie se muestra en la siguiente figura:

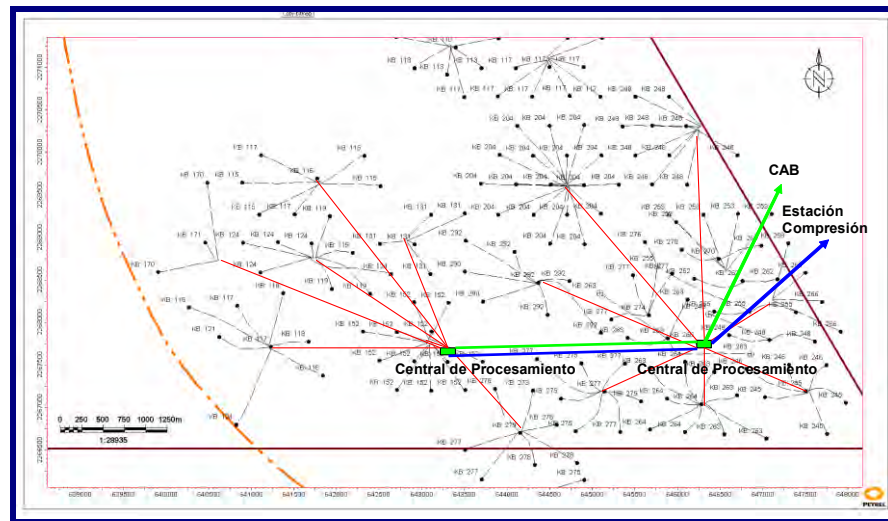


Fig. 5.10 PEMEX. Opción 1: Esquema de manejo de la producción en superficie⁴

Por lo general, las centrales de procesamiento operan con una presión de separación alrededor de 3,5 Kg/cm². Al ser transferida la producción desde las macroperas hacia las centrales de procesamiento, se produce una caída de presión en las líneas de producción general del orden de 4 hasta 8 Kg/cm², dependiendo de la topografía del terreno, generando una contra presión hacia los pozos de 7 a 12 Kg/cm².

◆ *Memoria de cálculo:*

Considerando BN como sistema artificial de producción:

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Este caso representa aquellas macroperas cuyas diferencias de cotas con los centros de procesamiento a los cuales se conectan están a la misma altura

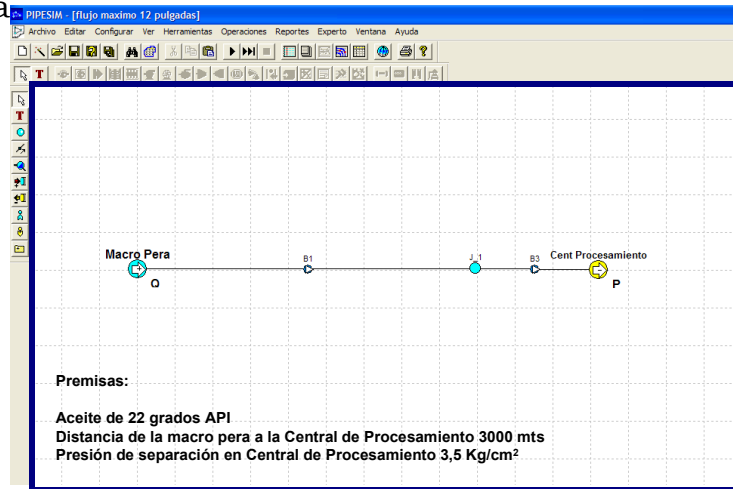


Fig. 5.11 PEMEX. Opción 1. Macropera al mismo nivel que la Central de Procesamiento⁴

En este caso se realizaron sensibilidades considerando variación de gasto por macroperas y diferentes diámetros de líneas de producción general. Los resultados obtenidos por el simulador se resumen a continuación: (Tabla 5.1⁴)

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión Pera (Kg/cm ²)
750	4,5	6	9.22
		8	5.32
		10	4.16
1520	6.5	6	16.00
		8	8.13
		10	5.29
2470	3,8	6	14.56
		8	7.60
		10	5.06

Para los diferentes escenarios de gasto evaluados, el uso de líneas de producción general de 8" de diámetro luce como la mejor alternativa para transferir las macroperas en forma directa e independiente hacia las centrales de procesamiento, ya que se obtienen presiones aceptables que van desde las 5.32 Kg/cm² hasta un máximo de 8.13 Kg/cm², para los diferentes escenarios de gasto evaluados.

Se observa también, que las líneas de 6" estarían subdimensionadas para los escenarios de media y alta producción; por otro lado, el uso de líneas de 10" genera muy poca resistencia al flujo, sin embargo, estaría sobredimensionada para los escenarios de mediana y baja producción.

2. Macropera ubicada 30 m por debajo de la central de procesamiento

En este caso se simuló la condición de aquellas macroperas localizadas a 30 m por debajo del nivel de la central de procesamiento

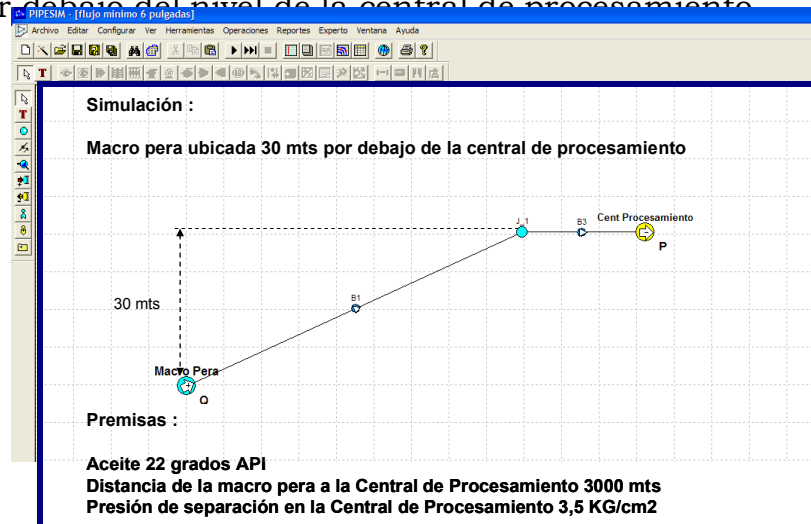


Fig. 5 .12 PEMEX. Opción 1 Macropera 30 m por debajo de la Central de Procesamiento⁴

Los resultados de la simulación se resumen a continuación:

Q_o (BPD)	Q_g (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera (Kg/cm²)
750	4,5	6	9.9
		8	5.67
		10	4.40
1520	6.5	6	10.80
		8	8.02
		10	5.36
2470	3,8	6	14.52
		8	7.71
		10	5.32

Tabla 5.2⁴

De los resultados de las sensibilidades se puede apreciar que en el caso de una macropera con pendiente desfavorable para fluir hacia las baterías, una línea de 8" de diámetro es satisfactoria para cubrir los escenarios de producción esperados, incluyendo la consideración de abatimiento del yacimiento, adicionalmente garantiza una contra presión máxima de 8.02 Kg/cm² hacia los pozos, lo cual se puede considerar aceptable.

3. Macropera ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

Este escenario representa una macropera cuya diferencia de cotas con la central de procesamiento indica que se encuentra ubicada 30 m por arriba.

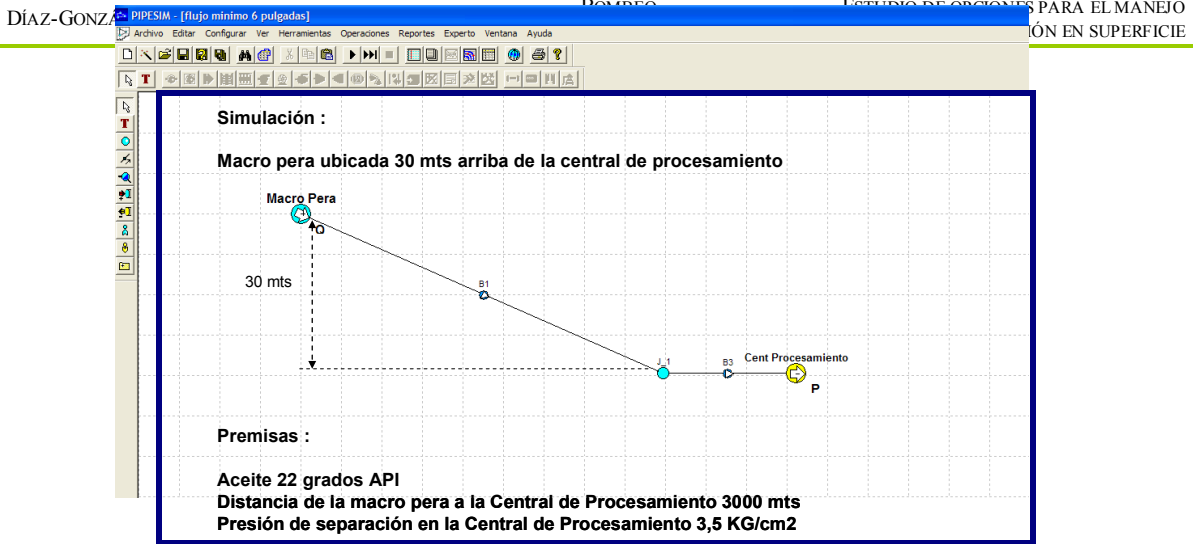


Fig 5.13 PEMEX. Opción 1. Macropera 30 m por arriba de la Central de Procesamiento⁴

El resumen de la simulación realizada se presenta a continuación:

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera (Kg/cm2)
750	4,5	6	10.31
		8	5.71
		10	4.30
1520	6.5	6	16.37
		8	8.25
		10	5.33
2470	3,8	6	15.00
		8	7.79
		10	5.60

Tabla 5.3⁴

Contrariamente a lo que pueda pensarse, el hecho de que la macropera se encuentre ubicada en una cota superior a la central de procesamiento no siempre representa condiciones favorables para el flujo, aprovechando la energía o fuerza de gravedad.

Al comparar este caso con los resultados obtenidos cuando las macroperas se ubican por debajo de las centrales de procesamiento, observamos que donde se utiliza línea de 6" se obtiene mayor contrapresión en macroperas ubicadas por encima de las centrales de

procesamiento, esto se explica debido a que en flujo multifásico, el descenso de los fluidos dentro de la tubería incrementa la fricción, siendo en este caso, mayores las pérdidas por fricción que la ganancia por altura. Utilizando líneas mayor o igual a 8”, las pérdidas de presión por fricción disminuyen.

De este análisis observamos, que para aquellas macroperas que estén topográficamente ubicadas por arriba de las centrales de procesamiento, las líneas de 8” se adaptan para manejar los escenarios de baja, mediana y alta producción.

Resumiendo los tres escenarios evaluados, las líneas de producción general de 8” son las que mejor se adaptan para producir las macroperas independientemente de la topografía del terreno, ya que garantizan presiones máximas de 8,25 Kg/cm² para los diferentes escenarios evaluados.

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

La tabla presenta los valores de presión y velocidad obtenidos bajo este escenario.(Tabla 5.3⁴)

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera (Kg/cm ²)
750	4,5	6	7.00
		8	4.59
		10	3.89
1520	6.5	6	10.58
		8	5.87
		10	4.38
2470	3,8	6	14.56
		8	7.60
		10	5.06

2. Macropera ubicada 30 m por debajo de la central de procesamiento

Los resultados para este caso se resumen a continuación:(Tabla 5.4^a)

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera (Kg/cm2)
750	4,5	6	7.06
		8	4.78
		10	4.09
1520	6.5	6	10.57
		8	6.04
		10	4.64
2470	3,8	6	14.52
		8	7.71
		10	5.32

3. Ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

Los resultados para este caso se resumen a continuación:(Tabla 5.5^a)

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera (Kg/cm2)
750	4,5	6	7.14
		8	4.63
		10	3.89
1520	6.5	6	10.89
		8	5.96
		10	4.41
2470	3,8	6	15.00
		8	7.79
		10	5.12

El caso de desarrollar el campo mediante el uso de sistemas artificiales de producción tales como el bombeo mecánico (BM) o bombeo de cavidades progresivas (BCP), requeriría al igual que el caso de bombeo neumático, líneas de producción general de 8" de diámetro, ya que permiten alcanzar

presiones en las macroperas del orden de 4,59 Kg/cm² hasta los 7,79 Kg/cm² dependiendo de la topografía del terreno.

◆ **Lista de equipos**

La opción de manejar la producción en superficie en cada macropera mediante el tendido de líneas independientes hacia las centrales de procesamiento no considera equipos de proceso, sólo el tendido de líneas y tuberías para el transporte de fluidos.

1. Considerando BN como sistema artificial de producción

Considerando los resultados de las simulaciones, se contempla el uso de líneas de producción general de 8" de diámetro para el transporte de la producción desde las macroperas hacia las centrales de procesamiento.

2. Considerando BM / BCP como sistema artificial de producción

Al igual que el escenario anterior, las líneas de 8" de diámetro son las que presentan un mejor comportamiento de caída de presión.

Para ambos escenarios e independientemente del sistema artificial de producción implementado, se considerará el desarrollo de la opción 1 mediante la instalación de las líneas descritas a continuación:

Caso macroperas independientes		
Actividad	Cantidad	Unidad
Instalación de línea de producción general 8" x 3000m	3	Km
Instalación de línea de medición 4" x 3000m.	3	Km

Tabla 5.5 PEMEX. Opción 1. Líneas a instalar⁴

◆ **Estimado de Costos**

Para el caso de una macropera, el estimado de costos clase se muestra en la siguiente tabla.

Caso macroperas independientes

Actividad	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (MM\$)	Costo total (MM\$)
Instalación de línea de producción general 8" x 3000m	3	Km.	1.7	5.10
Instalación de líneas de medición 4" x 3000m	3	Km.	1.1	3.30
				8.4

Tabla 5.6 PEMEX. Opción 1 Estimado de costos para una macropera⁴

El desarrollo previsto por el activo para los próximos años contempla la perforación y construcción de un gran número de macroperas.

Para efectos de este estudio, se tomó como base el plan de explotación para el año 2008, el cual considera la perforación de alrededor de 760 pozos.

Tomando en cuenta que desde una macropera se pueden perforar hasta 19 pozos, se estarían construyendo aproximadamente 40 macroperas.

Tomando BN como sistema artificial de producción, deberá incluirse en el estimado de costos la instalación de aproximadamente 150 Km de tubería de 6" de diámetro para construir la red de BN para suministrar el gas a los pozos a perforar.

Bajo este escenario, el estimado de costos para esta opción y considerando el plan de desarrollo es el siguiente: (Tabla 5.6⁴)

Tender líneas individuales a cada macropera					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de Producción (64 MBPD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año	40				
Cada macropera de 19 pozos	120	Km	1.7	Km	204.00
Oleogasoducto 8" x 3 Km	120	Km	1.1	Km	132.00
Línea de medición 4" x 3 Km.	150	Km	1.4	Km	210.00

Extender red de BN					
Procesar fluidos (10 macroperas por batería) Baterías (16MBPD, 24MMPCD) 5 separadores horizontales de producción 3 bombas centrífugas Medición 1 sistema de desfogue y quemador de baja presión	4	C/U	198.00	C/U	792.00
Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	32	Km	1.7	C/U	54.40
Red contraincendio	32	Km	1.8	C/U	57.60
Oleoducto 8" x 8Km Gasoducto 8" x 8Km	1	C/U	380.00	C/U	306.85
Tratamiento de aceite Central de almacenamiento y bombeo (modular de 60 MBPD)	1	C/U	450.00	C/U	436.05
Acondicionamiento y compresión del gas Planta Compresora de Gas (Modular de 90MMPCD)					
					2192.90

Tabla 5.7 PEMEX. Opción 1 Estimado de Costos para 40 macroperas con BN⁴

En caso de implementarse un sistema artificial de producción diferente a BN que requiera energía eléctrica, se tomará como premisa que dicha fuente de energía será suministrada por la CFE a través de la red eléctrica nacional, por lo tanto no requerirá inversiones directas por parte del Activo.

En este caso, el estimado de costos será:

Tender líneas individuales a cada macropera					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64MBPD; 97MMPCD) Número de macroperas en un año	40				
Cada macropera de 19 pozos					

Oleogasoducto 8"x3Km	120	Km	1.7	Km	204.00
Línea de medición 4" x 3Km	120	Km	1.1	Km	132.00
Procesar fluidos (10 macroperas por batería)	4	C/U	198.0	C/U	792.00
Baterías (16MBPD; 24 MMPCD)					
5 separadores horizontales de producción					
3 bombas centrífugas					
Medición					
1 sistema de desfogue y quemador a baja presión					
Cabezales, obres mecánicas, civiles y eléctricas	32	Km	1.7	C/U	54.40
Red contraincendio	32	Km	1.8	C/U	57.60
Oleoducto 8" x 8Km					
Gasoducto 8" x 8Km	1	C/U	380.0	C/U	306.85
Tratamiento de aceite					
Central de almacenamiento y bombeo (modular de 69MBPD)	1	C/U	450.0	C/U	436.05
Acondicionamiento y compresión del gas					
Planta compresora de gas (modular de 90MMPCD)					
					1982.90

Tabla 5.8 PEMEX. Opción 1. Estimado de costos Clase V para 40 macroperas con BM o BCP⁴

Un aspecto importante a considerar para el desarrollo de esta opción es el clima, ya que se tiene que llevar a cabo la construcción y el tendido de líneas, y este factor podría generar atrasos en la ejecución e implementación de la opción si no se establecen adecuadas estrategias de construcción.

También es importante considerar la disponibilidad de materiales (tuberías) y garantizar accesos a los sitios de construcción.

5.2

OPCIÓN 2: CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA Y TRANSFERIRLA EN CONJUNTO A TRAVÉS DE LA LÍNEA DE PRODUCCIÓN GENERAL COMÚN

Esta opción contempla agrupar varias macroperas en grupos de 5 y transferirlas en conjunto mediante una línea de producción general hacia los centros de procesamiento. Se tomó como premisa para la evaluación que no todas son incorporadas a producción en el mismo momento. Se estableció un perfil de incorporación de producción estimando un espaciamiento de 3 meses entre cada una de las macroperas, adicionalmente, se consideró el efecto de declinación tomando como caso crítico para las simulaciones el momento en que las 5 macroperas están en producción. En la siguiente figura se muestra el perfil de producción estimado.

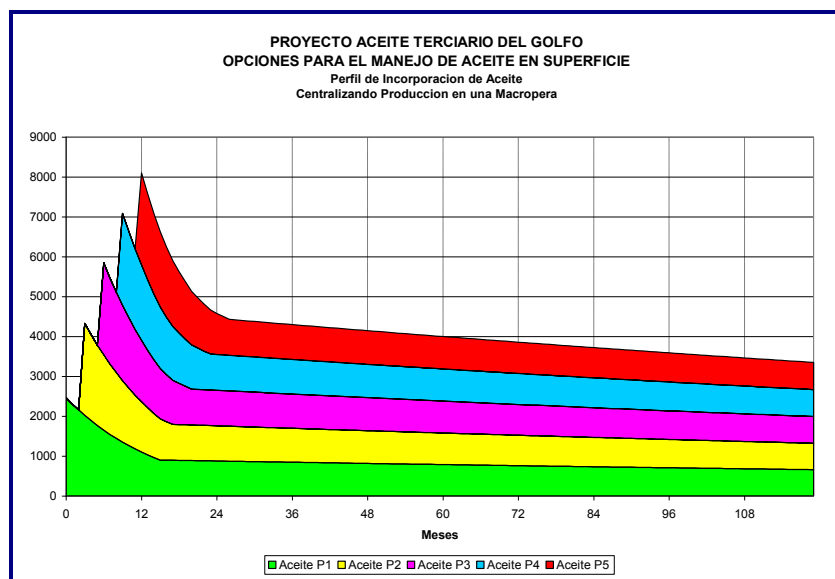
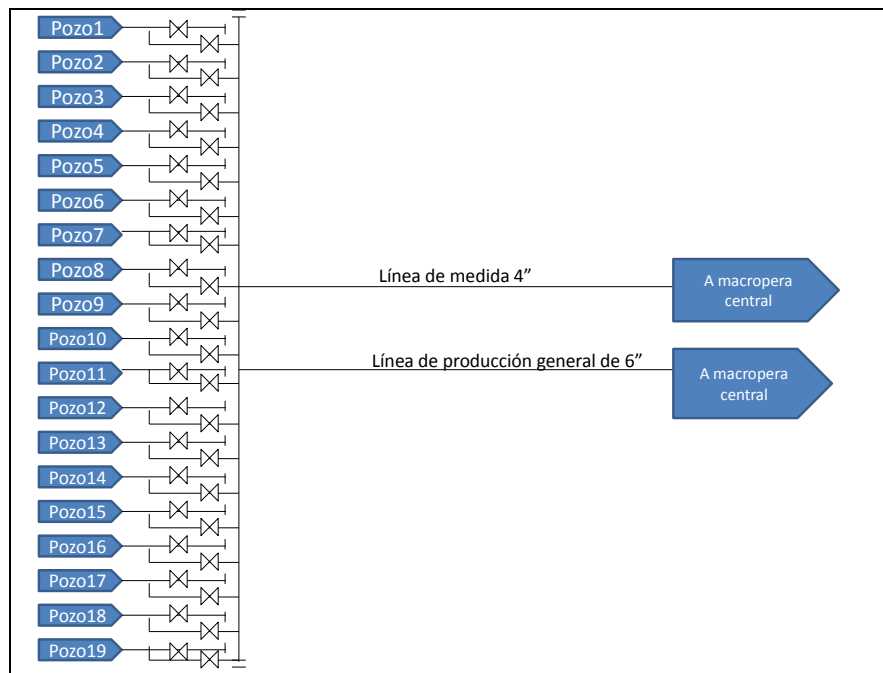


Fig 5.14 PEMEX. Opción 2 .Perfil de producción estimado centralizando la producción en una macropera⁴

Los gastos máximos se alcanzarán al incorporarse la 5ta macropera en el mes 12. Los gastos considerados para simular esta opción, se determinaron tomando en cuenta la declinación.(Tabla 5.9⁴)

Macropera	BN			BM o BCP		
	BPD	MMPCD	RGA	BPD	MMPCD	RGA
1	1100	6.3	927	1100	3.0	484
2	1260	6.4	822	1260	3.0	424
3	1540	6.5	683	1540	3.1	358
4	1890	3.1	266	1890	3.4	321
5	2400	3.8	256	2400	3.8	282

Fig. 5.15 PEMEX. Diagrama de procesos⁴

◆ *Filosofía de operación*

La mezcla aceite- agua- gas producida por los pozos, se recolectará en un cabezal de producción general, desde donde será transferido hacia una macropera central. Toda la producción recolectada será transferida mediante una línea de producción general común, desde esta macropera, hacia la central de procesamiento, para separar las fases gas y líquido. Por otro lado, los pozos que requieran ser medidos para evaluar su gasto, serán enviados de forma independiente a las centrales de procesamiento mediante una línea que se conecta al cabezal de medida.

En la siguiente figura se observan las diferentes macroperas, las cuales se transfieren en forma conjunta, a las centrales de procesamiento mediante líneas de producción general que transportan el fluido multifásico.

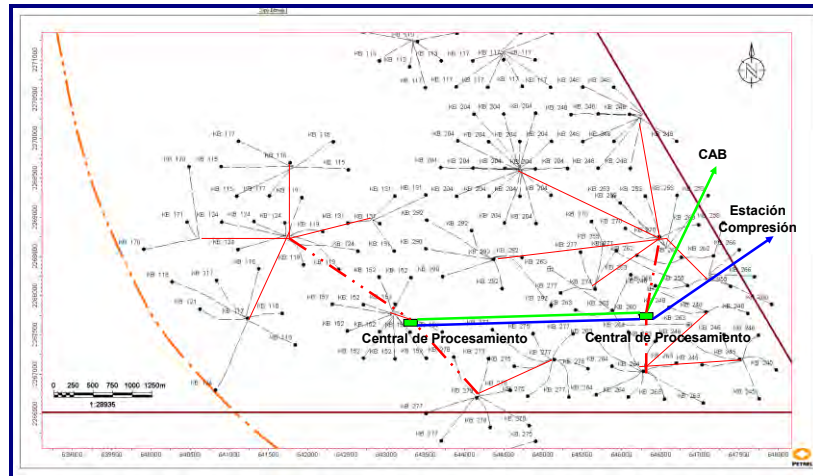


Fig. 5.16 PEMEX. Opción 2. Manejo de la producción en superficie⁴

Generalmente, las centrales de procesamiento operan con una presión de separación de aproximadamente 3.5 Kg/cm². Al ser transferida la producción desde las macroperas hacia las centrales de procesamiento, se produce una caída de presión en las líneas de producción general del orden de los 4 hasta los 8 Kg/cm² dependiendo de la topografía del terreno generando una contrapresión hacia los pozos de entre 7 y 12 Kg/cm².

◆ **Memoria de cálculo:**

Considerando BN como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Para evaluar el efecto de la topografía del terreno, se hicieron simulaciones donde las macroperas periféricas están: una a 30m. por debajo de la macropera central, ubicada a 10m. debajo, otra al mismo nivel y una cuarta 30m. por arriba de la macropera central.

Se consideraron líneas de 8” de diámetro y 3000m. de longitud.

La simulación:

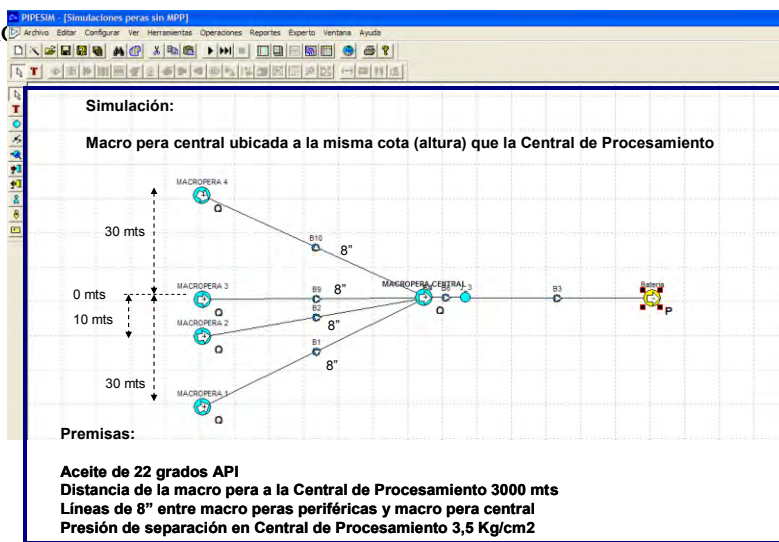


Fig. 5.16 PEMEX. Opción 2 Macropera central al mismo nivel que la Central de Procesamiento⁴

Para este caso se realizaron diferentes sensibilidades, variando el gasto por macroperas y los diámetros de líneas de producción general.

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macroperaera central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm2)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	10	17.88	19.74
	12	11.43	13.62

Tabla 5.10 PEMEX. Opción 2 Caso BN con Macropera central mismo nivel que la Central de Procesamiento⁴

Considerando este escenario, se requieren líneas de 12” de diámetro como líneas de producción general común para transferir la producción total de las macroperas hacia la central de procesamiento, aún así las presiones en las macroperas serían muy elevadas, alcanzando valores de 13.62 Kg/cm2. Las líneas de 8” y 10” no son muy recomendadas bajo este esquema.

2. Macropera central ubicada 30m por debajo de la central de procesamiento:

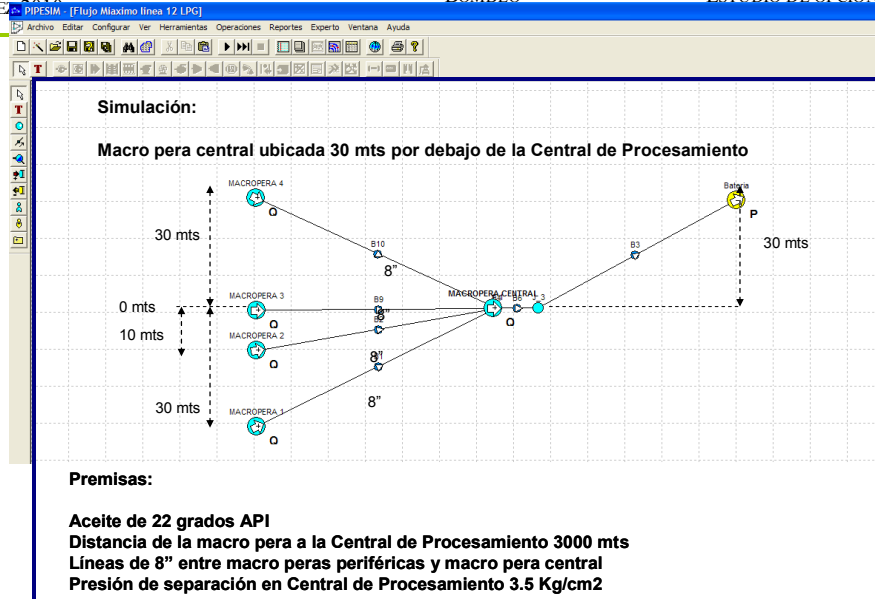


Fig. 5.17 PEMEX. Opción 2 Macropera central 30 m por debajo de la Central de Procesamiento⁴

Los resultados de la simulación se encuentran resumidos a continuación: (Tabla 5.11⁴)

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm ²)
Macropera central 30 mts por debajo de la central de procesamiento	10	17.59	19.49
	12	11.20	13.72

En este caso, se requieren líneas mayores a 12" de diámetro para manejar la producción centralizada, bajo este esquema, las presiones simuladas llegaron a valores de 13.72Kg/cm², excediendo el mínimo establecido (7 Kg/cm²).

3. Macropera ubicada 30 m. ubicada por arriba de la central de procesamiento

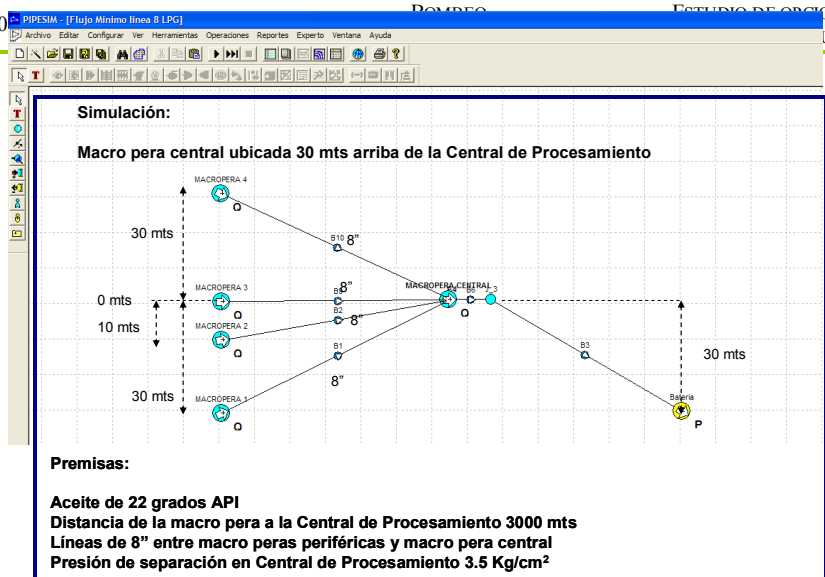


Fig. 5.18 PEMEX. Opción 2 Macropera 30 m por arriba de la Central de Procesamiento⁴

Un resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, se presenta a continuación:(Tabla 5.12⁴)

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm2)
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	10	17.88	19.77
	12	11.39	13.88

Resumiendo los tres escenarios evaluados en el estudio, se observa que se requieren tuberías de gran dimensión como líneas de producción general para manejar la producción centralizada debido a las altas presiones alcanzadas.

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento.

El resumen de los resultados del simulador se presenta a continuación:(Tabla 5.13⁴)

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm2)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	10	13.93	15.23
	12	9.06	10.82

2. Macropera ubicada 30m por debajo de la central de procesamiento.

El resumen de los resultados del simulador se presenta a continuación:(Tabla 5.14⁴)

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm2)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	10	13.93	15.23
	12	9.06	10.82

3. Macropera ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

El resumen de los resultados del simulador se presenta a continuación:(Tabla 5.15⁴)

Escenario	Diámetro Línea PG (Pg)	Presión macropera central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas periféricas (Kg/cm2)
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	10	13.91	15.22
	12	9.02	10.82

Tabla 5.16⁴

No se cumple una de las premisas consideradas para este estudio, ya que se excede la contrapresión esperada, aún utilizando líneas de 12” como líneas de producción general.

A pesar de que este esquema no cumple con las expectativas de disminuir las presiones en las macroperas, se evaluaron los escenarios considerando líneas de producción general de 12” de diámetro.

Como se mencionó, los resultados de las simulaciones y las premisas, no cumplieron con las expectativas, por lo que no serán presentados en este trabajo.

5.3

OPCIÓN 3. INSTALAR BATERÍAS EN CADA MACROPERA

Esta opción contempla la instalación de equipos para separar, comprimir el gas y transferir los líquidos mediante el uso de bombas, hacia los centros de procesamiento.

◆ **Diagrama de flujo de procesos:**

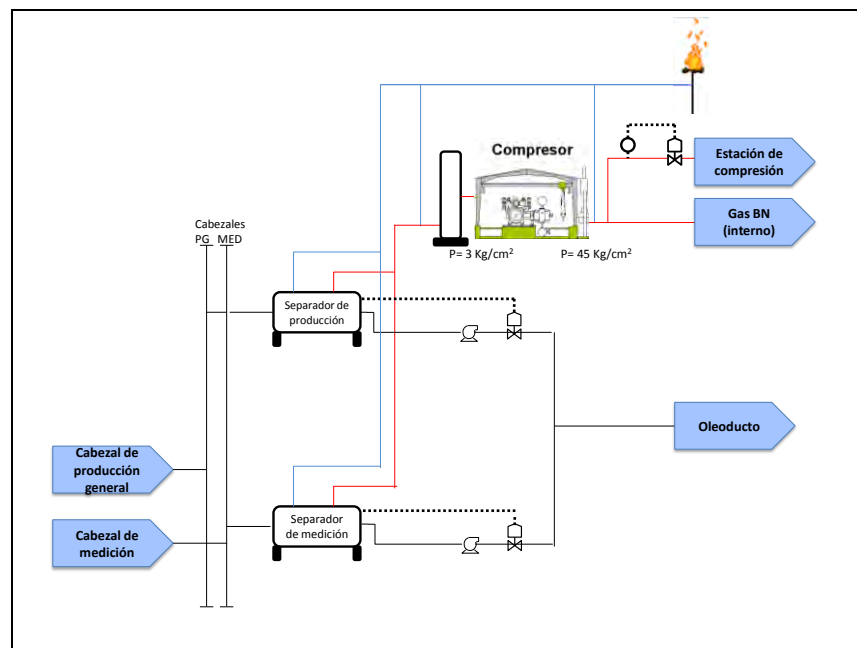


Fig.5.19 Diagrama de flujo de procesos⁴

◆ **Filosofía de operación**

La mezcla de aceite - agua - gas producida por los pozos será recolectada en un cabezal de producción general, desde donde se enviará a un separador de producción ubicado en la macropera, el cual, con una presión de operación de $3,5 \text{ Kg/cm}^2$ separará las fases de líquido (aceite y agua) de la fase de gas. El nivel de líquido de los separadores será controlado por una bomba centrífuga quien succionará directamente desde el recipiente para completar su transferencia, a través de un oleoducto, hacia el centro de procesamiento.

Por otro lado, el gas separado será succionado a 3 Kg/cm² mediante un compresor, el cual elevará la presión hasta 45 Kg/cm² para ser utilizado en cada macropera para su consumo como gas de BN. El excedente de gas que no sea utilizado como BN será transferido hacia el gasoducto por medio de un sistema de control de presión.

Existe un quemador para recolectar la descarga de alivio de las válvulas de seguridad de los separadores y el gas a alta presión liberado por el sistema de compresión, en caso de contingencias.

En la siguiente figura se presenta un esquema del sistema para el manejo de la producción en superficie, donde se observan la diferentes macroperas, en las cuales se instalarán los equipos de proceso para transferir, de forma independiente, los fluidos separados a las centrales de procesamiento.

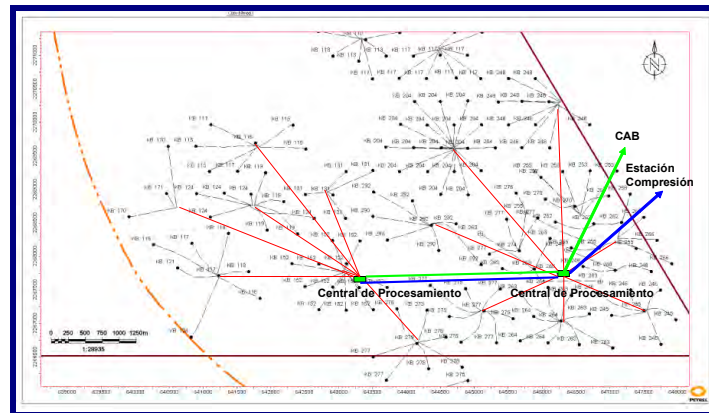
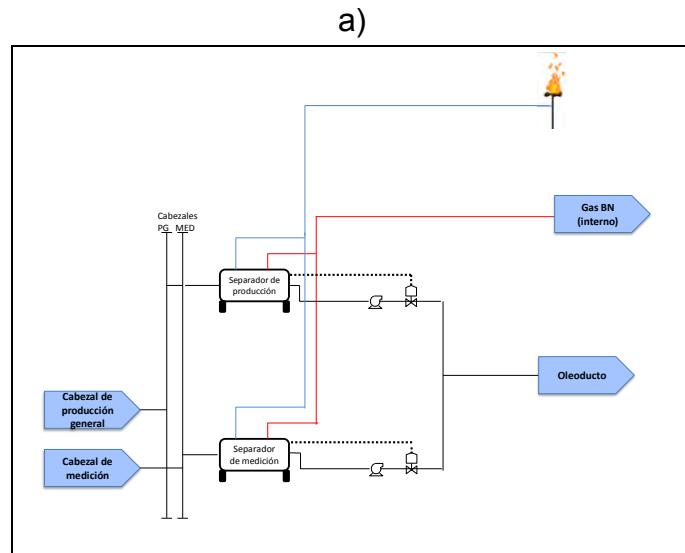
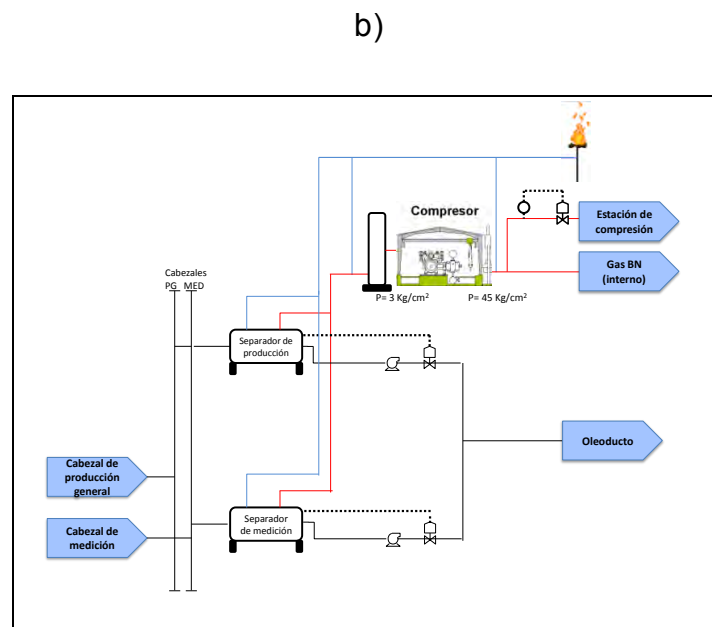


Fig. 5.20 PEMEX. Opción 3. Esquema de Manejo de Producción en Superficie⁴

◆ Memoria de cálculo

Los cálculos se realizaron utilizando la presión del separador para transferir los fluidos, tal como se ve en la figura a). Otro esquema es utilizar compresor y bomba para transferir el gas y aceite, respectivamente, hacia las centrales de procesamiento, según se muestra en la figura b)

Fig.5.21 Presión de separador para transferir los fluidos⁴Fig. 5.22 Utilizando compresor y bomba para transferir los fluidos⁴

Para todos los casos se consideró una eficiencia de separación del 98%, una eficiencia de compresión del 90% y eficiencia de bombeo del 80%.

Considerando BN como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Para el estudio se realizaron diferentes sensibilidades, variando el gasto por macroperas y variando diámetros de líneas de producción general.

A continuación se presenta la mínima presión de separación requerida para transferir los líquidos hacia la central de procesamiento, adicionalmente, la presión de separación y los requerimientos de potencia para transferir los líquidos en caso de utilizar bombas.

Qo (BPD)	Qg (MMPCD))	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima de Requerida (Kg/cm2)	Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	4.19	3.04	1.75
		8	3.75		
1520	6.5	6	4.88	3.52	2.47
		8	3.98		
2470	3,8	6	5.85	3.0	1.42
		8	4.28		

Tabla 5.17 PEMEX. Opción 3 Caso BN con Macropera mismo nivel que la Central de Procesamiento⁴

De acuerdo a los resultados obtenidos, una presión de separación de 5.85 Kg/cm² sería suficiente para transferir los líquidos hacia una central de procesamiento, a través de una línea de 6" de diámetro. Instalando bombas podría operar con una presión de succión hasta 3.0 Kg/cm², la cual es equivalente a la presión de separación. La bomba a instalar tendría un requerimiento de 1.75 HP.

2. Macropera ubicada 30 m por debajo de la central de procesamiento

Para este escenario, se presenta la mínima presión de separación requerida para transferir los líquidos hacia la central de procesamiento,

por otro lado, se indica la presión de separación y la potencia necesaria en el caso de utilizar bombas. (Tabla 5.18⁴)

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima de Requerida (Kg/cm ²)	Presión de Succión (Kg/cm ²)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	5.60	3.00	3.97
		8	5.39		
1520	6.5	6	6.07	3.00	7.21
		8	5.65		
2470	3,8	6	7.45	3.00	8.69
		8	6.42		

En este escenario la topografía tiene un papel muy importante, y se requiere una presión de separación de 7,45 Kg/cm² en caso de utilizar una línea de 6" de diámetro, mientras que una línea de 8" tendría un requerimiento máximo de 6.42 Kg/cm².

Utilizando bomba de transferencia, se alcanzaría una presión de separación de 3 Kg/cm² y una potencia máxima de 8,69 HP.

3. Macropera ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

La mínima presión de separación y los requerimientos de bombeo se presentan en la siguiente tabla:

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima de Requerida (Kg/cm ²)	Presión de Succión (Kg/cm ²)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	4.06	3.04	1.63
		8	3.68		
1520	6.5	6	4.96	3.00	1.79
		8	3.98		
2470	3,8	6	5.92	3.00	1.41
		8	4.32		

Tabla 5.19 PEMEX. Opción 3 Caso BN con macropera 30 m por arriba de la Central de Procesamiento⁴

Igual que en el caso anterior, una línea de 6" de diámetro es suficiente para transferir los líquidos utilizando una presión de separación de 5,92 Kg/cm². En caso de utilizar bombas, se puede garantizar una presión de succión, la cual es equivalente a la presión de separación, del orden de 3,0 Kg/cm² y con una potencia 1,63 HP.

Para determinar la presión de operación del separador, se simuló la condición de transferir el gas hacia las centrales de compresión. Los resultados obtenidos por el simulador, se observan a continuación:

Qo (BP D)	Qg (MMPCD)	Diámetro Gasoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Compresor	Potencia Requerida (HP)
			Presión Mínima Requerida (Kg/cm ²)	Presión de Succión (Kg/cm ²)	
750	4,5	6	6.94	3.06	171
		8	4.81		
1520	6.5	6	9.27	3.07	368
		8	5.65		
2470	3,8	6	6.80	3.03	158
		8	4.75		

Tabla 5.20⁴

De los escenarios evaluados se puede concluir que:

Utilizando solamente la presión del separador como energía disponible para transferir fluidos, el arreglo óptimo a utilizar serían líneas para líquido y gas de 8" de diámetro, ajustando la presión de separación a un máximo de 7 Kg/cm², de tal manera de garantizar la energía para transferir el líquido y el gas. Para la instalación de líneas de 6" se requieren presiones de separación mayores a 7,5 Kg/cm² para el caso de líquido y 9,2 Kg/cm² para el caso de gas.

Otro arreglo puede ser el uso del separador a 7 Kg/cm² de presión, transfiriendo el gas a través de una línea de 8" de diámetro. Para el líquido, instalar líneas de 6" de diámetro con bombas de 10 HP, este

arreglo tendría la flexibilidad, en caso de falla de la bomba, de elevar la presión del separador a 7.5 Kg/cm² y continuar transfiriendo sin mayor impacto en la producción.

Un tercer escenario es la instalación de un compresor de 368 HP y una bomba de 8.69 HP, con lo cual se disminuiría la presión de separación hasta 3.5 Kg/cm².

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Para este caso, los resultados obtenidos por el simulador se pueden observar resumidos en la siguiente tabla, donde se presenta la mínima presión de separación requerida para transferir los líquidos hacia la central de procesamiento, adicionalmente, se muestra la presión de separación y los requerimientos de potencia en caso de transferir los líquidos con bomba.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima Requerida (Kg/cm ²)	Presión de Succión (Kg/cm ²)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	4.21	3.05	1.02
		8	3.74		
1520	6.5	6	4.87	3.14	2.28
		8	4.00		
2470	3,8	6	5.85	3.0	1.42
		8	4.28		

Tabla 5.21⁴

Aquí, una presión de separación de 5.85 Kg/cm² sería suficiente para transferir los líquidos hacia una central de procesamiento, a través de una línea de 6" de diámetro. Instalando bombas podría operar con una presión de separación de 3.0 Kg/cm². La bomba a instalar tendría un requerimiento máximo de 1.75 HP.

2. Macropera ubicada 30m debajo de la central de procesamiento

En siguiente tabla se presenta la mínima presión de separación requerida para transferir los líquidos hacia la central de procesamiento, también indica la presión de descarga y potencia necesaria en caso de utilizar bombas.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima Requerida (Kg/cm2)	Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	6.15	3.00	2.97
		8	6.02		
1520	6.5	6	6.71	3.04	5.27
		8	6.24		
2470	3,8	6	7.45	3.00	8.69
		8	6.42		

Tabla 5.22⁴

Se requiere una presión de separación de 7.45 Kg/cm² en caso de utilizar una línea de 6" de diámetro, mientras que una línea de 8" tendría un requerimiento máximo de 6.42 Kg/cm².

Utilizando una bomba de transferencia, se podría alcanzar una presión de separación de 3 Kg/cm² y una potencia máxima de 8.69 HP.

3. Macropera ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

En la tabla se puede observar la mínima presión de separación y los requerimientos de bombeo.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima Requerida (Kg/cm2)	Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)

750	4,5	6	4.06	3.05	1.03
		8	3.72		
1520	6.5	6	4.93	3.02	2.59
		8	3.98		
2470	3,8	6	5.92	3.00	1.41
		8	4.32		

Tabla 5.23⁴

Igual que en el caso anterior, una línea de 6" de diámetro es suficiente para transferir los líquidos utilizando una presión de separación de 5.92 Kg/cm². En caso de utilizar bombas, se puede garantizar una presión de succión equivalente a la presión de separación del orden de 3 Kg/cm² y una potencia de 1.63 HP.

Se simuló también la condición de transferir el gas hacia centrales de compresión, para determinar la presión requerida para transferirlo, los resultados se observan en la siguiente tabla:

Q _o (BPD)	Q _g (MMPCGD)	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador	Transferir con Bomba	
			Presión Mínima Requerida (Kg/cm ²)	Presión de Succión (Kg/cm ²)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	5.02	3.00	51.95
		8	4.16		
1520	6.5	6	5.84	3.00	95.91
		8	4.45		
2470	3,8	6	6.80	3.03	158.00
		8	4.75		

Tabla 5.24⁴

De los escenarios evaluados, se tiene que:

Utilizando sólo la presión del separador como energía disponible para transferir fluidos, el arreglo óptimo sería utilizar líneas para líquido de 8" y para gas de 6" de diámetro, ajustando la presión de separación a un valor máximo de 7 Kg/cm², de manera que se garantice la energía para

transferir tanto el líquido como el gas. Para instalar líneas de 6" se requieren presiones de separación mayores a 7.5 Kg/cm² para el líquido.

Un segundo escenario, es la instalación de un compresor de 160 HP y una bomba de 10HP, lo cual disminuiría la presión de separación hasta 3 Kg/cm².

De los escenarios estudiados y considerando el objetivo de disminuir la contrapresión hacia los pozos, se sugiere para la opción 3 (instalación de separadores y bombas). En el caso de BN como sistema artificial de producción, se incluiría un compresor para lograr la disminución de contrapresión, transfiriendo mediante líneas de 6" de diámetro.

◆ **Lista de equipos**

Para el dimensionamiento y selección de equipos para proceso, se consideró utilizar quipos estandarizados por PEMEX.

Los separadores de producción a utilizar son del tipo horizontal, de 36" de diámetro x 10' de longitud.

Los cálculos de capacidad para estos equipos que operan a 30°C y 3.5 Kg/cm² de presión se realizaron con una hoja de cálculo y arrojaron los siguientes resultados:

HOJA DE CALCULO PARA DETERMINAR CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDOS EN SEPARADORES					
DATOS DE PROCESO					
TIPO DE SEPARADOR (1 = VERTICAL, 2 = HORIZONTAL)					2
API=	22	Po=	3.5	Kg/cm ²	Q1= 2470 BBPD
Gg=	0.65	To=	30	C	Qg= 3.8 MMPCGND
DATOS DEL RECIPIENTE					
DIAMETRO (PULG)=		36.00		LONGITUD (PIES)= 10	
ALTURA DE LIQUIDO MEDIDA (PIES)= 0 <i>(SI NO TIENE MEDICION, INGRESE "0" Y SE TOMARA POR DEFECTO LA NORMA)</i>					
RESULTADOS					
CAPACIDAD DE MANEJO DE LIQUIDO=			1.8	MBBPD	
CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS =			8.5	MMPCGND @ 3.5 Kg/cm ²	

Se requieren 2 Separadores de Producción de 36" x 10' para manejar el volumen de liquido estimado

Fig.5.23 Hoja de cálculo para determinar capacidad de manejo de fluidos en separadores⁴

Por lo tanto se requieren 2 separadores de 36" x 10' para manejar los gastos necesarios de líquido y gas.

Separador de medida de 24" x 10':

HOJA DE CALCULO PARA DETERMINAR CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDOS EN SEPARADORES						
DATOS DE PROCESO						
TIPO DE SEPARADOR (1 = VERTICAL, 2 = HORIZONTAL)						2
API=	22	Po=	3.5	Kg/cm2	Ql=	1500
Gg=	0.65	To=	30	C	Qg=	2
						BBPD MMPCGND
DATOS DEL RECIPIENTE						
DIAMETRO (PULG)=		24.00		LONGITUD (PIES)=		10
ALTURA DE LIQUIDO MEDIDA (PIES)= 0 (SI NO TIENE MEDICION, INGRESE "0" Y SE TOMARA POR DEFECTO LA NORMA)						
RESULTADOS						
CAPACIDAD DE MANEJO DE LIQUIDO=				0.8	MBBPD	
CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS =				3.8	MMPCGND @ 3.5 Kg/cm2	

Fig.5.24 Hoja de cálculo para determinar capacidad de manejo de fluidos en
Separador de Medida 24" x 10'
separador⁴

La bomba a considerar será del tipo centrífuga para manejar un rango de capacidad de 500 bls a 6000 bls, a una eficiencia del 80% y con una presión de descarga del orden de los 12 Kg/cm².

Los compresores serán del tipo:

Motocompresor de baja velocidad

Presión de succión: 3.0 Kg/cm².

Presión de descarga: 49.23 Kg/cm².

Volumen a manejar por unidad: 4.5 MMPCD.

Para la selección de la cantidad de equipos a instalar se utilizarán baterías estandarizadas por PEMEX, las cuales están tipificadas en cuanto a su alcance, cantidad de obra y equipos a ser suministrados.

Considerando los gastos esperados y los resultados de las simulaciones tomando como base el escenario donde se obtiene la reducción de la presión de separación a 3 Kg/cm², se contempla el uso de los siguientes equipos y líneas.

Considerando BN como sistema artificial de producción:

Instalar batería en cada macropera		
Actividad	Cantidad	Unidad
Pronóstico de producción (64 MBPD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año	40	Macroperas
Procesar fluidos Batería (2.5 MBPD; 8MMPCD) 1 separador horizontal de producción 3' x 15' 1 bomba centrífuga (4 MBPD) 1 sistema de desfogue y quemador de baja presión Medición Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	40	C/U
Oleoducto 8" x 8Km	320	Km
Gasoducto 8" x 8 Km	320	Km
Módulo de compresión Tipo C-VI	40	C/U
Motocompresor 5 MMPCD, Ps= 3.5 Kg/cm ² , Pd= 49 Kg/cm ²		
Tratamiento Aceite Central de Almacenamiento y bombeo (Modular de 60 MBPD)	1	C/U
Acondicionamiento y compresión del gas Planta Compresora de Gas (Modular de 90 MMPCD)	1	C/U

Tabla 5.25⁴

◆ Considerando BM/BCP como sistema artificial de producción:

Instalar batería en cada macropera		
Actividad	Cantidad	Unidad
Pronóstico de producción (64 MBPD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año	40	Macroperas

<p>Procesar fluidos Batería (2.5 MBPD; 8 MMPCD) 1 separador horizontal de producción 3' x 15' (2.5 MBPD; 8 MMPCD)</p>	40	C/U
<p>1 bomba centrífuga (4 MBPD) 1 sistema de desfogue y quemador de baja presión</p>		Km
<p>Medición Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas</p>		Km
<p>Oleoducto 8" x 8Km</p>	320	
<p>Gasoducto 8" x 8Km</p>	320	C/U
<p>Tratamiento Aceite Central de Almacenamiento y bombeo (Modular de 60 MBPD)</p>		C/U
<p>Acondicionamiento y compresión del gas Planta Compresora de Gas (Modular de 90 MMPCD)</p>	1	
	1	

Tabla 5.26⁴

◆ Estimado de costos

Para el caso de una macropera utilizando BN para una macropera, el estimado de costos se muestra en la siguiente tabla:

Instalar batería en cada macropera					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
<p>Pronóstico de producción (64 MBPD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año</p>	1	Macroperas			
<p>Procesar fluidos Batería (2.5 MBPD; 8MMPCD) 1 separador horizontal de producción 3' x 15'</p>	1	C/U	65.0	C/U	65.0
<p>1 bomba centrífuga (4 MBPD) 1 sistema de desfogue y quemador de baja presión Medición</p>	8	Km	1.7	C/U	13.60

Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	8	Km	1.8	C/U	14.40
	1	C/U	15.00	C/U	15.00
Oleoducto 8" x 8Km				C/U	0.00
Gasoducto 8" x 8 Km					
Módulo de compresión Tipo C-VI					
Motocompresor 5 MMPCD, Ps= 3.5 Kg/cm2, Pd= 49 Kg/cm2	0	C/U	380.0	C/U	7.67
Tratamiento Aceite	0	C/U	450.0	C/U	10.90
Central de Almacenamiento y bombeo (Modular de 60 MBPD)					
Acondicionamiento y compresión del gas					
Planta Compresora de Gas (Modular de 90 MMPCD)					
					126.57

Tabla 5.27⁴

Utilizando BM o BCP para una macropera

Instalar batería en cada macropera					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64 MBPD; 97 MMPCD)					
Número de macroperas en un año	1	Macroperas			
Procesar fluidos					
Batería (2.5 MBPD; 8MMPCD)	1	C/U	65.0	C/U	65.0
1 separador horizontal de producción 3' x 15'					
1 bomba centrífuga (4 MBPD)					
1 sistema de desfogue y quemador de baja presión					
Medición	8	Km	1.7	C/U	13.60
Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	8	Km	1.8	C/U	14.40
Oleoducto 8" x 8Km					
Gasoducto 8" x 8 Km	0	C/U	380.0	C/U	7.67

Tratamiento Aceite					
Central de Almacenamiento y bombeo (Modular de 60 MBPD)	0	C/U	450.0	C/U	10.90
Acondicionamiento y compresión del gas					
Planta Compresora de Gas (Modular de 90 MMPCD)					
					111.57

Tabla 5. 28⁴

Tomando como base el desarrollo para 2008, donde se estimó construir 40 macroperas, el estimado de costos para BN sería 5062.90 MM\$ y para BM o BCP sería 4462.90 MM\$.

Un aspecto de atención para el desarrollo de esta opción es la consideración del clima, ya que esta opción consiste básicamente en la construcción y tendido de líneas por lo que el factor climático podría generar atrasos en la ejecución e implementación de la opción si no se establecen estrategias de construcción.

Otros aspectos a considerar son la disponibilidad de equipos para las actividades de construcción, lo cual tiene que ver con la capacidad de respuesta del contratista para cubrir los requerimientos del proyecto, la disponibilidad de materiales para construcción, la posible generación de emisiones y desechos durante la etapa de operaciones, así como garantizar los accesos a los sitios de construcción.

5.4

OPCIÓN 4. CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA INSTALANDO BATERÍA

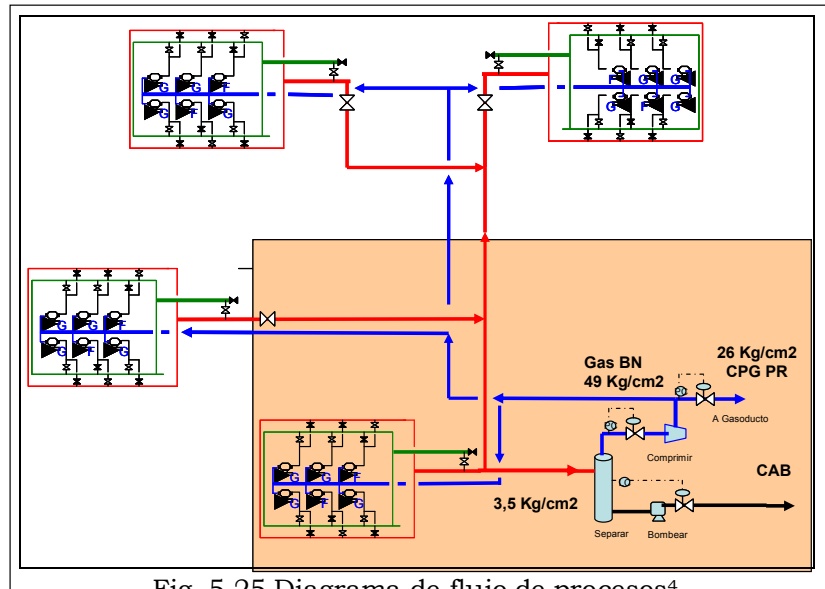
Esta opción contempla el agrupar varias macroperas en una donde se instalarán baterías de separación, compresión y bombeo. Los líquidos y el gas separado serán transferidos en conjunto mediante un oleoducto y un gasoducto, respectivamente, hacia los centros de procesamiento. Al igual que en la opción 2, se tomó como premisa para la evaluación de centralizar en macroperas, el considerar que no todas son incorporadas a producción en el mismo momento, utilizando para este caso el mismo perfil utilizado en la opción 2.

Basado en esta premisa, los gastos máximos se alcanzaran al incorporarse la quinta macropera estimada en el mes 12. Tomando en cuenta la declinación, los gastos considerados para simular macroperas centralizadas se muestran a continuación:

Macropera	BN			BM o BCP		
	Bls	MMPCD	RGA	Bls	MMPCD	RGA
1	1100	6.3	927	1100	3.0	484
2	1260	6.4	822	1260	3.0	424
3	1540	6.5	683	1540	3.1	358
4	1890	3.1	266	1890	3.4	321
5	2400	3.8	256	2400	3.8	282

Tabla 5.29⁴

Diagrama de flujo de procesos:

Fig. 5.25 Diagrama de flujo de procesos⁴

◆ *Filosofía de operación*

La mezcla de aceite - agua - gas producida por los pozos será recolectada en un cabezal de producción general, desde donde se transferirá hacia una macropera central. En esta macropera se procederá a la separación de las corrientes líquido y gas. Los líquidos serán succionados desde el separador mediante bombas para suministrar la energía y ser enviados a los centros de procesamiento a través de un oleoducto. Por otra parte, el gas será succionado y comprimido para ser utilizado para BN mediante redes internas, el excedente del gas será transferido hacia el sistema de recolección de gas. Los pozos que requieran ser medidos para evaluar su gasto, serán enviados en forma independiente a la macropera central mediante una línea conectada al cabezal de medida.

◆ *Memoria de cálculo*

Considerando BN como sistema artificial de producción

1. Macropera central ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

La siguiente tabla resume los resultados de presión y potencia requerida.

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	6.70	10.00	3.66	8.02	28.2
	10	5.13	8.87			

Tabla 5.30⁴

Bajo este escenario, es imprescindible el uso de bombas para transferir el líquido y a la vez garantizar una presión de separación de 3,66 Kg/cm², con la cual se obtendría una máxima presión de 8.02 Kg/cm² en las macroperas que fluyen hacia la macropera central. Este arreglo se obtendría con un oleoducto de 8" de diámetro.

2. Macropera central ubicada 30m. por debajo de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo	8	7.26	10.43	3.55	7.97	34.0

nivel que la central de procesamiento	10	5.86	9.38			
---------------------------------------	----	------	------	--	--	--

Tabla 5.31⁴

En este caso también se requiere bombeo para garantizar una presión de separación baja en la macropera central y manejar las macroperas periféricas a niveles de presión aceptables.

3. Macropera ubicada 30m por arriba de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión Pera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima Peras Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	6.19	9.62	3.02	7.71	31.5
	10	4.57	8.52			

Tabla 5.32⁴

Resumiendo los tres escenarios evaluados, con un oleoducto de 8" de diámetro y transfiriendo con bombas de 35 HP se garantiza operar el separador a 3 Kg/cm², lo cual favorece la presión en las peras que se conectan en este separador, alcanzando valores de presión máximo de 8.02 Kg/cm².

Para determinar la presión de operación del separador, se simuló la condición de transferir el gas hacia las centrales de compresión. Los resultados obtenidos del simulador, para este caso de estudio, se observan en la siguiente tabla:

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Compresor		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	15.98	17.97	3.46	7.92	2200
	10	9.41	12.16			

Tabla 5.33 Resultados obtenidos del simulador⁴

Para manejar esta opción en superficie es necesaria la instalación de un compresor para garantizar una presión de separación en 3.46 Kg/cm² en la macropera central y tener valores máximos de presión de 7.92 Kg/cm² en las macroperas que se interconectan para fluir a este sistema. El compresor tendrá capacidad de elevar la presión de 3,5 Kg/cm² a 45 Kg/cm², con un requerimiento de 2200 HP.

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

	Diámetro	Transferir con Separador	Transferir con Bomba

Escenario	Oleoducto (Pg)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	6.43	8.59	3.70	6.52	18.5
	10	5.16	7.59			

Tabla 5.34⁴

Se requiere una bomba de 18.5 HP para mantener 3.7 Kg/cm² en el separador y una máxima presión de 6.52 Kg/cm² en las macroperas que fluyen hacia la macropera central. Este arreglo se obtendría con un oleoducto de 8" de diámetro.

2. Macropera ubicada 30m por debajo de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	7.13	9.16	3.70	6.52	23.80
	10	6.06	8.29			

Tabla 5.35⁴

3. Macropera ubicada 30m por debajo de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	5.84	8.11	3.09	6.12	20.28
	10	4.47	7.06			

Tabla 5.36⁴

Resumiendo los tres escenarios, con un oleoducto de 8" de diámetro y transfiriendo con bombas de 25 HP se garantiza operar el separador a 3 Kg/cm², lo cual favorece la presión en las macroperas que se conectan en este separador, alcanzando valores de presión máximos de 6.52 Kg/cm².

Para determinar la presión de operación del separador, se simuló la condición de transferir el gas hacia las centrales de compresión.

Escenario	Diámetro Oleoducto (Pg)	Transferir con Separador		Transferir con Compresor		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	10.87	12.43	3.73	6.55	1100
	10	6.87	8.95			

Tabla 5.37⁴

Para manejar esta opción se necesita instalar un compresor para garantizar la presión de separación en 3.73 Kg/cm² en la macropera central y tener valores máximos de presión de 6.55 Kg/cm² en las

macroperas que se interconectan para fluir a este sistema. El compresor tendrá capacidad de elevar la presión de 3,5 Kg/cm² a 45 Kg/cm², con un requerimiento de 1100 HP.

De todos los escenarios estudiados, se concluye que esta opción es viable sólo con la instalación de compresor de 2200 HP para succionar el gas a 3.5 Kg/cm² y elevarla a 45 Kg/cm² para ser utilizado como gas de BN o ser transferido al sistema mediante un gasoducto de 8" de diámetro. Por otro lado, para transferir los líquidos se requieren bombas de 35 HP para succionar desde el separador a 3.5 Kg/cm² y transferir a las centrales de procesamiento mediante un oleoducto de 8" de diámetro.

◆ **Lista de equipos**

Para la selección de los equipos se utilizara el esquema de baterías existente en PEMEX, y los tamaños de equipos estandarizados.

Considerando BN como sistema artificial de producción:

La producción máxima a ser manejada en este escenario es de 8260 Barriles y 25.9 MMPCD.

Considerando los resultados de las simulaciones, se contempla el uso de oleoductos y gasoductos de 8" de diámetro para el transporte de los fluidos desde la macropera central de procesamiento, así como líneas de producción general de 8" desde las macroperas hacia la macropera central.

La siguiente figura muestra la capacidad del separador estandarizado y la cantidad de equipos requeridos para manejar la producción esperada de líquido y gas.

HOJA DE CALCULO PARA DETERMINAR CAPACIDAD DE MANEJO DE FLUIDOS EN SEPARADORES						
DATOS DE PROCESO						
TIPO DE SEPARADOR (1 = VERTICAL, 2 = HORIZONTAL)						2
API=	22	Po=	3.5	Kg/cm2	Q1=	8260
Gg=	0.65	To=	30	C	Qg=	25.9
BBPD						
MMPCGND						
DATOS DEL RECIPIENTE						
DIAMETRO (PULG) = 48.00			LONGITUD (PIES) = 10			
ALTURA DE LIQUIDO MEDIDA (PIES) = 0						
(SI NO TIENE MEDICION, INGRESE "0" Y SE TOMARA POR DEFECTO LA NORMA)						
RESULTADOS						
CAPACIDAD DE MANEJO DE LIQUIDO =				3.2	MBBPD	
CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS =				15.1	MMPCGND @ 3.5 Kg/cm2	

Fig. 5.25 Hoja de cálculo para determinar capacidad de manejo de fluidos en separadores⁴

Se requieren 3 Separadores de Producción de 48" x 10' para manejar el volumen de liquido estimado

Se requieren 3 separadores de producción de 48" x 10' para manejar el volumen de liquido estimado.

La bomba a considerar será del tipo centrífuga para manejar un rango de 500 a 6000Bls, con una eficiencia del 80% y con una presión de descarga del orden de 12 Kg/cm2.

Los compresores serán:

a) Para gas de proceso:

Turbocompresor, presión de succión: 3 Kg/cm2, presión de descarga: 26 Kg/cm2, volumen a manejar por unidad: 30 MMPCD.

b) Para gas BN:

Motocompresor de baja velocidad, presión de succión: 3 Kg/cm2, presión de descarga: 49.23 Kg/cm2, volumen a manejar por unidad: 4.5 MMPCD

Equipos y líneas consideradas en este escenario:

Centralizar en macropera con batería		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de producción general 8" x 3000m.	12	Km
Línea de medida 4" x 3000m.	12	Km
Oleoducto 8" x 3000m.	3	Km
Gasoducto 8" x 3000m.	3	Km
Líneas de gas para BN 4" x 3000m.	12	Km
Batería Tipo I	1	C/U
2 separadores horizontales de producción de 48" x 10'		
2 bombas centrífugas		
1 tanque de balance		
1 quemador de baja presión		
Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas		
Batería Tipo III	1	C/U
1 separador horizontal de producción de 48" x 10'		
Batería Tipo IV	4	C/U
1 separador horizontal de medición de 36" x 10'		
1 tanque de medición		
Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas		
Módulo de compresión C-V	1	C/U
Turbocompresor 30 MMPCD. Psucción= 3.5 Kg/cm ² , Pdescarga= 26 Kg/cm ²	1	C/U
Módulo de compresión C-VI		
Motocompresor 5 MMPCD. Psucción= 3.5 Kg/cm ² , Pdescarga= 49 Kg/cm ²		

Tabla 5.38⁴**Considerando BM /BCP como sistema artificial de producción**

Centralizar en macropera con batería		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de producción general 8" x 3000m.	12	Km
Línea de medida 4" x 3000m.	12	Km
Oleoducto 8" x 3000m.	3	Km
Gasoducto 8" x 3000m.	3	Km
Líneas de gas para BN 4" x 3000m.	12	Km
Batería Tipo I	1	C/U
2 separadores horizontales de producción de 48" x 10'		
2 bombas centrífugas		
1 tanque de balance		
1 quemador de baja presión		
Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas		

Batería Tipo III 1 separador horizontal de producción de 48" x 10'	1	C/U
Batería Tipo IV 1 separador horizontal de medición de 36" x 10' 1 tanque de medición Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	4	C/U
Módulo de compresión C-V Turbocompresor 30 MMPCD. Psucción= 3.5 Kg/cm2, Pdescarga= 26 Kg/cm2	1	C/U

Tabla 5.39⁴

◆ *Estimado de costos*

En el caso de centralizar 5 macroperas en una utilizando BN como sistema artificial de producción, el estimado de costos se muestra a continuación

Centralizar en macropera con batería					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (MM\$)	Unidad	Costo total
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año	5	Macroperas			
Centralizar cada 5 macroperas de 19 pozos	1	Arreglos	1.7	Km	20.40
Oleogasoducto 8" x 3000m.	12	Km	1.1	Km	13.20
Línea de medida 4" x 3000m.	15	Km	2.4	Km	
Gasoducto común 8" x 3000m.	8	Km	1.7	Km	13.60
Oleogasoducto 8" x 8000m.		Km			
Procesar fluidos (5 macroperas por batería) Batería (8 MBPD, 12MMPCD)	1	C/U	100	C/U	100
2 separadores horizontales de producción de 4' x 16' (5MBPD, 15MMPCD) 2 bombas centrífugas (5 MBPD c/u) Medición					
1 sistema de desfogue y quemador de baja presión Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	1	C/U	15	C/U	15 0
Módulo de compresión Tipo C-VI				C/U	14.40

Motocompresor 5 MMPCD. Psucción= 3.5 Kg/cm2, Pdescarga= 49Kg/cm2 Línea de gas para BN 4" x 3000m	12	C/U Km	1.20	Km	
Tratamiento aceite Central de almacenamiento y bombeo (modular de 80 MBPD)	0	C/U	380	C/U	38.36
Acondicionamiento y compresión del gas Planta compresora de gas (Modular de 100 MMPCD)	0	C/U	450	C/U	54.51
					269.46

Tabla 5.40⁴

En el caso de centralizar 5 macroperas en una utilizando BM o BCP como sistema artificial de producción, el estimado de costos se muestra a continuación

Centralizar en macropera con batería					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo Unitario (MM\$)	Unidad	Costo total
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD) Número de macroperas en un año	5	Macroperas			
Centralizar cada 5 macroperas de 19 pozos	1	Arreglos			
Oleogasoducto 8" x 3000m.	12	Km	1.7	Km	20.40
Línea de medida 4" x 3000m.	12	Km	1.1	Km	13.20
Oleogasoducto 8" x 8000m.	8	Km	1.7	Km	13.60
Procesar fluidos (5 macroperas por batería) Batería (8 MBPD, 12MMPCD) 2 separadores horizontales de producción de 4' x 16' (5MBPD, 15MMPCD) 2 bombas centrífugas (5 MBPD c/u) Medición 1 sistema de desfogue y quemador de baja presión Cabezales, obras mecánicas, civiles y eléctricas	1	C/U	100	C/U	100

Tratamiento aceite	0	C/U	380	C/U	38.36
Central de almacenamiento y bombeo (modular de 80 MBPD)					
Acondicionamiento y compresión del gas	0	C/U	450	C/U	54.51
Planta compresora de gas (Modular de 100 MMPCD)					
	0	C/U		C/U	
					240.06

Tabla 5.41⁴

Para el desarrollo previsto con 40 macroperas, se presentan 8 arreglos al centralizarlas cada 5 macroperas. Y por lo tanto, el estimado de costos con BN es de MM\$, 2155.70 y con BM o BCP es de MM\$1920.50.

En esta opción se debe prestar atención en la disponibilidad de equipos, principalmente en los de compresores de alta presión requeridos, adicionalmente los materiales (tuberías), así como garantizar acceso a los sitios de construcción.

5.5

OPCIÓN 5: INSTALAR BOMBAS MULTIFÁSICAS EN CADA MACROPERA

Esta opción contempla instalar equipos de bombeo multifásico para transferir la mezcla aceite – gas – agua directamente desde cada macropera hacia la central de procesamiento.

Diagrama de flujo de procesos:

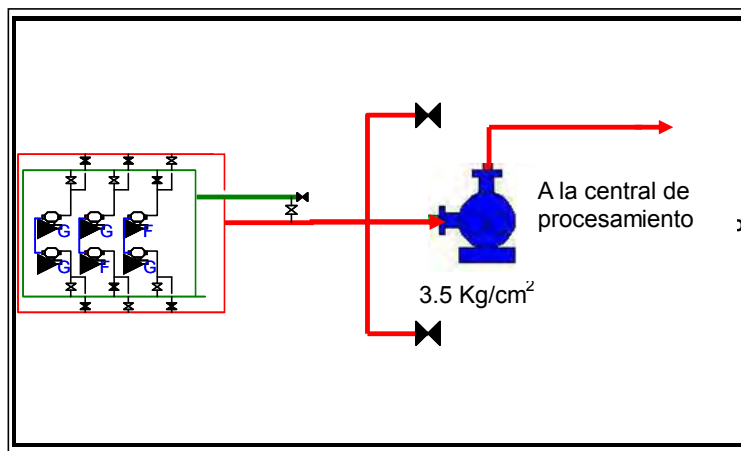


Fig. 5.26 Diagrama de flujo de procesos⁴

◆ *Filosofía de operación*

La mezcla de aceite – agua – gas producida por los pozos será recolectada en un cabezal de producción general, desde donde será succionada por una bomba multifásica a una presión de 3.5 Kg/cm². La mezcla multifásica será transferida hacia las centrales de procesamiento donde será procesada para separar las fases.

Un esquema del sistema para el manejo de la producción es superficie se muestra en la siguiente figura, donde se observan la diferentes macroperas las cuales se instalarán los equipos de proceso para transferir,

en forma independiente, a las centrales de procesamiento los fluidos separados.

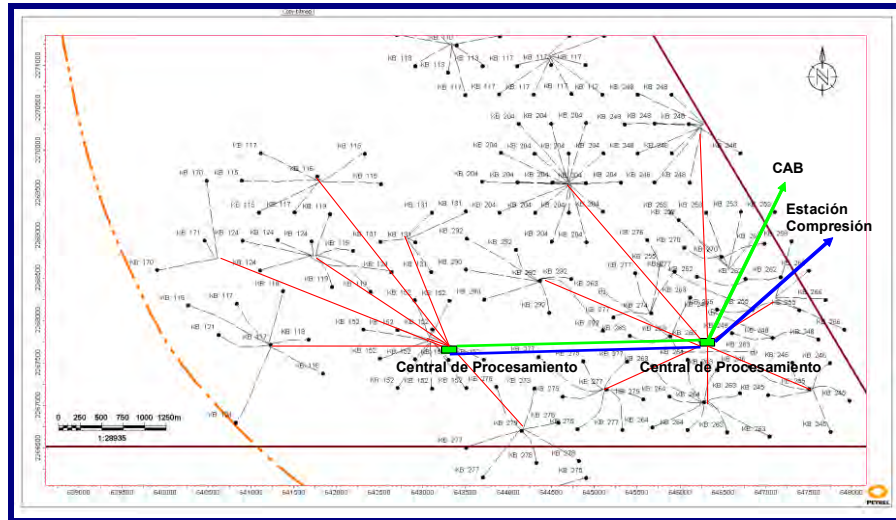


Fig. 5.27 PEMEX. Opción 5 Esquema de Manejo de Producción en Superficie⁴

◆ Memoria de Cálculo

Para realizar los cálculos se asume una presión de succión en la bomba de 3,5 Kg/cm². Para todos los casos se consideró una eficiencia de la bomba de 20% para líquido y 70% para gas, según experiencias y recomendaciones para el simulador.

Considerando BN como método de levantamiento Artificial

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Para este caso se realizaron diferentes sensibilidades variando el gasto por macroperas y diferentes diámetros de líneas de producción general.

La siguiente tabla presenta los valores de presión de succión calculada y los requerimientos de potencia de la bomba multifásica para los diferentes gastos evaluados.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea Prod General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.76	382
		8	3.59	100
1520	6.5	6	3.46	1055
		8	3.53	317
2470	3,8	6	3.51	456
		8	3.53	156

Tabla 5.41⁴

De acuerdo con los resultados obtenidos, una bomba multifásica transfiriendo los valores de gasto esperado requeriría una potencia máxima de 1055 HP utilizando una línea de 6", mientras que transferir el crudo por una línea de 8" tendría requerimientos de potencia máxima de 317 HP.

2. Macropera ubicada 30m. por debajo de la central de procesamiento

Para este escenario, la tabla presenta la presión de succión y los HP requeridos por la bomba multifásica.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea Prod. General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.51	410
		8	3.47	112
1520	6.5	6	3.63	972
		8	3.48	320
2470	3,8	6	3.46	462
		8	3.53	162

Tabla 5.42⁴

Para manejar este escenario, se requiere una potencia de 972 HP para una línea de 6” mientras que utilizando una línea de 8” los requerimientos de potencia de la bomba disminuyen a 320 HP.

3. Macropera ubicada 30m. por arriba de la central de procesamiento

Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	Diámetro Línea Prod General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.60	436
		8	3.52	111
1520	6.5	6	3.57	1068
		8	3.53	336
2470	3,8	6	3.60	430
		8	3.55	161

Tabla 5.43⁴

Los menores requerimientos de potencia se obtienen con una línea de 8” de diámetro, alcanzando valores máximos de 336 HP. Al utilizar líneas de 6” de diámetro los HP se incrementan a valores de 1068 máximo.

De los escenarios evaluados se concluye que para transferir una macropera en forma independiente utilizando bombeo multifásico, una línea de 8” sería la más conveniente ya que requiere menos potencia, adicionalmente, permitiría manejar la producción sin bombas ante casos de contingencias.

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

La tabla presenta la presión de succión calculada y los requerimientos de potencia para la bomba multifásica bajo este escenario de gasto estimado.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea Prod General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.42	75
		8	3.58	22
1520	6.5	6	3.52	238
		8	3.59	75
2470	3,8	6	3.51	456
		8	3.53	156

Tabla 5.44⁴

El comportamiento en esta caso es similar a los evaluados anteriormente, donde utilizar líneas de 8" para transferir presenta menores requerimientos de potencia por la bomba.

2. Macropera ubicada 30 m por debajo de la central de procesamiento

En la tabla se presentan los requerimientos de potencia y la presión de succión calculada.

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea Prod General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.49	74
		8	3.65	25
1520	6.5	6	3.51	240
		8	3.51	86
2470	3,8	6	3.46	462
		8	3.53	162

Tabla 5.45⁴

Para manejar este escenario, se requiere una potencia de 462 HP para una línea de 6" mientras que utilizando una línea de 8" los requerimientos de potencia de la bomba disminuyen a 162 HP.

3. Macropera ubicada 30m. arriba de la central de procesamiento

Qo (BPD)	Qg (MMPCGD)	Diámetro Línea Prod General (Pg)	Transferir con Bomba Multifásica	
			Presión de Succión (Kg/cm2)	Potencia Requerida (HP)
750	4,5	6	3.63	69
		8	3.61	22
1520	6.5	6	3.57	246
		8	3.67	74
2470	3,8	6	3.60	430
		8	3.55	161

Tabla 5.46⁴

Los menores requerimientos de potencia se obtienen con una línea de 8” de diámetro, alcanzando valores máximos de 161 HP. Al utilizar líneas de 6” de diámetro los HP se incrementan a valores máximos de 430 HP.

De los escenarios evaluados se concluye que para transferir la producción de una macropera en forma independiente utilizando bombeo multifásico, una línea de 8” sería la más conveniente, ya que permite los menores requerimientos de potencia, adicionalmente, permitiría manejar la producción sin bombas ante contingencias y en caso de que se implemente BN en alguna etapa de la vida productiva de los pozos.

◆ **Lista de equipos**

Para el dimensionamiento y selección de las bombas multifásicas se utilizaron las correlaciones recomendadas por los fabricantes y utilizadas en la teoría de bombeo multifásico.

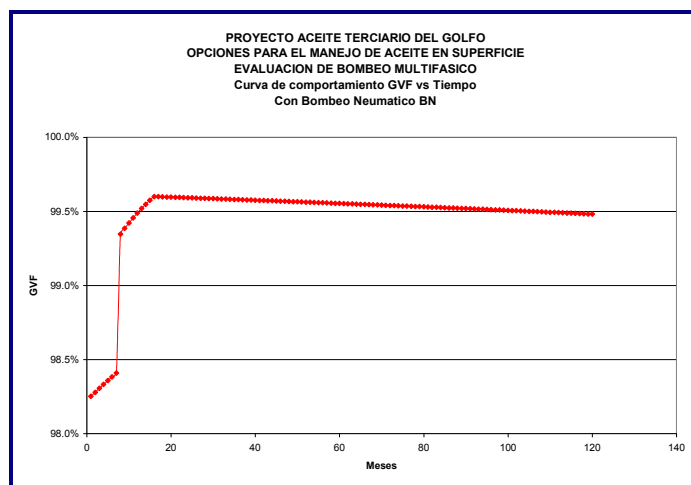
Considerando BN como sistema artificial de producción

La siguiente tabla muestra los parámetros de gasto y capacidad en barriles equivalentes de la bomba, calculada a diferentes condiciones de gasto considerados en esta opción.

Presión de succión= 3.5 Kg/cm2			
BPD	MMPCD	BEPD	GVF
750	4.5	191, 304	99.5%
1540	6.5	276, 784	99.4%
2470	3.8	163, 382	98.2%

Tabla 5.47⁴

La bomba seleccionada debe tener una capacidad máxima de 276,784 barriles equivalentes y capacidad de manejar una Fracción Volumétrica de Gas (GVF) entre el 98,2% y 99,5% en operación normal, las variaciones esperadas de la GVF se muestran a continuación:

Fig. 5.28 PEMEX. Opción 5 con BN Comportamiento curva GVF⁴

Para el análisis se utilizaron capacidades comerciales establecidas según los fabricantes de este tipo de bombas, por lo que se realizó la evaluación de la opción considerando la instalación de dos bombas de 160,000 BEPD.

Uno de los aspectos a considerar al momento del diseño de instalaciones superficiales, es el asegurar la máxima utilidad de los equipos seleccionados. Este aspecto cobra mayor importancia en el AIATG debido al efecto del factor de declinación de los yacimientos. El utilizar dos

bombas multifásicas de 160,000 BEPD permitirá manejar adecuadamente el escenario de declinación de los yacimientos del área, según se observa en la figura:

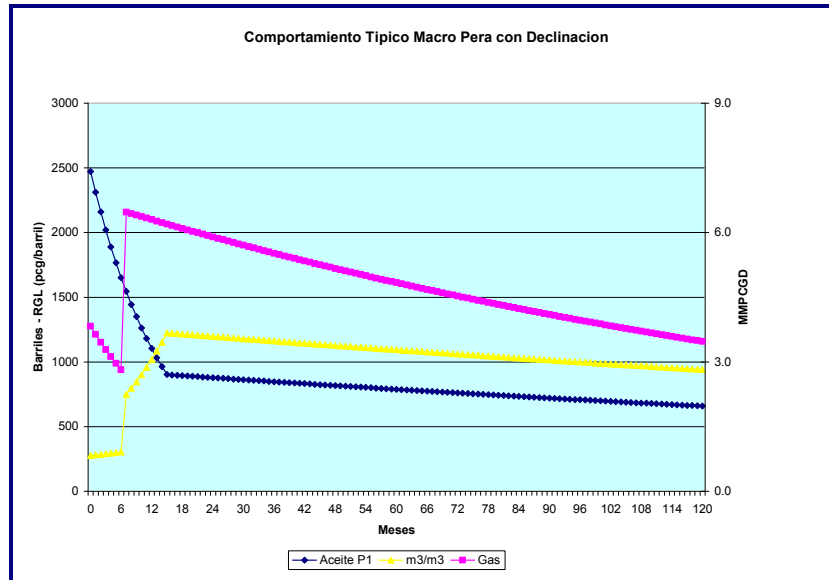


Fig 5.29 PEMEX. Opción 5 con BN Comportamiento de declinación esperada⁴

Este comportamiento es manejable mediante el uso de dos bombas multifásicas ya que permite la flexibilidad operacional de adaptarse a los escenarios de declinación, adicionalmente, por ser de diseño modular son flexibles para retirar una de las bombas cuando la capacidad instalada exceda la producción de la macropera.

La siguiente figura refleja el comportamiento de una macropera operando con dos bombas multifásicas de 160,000 BEPD, en la misma, la línea representa el número de bombas operando en función del tiempo.

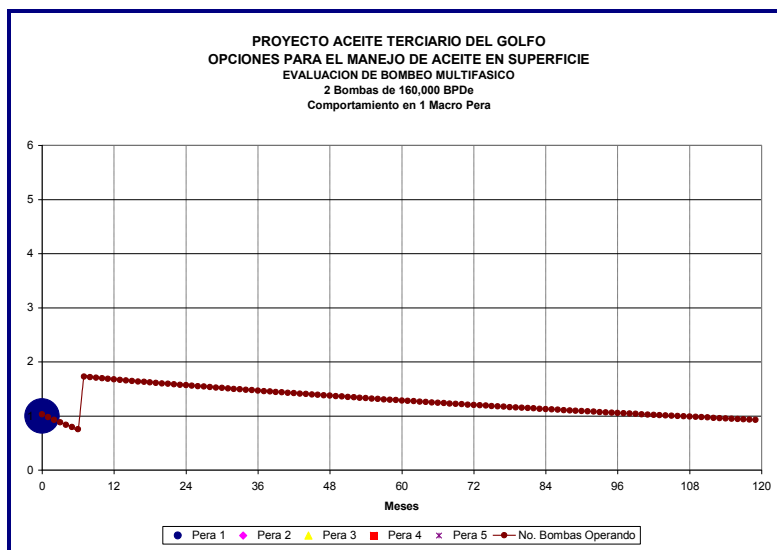


Fig 5.30 PEMEX. Opción 5 con BN Operación con 2 bombas multifásicas⁴

Se observa cómo al inicio de la vida productiva de la macropera, una bomba de 160,000 BEPD es suficiente para manejar la producción, sin embargo, al momento de ocurrir la máxima declinación del yacimiento existe un incremento en el gas producido además del gas suministrado a los pozos como BN. En ese instante, la segunda bomba entra en operación ya que, según indica la curva, se requiere la operación 1,75 bombas, lo que significa una bomba operando al 100% de capacidad y otra al 75%.

A medida que la declinación avanza con el tiempo, se observa como al mes 120 (10 años de operación) solo se requiere una bomba para manejar la producción en superficie, por lo tanto la segunda bomba estaría disponible para otro proyecto, dando de esta manera un máximo de utilidad a los equipos.

Adicional al bombeo multifásico, se contempla la instalación de nueva tecnología que permita la medición de los fluidos en línea evitando así transferir la producción de cada pozo hacia los centros de procesamiento y garantizando de esa manera que los pozos serán medidos bajo la mismas condiciones de presión en las cuales están operando normalmente.

Luego de estas consideraciones, en la siguiente tabla se muestran los equipos y líneas considerados en esta opción.

Instalar bombeo multifásico en cada macropera		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de Producción general 8" x 3000m	3	Km
Bomba multifásica de 160,000 BEPD	2	C/U
Equipo de medición en línea	1	C/U
Módulo Tipo V (caseta de bombas y medición)	3	C/U

Tabla 5.48⁴

Considerando BM /BCP como sistema artificial de producción

En la tabla se muestran los parámetros utilizados de gasto y la capacidad en BEPD de la bomba, calculada a diferentes condiciones de gasto considerados en este escenario.

Presión de succión= 3.5 Kg/cm2			
BPD	MMPCD	BEPD	GVF (%)
750	2.1	89, 675	99.0
1540	3.1	132, 810	98.6
2470	3.8	163, 382	98.2

Tabla 5.49⁴

La bomba seleccionada debe tener una capacidad máxima de 163,382 BEPD, sin embargo, para efecto del análisis se utilizaran dos bombas con capacidad de 100,000 BEPD.

Los valores de GVF que debe manejar la bomba seleccionada en condiciones de operación normal se muestran en la siguiente figura:

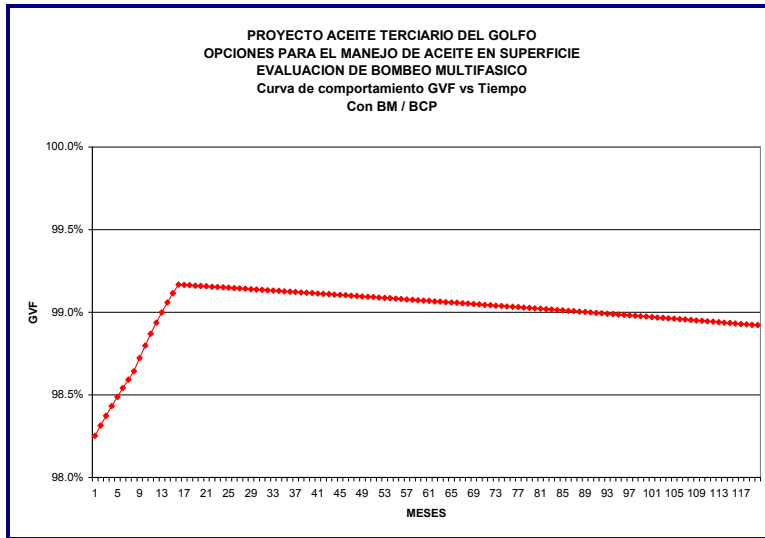


Fig. 5.31 PEMEX. Opción 5 con BM / BCP Comportamiento curva de GVF⁴

Al utilizar dos bombas multifásicas de 100,000 BEPD es posible manejar adecuadamente el escenario de declinación de los yacimientos del área, tal como se muestra a continuación:

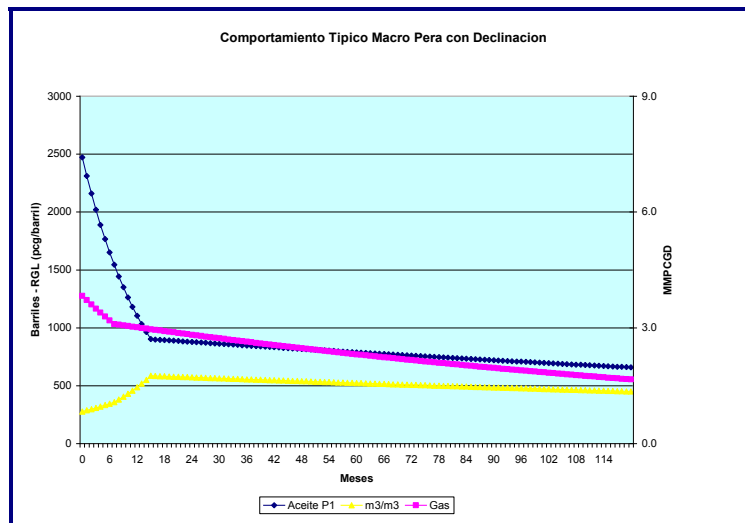


Fig 5.32 PEMEX. Opción 5 con BM / BCP Comportamiento de declinación esperada⁴

Este comportamiento es manejable mediante el uso de dos bombas multifásicas ya que permite la flexibilidad operacional ante los escenarios de declinación y de igual manera, por ser de diseño modular, permite

retirar una de las bombas cuando la capacidad instalada exceda la producción de la macropera. La Figura 5.33 muestra ese comportamiento.

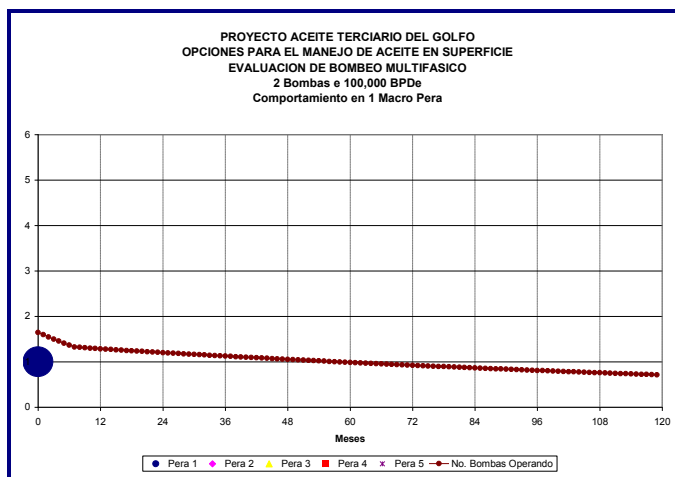


Fig 5.33 PEMEX Opción 5 con BM / BCP Disponibilidad de Bombas⁴

La línea representa el número de bombas operando. Se observa cómo al inicio de la vida productiva de la macropera se requiere aproximadamente 1.75 bombas de 100,000 Barriles equivalentes. Al continuar la declinación del yacimiento disminuyen los requerimientos de capacidad de bombas.

A medida que la declinación avanza con el tiempo, se puede observar que al mes 72 (6 años) solo se requiere 1 bomba en operación, por lo tanto la segunda bomba estaría disponible para otro proyecto, utilizando al máximo los equipos.

Los equipos requeridos bajo este escenario se listan a continuación:

Instalar bombeo multifásico en cada macropera		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de Producción general 8" x 3000m	3	Km
Bomba multifásica de 100,000 BEPD	2	C/U
Equipo de medición en línea	1	C/U
Módulo Tipo V (caseta de bombas y medición)	3	C/U

Tabla 5.50 PEMEX. Opción 5 con BM / BCP. Lista de equipos y líneas⁴

Para el caso de una macropera, el estimado de costos se muestra en la tabla, para el caso de usar BN y BM o BCP se estimó el mismo costo para

la bomba ya que la diferencia de capacidad entre ambos escenarios no es significativa y por lo general, los fabricantes consiguen estos ajustes reemplazando mecanismos internos de las bombas.

Instalar bombeo multifásico en cada macropera					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Línea de Producción general 8" x 3000m	3	Km	1.70	Km	5.10
Bomba multifásica de 100,000 BEPD	2	C/U	15	C/U	30
Equipo de medición en línea	1	C/U	3	C/U	3
Módulo Tipo V (caseta de bombas y medición)	3	C/U	2	C/U	6
					44.10

Tabla 5.51 PEMEX. Opción 5 Estimado de costos para una Macropera⁴

Tomando en cuenta que se estimó construir 40 macroperas, el costo de desarrollar el campo instalando bombas multifásicas en cada una de las macroperas se muestra a continuación:

Instalar bombeo multifásico en cada macropera (con gas BN)					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD)					
Número de macroperas en un año	40				
Cada macropera de 19 pozos					
2 bombas multifásicas de 100,000 BEPD (1.4 BPD; 2.6 MMPCD)	80	C/U	150	C/U	1,200.00
Equipo de medición en línea	40	C/U	3	C/U	120.00
3 módulo tipo V (caseta de bombas y medición)	120	C/U	2	C/U	240.00
Extender red de BN	150	Km	1.4	Km	210.00
Oleogaseoducto 8" x 3000m.	120	Km	1.7	Km	204.00
Procesar fluidos (CPF 60 MBPD; 90 MMPCD)					
Tren de separación					
2 separadores bifásicos horizontales de	1	C/U	650	C/U	650.00

producción de 8' x 24' (30MBPD, 60MMPCD) Tren de acondicionamiento de aceite 1 separador trifásico horizontal (60 MBPD, 10 MMPCD) Hornos Intercambiadores de calor Termotratadores electrostáticos (50 MBPD c/u) 1 tanque crudo 1 tanque crudo fuera de especificación Bombas de crudo Tren de compresión 3 módulos de compresión (30 MMPCD c/u)					
					2624.00

Tabla 5.52⁴

Instalar bombeo multifásico en cada macropera (BM o BCP)					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD)					
Número de macroperas en un año	40				
Cada macropera de 19 pozos					
2 bombas multifásicas de 100,000 BEPD (1.5 BPD; 2.5 MMPCD)	80	C/U	15.0	C/U	1,200.00
Equipo de medición en línea	40	C/U	3	C/U	120.00
3 módulo tipo V (caseta de bombas y medición)	120	C/U	2	C/U	240.00
Oleogasduto 8" x 3000m.	120	Km	1.7	Km	204.00
Procesar fluidos (CPF 60 MBPD; 90 MMPCD)					
Tren de separación					
2 separadores bifásicos horizontales de producción de 8' x 24' (30MBPD, 60MMPCD)	1	C/U	650	C/U	650.00
Tren de acondicionamiento de aceite					
1 separador trifásico horizontal (60 MBPD, 10 MMPCD)					

Hornos Intercambiadores de calor Termotratadores electrostáticos (50 MBPD c/u) 1 tanque crudo 1 tanque crudo fuera de especificación Bombas de crudo Tren de compresión 3 módulos de compresión (30 MMPCD c/u)					
					2414.00

Tabla 5.53⁴

En esta opción, el factor clima no es de mayor importancia, ya que generalmente las bombas vienen en paquetes por lo que la actividad de construcción en campo disminuye.

Es importante considerar la disponibilidad de equipos requeridos (bombas multifásicas). La energía eléctrica requerida debe ser asegurada a tiempo para evitar impactar el proyecto.

En cuanto al personal, se necesitaría establecer programas de entrenamiento sobre la nueva tecnología, previo a que los equipos pasen a la etapa de operación.

5.6

OPCIÓN 6. CENTRALIZAR LA PRODUCCIÓN EN UNA MACROPERA INSTALANDO BOMBAS MULTIFÁSICAS

Esta opción contempla agrupar varias macroperas en una, donde se instalarán bombas multifásicas para transferir los fluidos. Al igual que en las opciones anteriores donde se centralizan las macroperas, se tomó como premisa que no todas son incorporadas a producción en el mismo momento, utilizando para este caso el mismo perfil de producción considerado en la opción 2.

Diagrama de flujo de procesos:

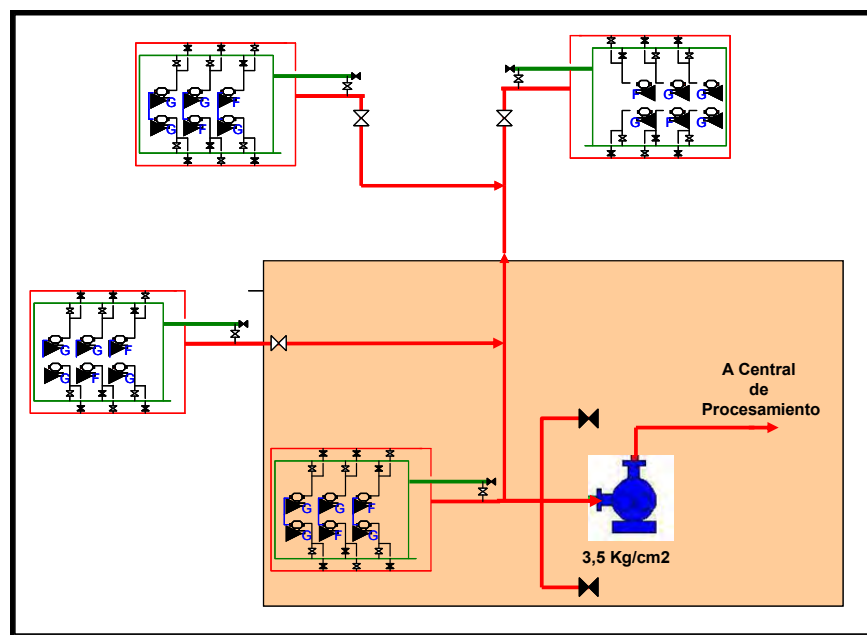


Fig. 5.34 Diagrama de flujo de procesos⁴

◆ **Filosofía de operación**

La mezcla de aceite - agua - gas producida por los pozos será recolectada en un cabezal de producción general, desde donde se transferirá hacia una macropera central. En esta macropera, una bomba multifásica succionará la mezcla de fluidos a una presión de 3.5 Kg/cm² suministrándole la energía necesaria para ser transferidos a la central de procesamiento.

Los pozos que requieran ser medidos para evaluar su gasto, serán enviados en forma independiente a la macropera central mediante una línea que se conecta al cabezal de medida.

◆ **Memoria de cálculo**

Para realizar los cálculos se asume una presión de succión en la bomba de 3,5 Kg/cm². Para todos los casos se consideró una eficiencia de la bomba de 20% para líquido y 70% para gas, según experiencias y recomendaciones para el simulador.

Considerando BN como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg.)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia Total (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	3.42	7.72	12,200
	10	3.53	7.78	5,800

Tabla 5.54⁴

De acuerdo con los resultados anteriores, una bomba multifásica trabajando bajo este escenario requiere de 12,200 HP si se utiliza una línea de 8", lo cual representa requerimientos de potencia muy elevados. Al evaluar el caso mediante una línea de 10" de diámetro los requerimientos de potencia disminuyen aproximadamente en un 50%, lo que se traduce en una potencia total de 5,800 HP.

2. Macropera ubicada 30m. por debajo de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central 30 m por debajo de la central de procesamiento	8	3.54	7.78	11,400
	10	3.61	7.82	5,600

Tabla 5.55⁴

Al igual que el caso anterior, con líneas de 10" de diámetro los requerimientos de potencia para el bombeo multifásico son menores que al utilizar líneas de 8" de diámetro.

3. Macropera ubicada 30m. por arriba de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	8	3.57	7.79	11,600
	10	3.60	7.81	5,800

Tabla 5.56⁴

Independientemente de la topografía del terreno, las líneas de 10" de diámetro son las adecuadas para transferir los fluidos bajo esta opción ya que presentan el menor requerimiento de potencia.

Debido a que el gas es un componente clave para los fluidos a manejar por la bomba multifásica, se determinaron los volúmenes de gas máximos

y mínimos de líquido esperados durante la declinación de la producción. Estos valores de gasto por macropera son los siguientes:

Macropera	BN		
	BPD	MMPCD	RGA (m3/m3)
1	885	6.0	1208
2	891	6.1	1219
3	899	6.2	1228
4	1031	6.3	1088
5	1261	6.4	904

Tabla 5.57⁴

Al simular las condiciones de operación de la bomba multifásica con estos gastos se obtuvieron los resultados siguientes:

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg.)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	3.48	7.01	14,100
	10	3.40	6.94	7,200
Macropera central 30 m por debajo de la central de procesamiento	8	3.54	7.04	13,400
	10	3.42	6.99	7,200
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	8	3.65	7.10	13,400
	10	3.40	6.95	7,200

Tabla 5.58⁴

Como se observa en la tabla anterior, ante un escenario de máximo RGA la bomba requiere mayor potencia para comprimir el gas y poder transferirlo hacia la central de procesamiento. Basado en esto, se deberá

garantizar una potencia de 7,200 HP para transferir la producción de 5 macroperas a través de una línea de 10” de diámetro, con esta potencia todos los casos estarían cubiertos.

Considerando BM o BCP como sistema artificial de producción

1. Macropera ubicada al mismo nivel (altura) que la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg.)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia Total (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	3.42	6.63	5,200
	10	3.55	6.42	2,500

Tabla 5.59⁴

De acuerdo a los resultados obtenidos, una bomba multifásica trabajando bajo este escenario requiere de 5,200 HP si se utiliza una línea de 8”, mientras que utilizando una línea de 10” de diámetro, los requerimientos de potencia disminuyen aproximadamente un 50% lo que se traduce en una potencia total de 2,500 HP.

2. Macropera ubicada 30 m por debajo de la central de procesamiento

Para este escenario, la tabla presenta la presión tanto de la macropera central como la máxima presión esperada en las macroperas periféricas. Adicionalmente, se tienen los cálculos de potencia requeridos por la bomba multifásica.

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg.)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central 30 m por debajo de la central de procesamiento	8	3.51	6.40	5,200
	10	3.55	6.42	2,500

Tabla 5.60⁴

Igual que en el caso anterior, con líneas de 10" de diámetro los requerimientos de potencia para el bombeo multifásico son menores que al utilizar líneas de 8" de diámetro.

3. Macropera ubicada 30 m por arriba de la central de procesamiento

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	8	3.47	6.37	5,200
	10	3.40	6.32	2,500

Tabla 5.61⁴

Independientemente de la topografía del terreno, las líneas adecuadas para transferir los fluidos utilizando esta opción, son las de 10" de diámetro, ya que presentan el menor requerimiento de potencia.

Los valores de máxima RGA para el caso de utilizar BM o BCP como método de producción se muestran en la siguiente tabla: (Tabla 5.62⁴)

Macropera	BM / BCP		
	BPD	MMPCD	RGA (m3/m3)
1	872	2.8	572
2	877	2.8	569
3	885	2.9	589
4	893	2.9	578
5	901	3.0	593

Tabla 5.62⁴

Al simular la bomba multifásica bajo estas condiciones de operación se obtuvieron los resultados mostrados en la siguiente tabla:

Escenario	Diámetro Línea Producción General (Pg)	Transferir con Bomba		
		Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total (HP)
Macropera central al mismo nivel que la central de procesamiento	8	3.58	5.14	3,000
	10	3.63	5.18	1,400
Macropera central 30 m por debajo de la central de procesamiento	8	3.58	5.13	3,000
	10	3.49	5.06	1,400
Macropera central 30 m por arriba de la central de procesamiento	8	3.43	5.01	3,200
	10	3.64	5.18	1,400

Tabla 5.63⁴

Ante un escenario probable de máxima RGA por efecto de la declinación, la bomba requiere una potencia de 1,400 HP al transferir los fluidos producidos a través de una línea de 10" de diámetro. Esta potencia es

menor a los casos evaluados previamente bajo este mismo escenario de utilizar BM o BCP como sistema artificial de producción. Esto se debe a que se tiene una mayor RGA pero comparativamente, se maneja en este caso menor volumen de gas por efecto de la declinación, por lo tanto, bajo este esquema se debería garantizar una potencia de 2,500 HP con lo cual todos los escenarios de producción estarían garantizados.

◆ **Lista de equipos**

Considerando BN como sistema artificial de producción

Presión de succión: 3.5 Kg/cm2			
BPD	MMPCD	BEPD	GVF
3500	19.6	833,467	99.5%
5000	31.0	1,317,704	99.6%
8100	25.0	1,066,732	99.1%

Tabla 5.64⁴

La bomba seleccionada debe tener una capacidad de 1,317,704 BEPD y operar en condiciones normales con valores de GVF entre 99.1% y 99.5%, la siguiente figura presenta el perfil de variación de la GVF con el tiempo para el caso de macroperas centralizadas y con BN como sistema artificial de producción.

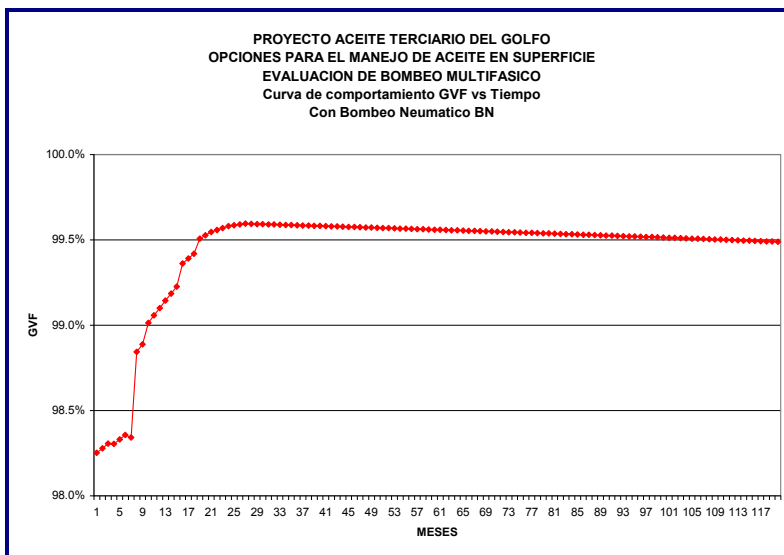


Fig. 5.35 PEMEX. Opción 6 con BN. Comportamiento curva GVF⁴

Para el análisis se utilizaron 2 bombas multifásicas con capacidad de 650,000 BEPD, esto permite manejar adecuadamente el escenario de declinación de los yacimientos del área:

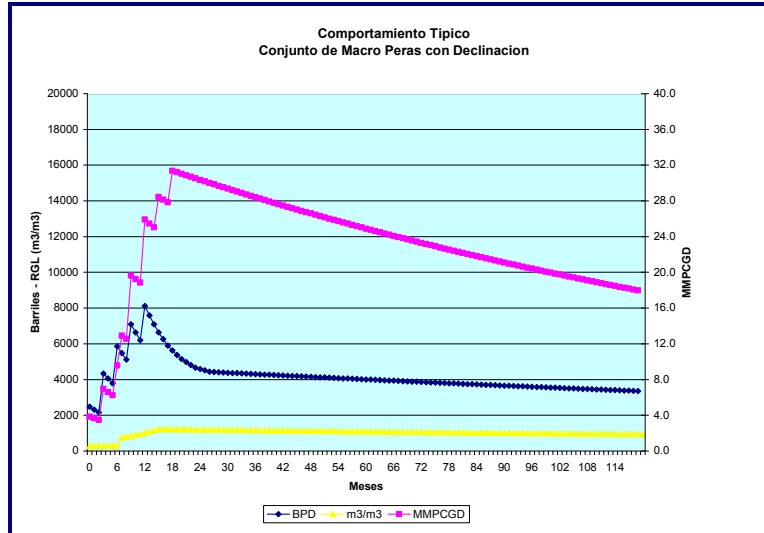


Fig. 5.36 PEMEX. Opción 6 con BN. Comportamiento de producción esperada con macroperas centralizadas⁴

Este comportamiento de producción es manejable mediante el uso de dos bombas multifásicas de 650,000 BEPD ya que permite la flexibilidad operacional de ante los escenarios de declinación, por otro lado, por tratarse de diseño modular, puede ser retirada una de las bombas cuando la capacidad instalada exceda la producción de la macropera. La siguiente figura muestra una curva donde se observa el número de bombas operando de acuerdo al perfil de producción y a la declinación.

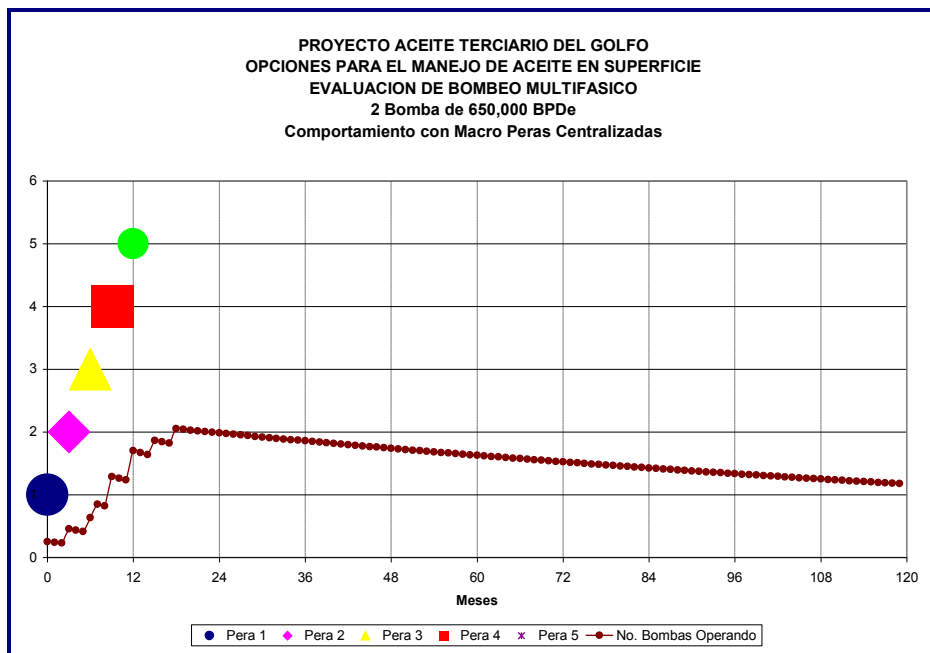


Fig. 5.37 PEMEX. Opción 6 con BN. Incorporación de macroperas y disponibilidad de bombas⁴

La línea representa el número de bombas operando, mientras que los símbolos representan el momento en el cual cada una de las macroperas es incorporada a producción.

En primer lugar, un arreglo de 2 bombas de 650,000 BEPD garantiza que las 5 macroperas a ser centralizadas son incorporadas a producción en el periodo de 1 año lo cual está alineado con las estrategias corporativas. Por otra parte, se observa que para las 3 primeras macroperas incorporadas solo estaría operativa 1 de las dos bombas instaladas. Al incorporarse la 4ta y 5ta macropera, estarían operando las dos bombas en paralelo, condición que se mantiene como mínimo por 10 años (120 meses) cuando los requerimientos de capacidad de las bombas disminuyen debido a la declinación de la producción, lo que permite predecir que posterior a los 10 años, una de las bombas podría ser retirada para ser utilizada en otro proyecto, quedando operativa 1 bomba por el resto de la vida productiva de las macroperas centralizadas.

Adicional al bombeo multifásico, se contempla la instalación de nueva tecnología que permita la medición de los fluidos en línea evitando así

transferir la producción de cada pozo hacia los centros de procesamiento y garantizando así, que los pozos serán medidos bajo la mismas condiciones de presión en las cuales están operando normalmente.

Los equipos y líneas considerados en esta opción se muestran a continuación:

Centralizar macroperas con bombeo multifásico		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de producción general 10" x 3000m macropera central	3	Km
Línea de producción general 8" x 3000m x 4 macroperas periféricas	12	Km
Línea de medida 4" x 3000m x 4 macroperas periféricas	12	Km
Bomba multifásica de 65000 BEPD y 3600 HP c/u	2	C/U
Equipo de medición en línea	4	C/U
Módulo tipo V (caseta bombas y medición)	6	C/U

Tabla 5.65 Caso BN lista de equipo y líneas⁴

Considerando BM / BCP como sistema artificial de producción

Presión de succión: 3.5 Kg/cm²			
BPD	MMPCD	BEPD	GVF
3500	9.3	397,311	99.0%
5000	14.7	627,476	99.1%
8100	16.0	685,624	98.6%

Tabla 5.66⁴

La bomba seleccionada debe tener una capacidad de 685,624 BEPD y capaz de manejar valores de GVF entre 98.6% y 99.1% en condiciones normales. La curva de comportamiento del GVF se muestra en la siguiente figura:

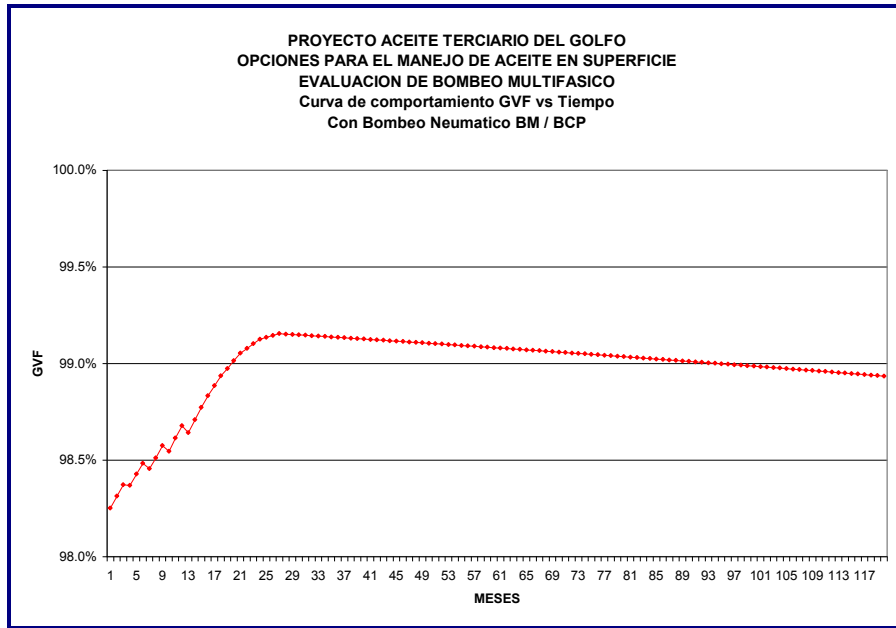


Fig. 5.38 PEMEX. Opción 6 con BM / BCP Comportamiento curva GVF⁴

Se utilizarán capacidades de bombas de 350,000 BEPD.

El utilizar dos bombas multifásicas de 350,000 BEPD permite manejar adecuadamente el escenario de declinación de los yacimientos del área, como se observa en la figura:

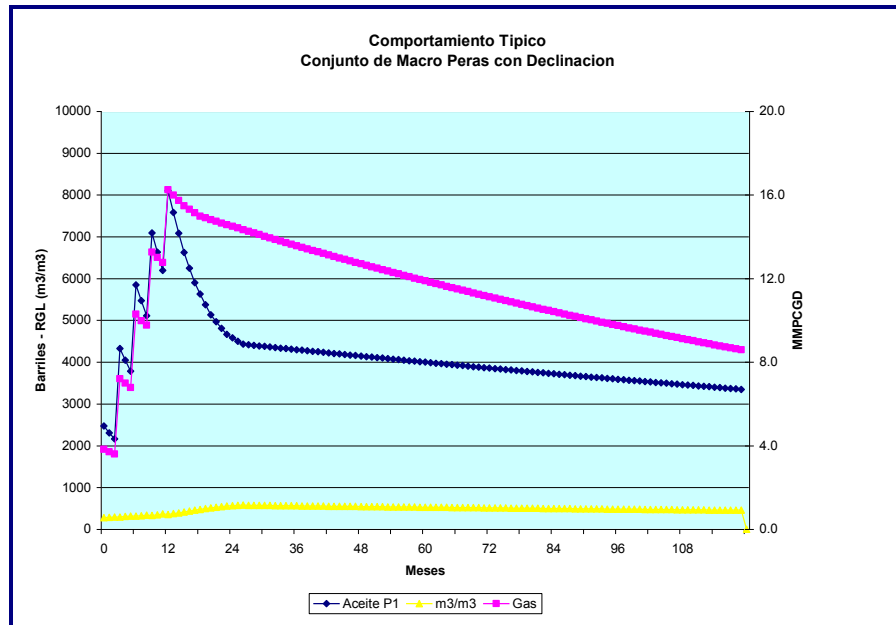


Fig. 5.39 PEMEX. Opción 6 con BM / BCP Comportamiento de declinación esperada⁴

Este comportamiento es posible operarlo mediante el uso de dos bombas multifásicas ya que permite la flexibilidad de manejar los escenarios de declinación y por ser de diseño modular, poder retirar una de las bombas cuando ya la capacidad instalada exceda la producción de la macropera. La siguiente figura muestra ese comportamiento.

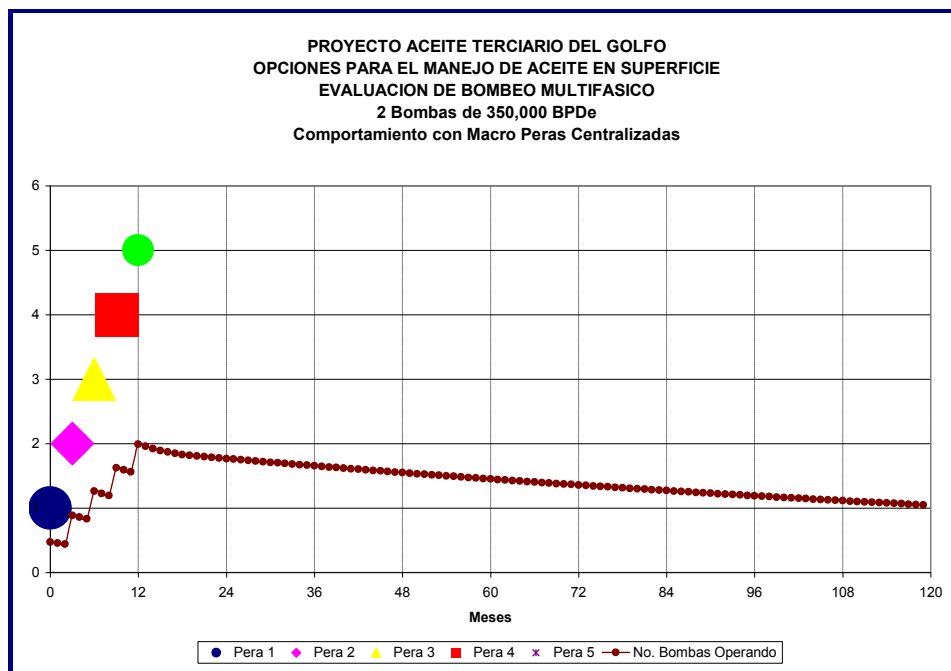


Fig. 5.40 PEMEX. Opción 6 con BM / BCP. Disponibilidad de Bombas⁴

La línea representa el número de bombas operando, mientras que los símbolos indican el momento en el cual cada una de las macroperas es incorporada la primera y segunda macropera pueden ser manejadas por 1 sola bomba, sin embargo al incorporarse una tercera macropera ya es necesario el encendido de la segunda bomba. Las dos bombas estarán a su máximo uso al incorporarse la quinta macropera, desde ese momento y por efecto de la declinación, disminuirán los requerimientos de capacidad de bombeo. Es por ello, que para el mes 60 (quinto año) se requiere el uso de 1.5 bombas lo que significa que ambas bombas asaran operando al 75% de capacidad cada uno. Al mes 120 (año 10) sólo se requiere una bomba por lo que la segunda podría ser reubicada para otro proyecto y así maximizar el uso de los equipos.

Los equipos requeridos bajo este escenario se enlistan a continuación:

Centralizar macroperas con bombeo multifásico		
Actividad	Cantidad	Unidad
Línea de producción general 10" x 3000m macropera central	3	Km
Línea de producción general 8" x 3000m x 4 macroperas periféricas	12	Km
Línea de medida 4" x 3000m x 4 macroperas periféricas	12	Km
Bomba multifásica de 350,000BEPD y 1,250 HP c/u	2	C/U
Equipo de medición en línea	4	C/U
Módulo tipo V (caseta bombas y medición)	6	C/U

Tabla 5.67⁴

◆ *Estimado de costos*

Considerando BN como sistema artificial de producción

Centralizar 5 macroperas utilizando Bomba Multifásica (con gas BN)					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD)					
Número de macroperas en un año	5				
Centralizar cada 5 macroperas de 19 pozos	1	Arreglos			
2 bombas multifásicas de 350,000 BEPD (5 BPD; 8.5 MMPCD)	2	C/U	25	C/U	50
4 Equipos de medición en línea	4		3	C/U	12
6 módulo tipo V (caseta de bombas y medición)	12	C/U	2	C/U	24
Tender red de BN con línea de 6" de diámetro	150	C/U	1.5	Km	225
Oleogasoducto 8" x 3000m.	12	Km	1.7	Km	20.40
Oleogasoducto 8" x 3000m.	8	Km	1.7	Km	13.60
		1.7			
Procesar fluidos (CPF 60 MBPD; 90 MMPCD)	0	C/U	650	C/U	0
Tren de separación					
2 separadores bifásicos horizontales de producción de 8' x 24' (30MBPD, 60MMPCD)					
Tren de acondicionamiento de aceite					
1 separador trifásico horizontal (60					

MBPD, 10 MMPCD) Hornos Intercambiadores de calor Termotratadores electrostáticos (50 MBPD c/u) 1 tanque crudo 1 tanque crudo fuera de especificación Bombas de crudo Tren de compresión 3 módulos de compresión (30 MMPCD c/u)					
					345.00

Tabla 5.68⁴

Considerando, como en las opciones anteriores, la premisa de construir 40 macroperas, el estimado de costos asciende a 1835.00 MM\$, este incluye los costos para el tendido de la red de BN necesaria para suministrar el gas a los pozos.

Considerando BM/BCP como sistema artificial de producción:

Centralizar 5 macroperas utilizando Bomba Multifásica (con gas BN)					
Actividad	Cantidad	Unidad	Costo unitario (MM\$)	Unidad	Costo total (MM\$)
Pronóstico de producción (64 MBD; 97 MMPCD)					
Número de macroperas en un año	5				
Centralizar cada 5 macroperas de 19 pozos	1	Arreglos			
2 bombas multifásicas de 350,000 BEPD (5 BPD; 8.5 MMPCD)	2	C/U	25	C/U	50
4 Equipos de medición en línea	4		3	C/U	12
6 módulo tipo V (caseta de bombas y medición)	12	C/U	2	C/U	24
Oleogasoducto 8" x 3000m.	12	C/U	1.7	Km	20.40
Oleogasoducto 8" x 3000m.	8	Km	1.7	Km	13.60
Procesar fluidos (CPF 60 MBPD; 90	0		650	C/U	0
		C/U			

MMPCD) Tren de separación 2 separadores bifásicos horizontales de producción de 8' x 24' (30MBPD, 60MMPCD) Tren de acondicionamiento de aceite 1 separador trifásico horizontal (60 MBPD, 10 MMPCD) Hornos Intercambiadores de calor Termotratadores electrostáticos (50 MBPD c/u) 1 tanque crudo 1 tanque crudo fuera de especificación Bombas de crudo Tren de compresión 3 módulos de compresión (30 MMPCD c/u)						
						120.00

Tabla 5.69⁴

Para centralizar 40 macroperas, el estimado de costo de desarrollar el campo instalando bombas multifásicas en cada una de las macroperas, asciende a 16010.00 MM\$

En esta opción, el clima no es un factor de mayor atención, pero debe considerarse la disponibilidad de equipos, así como asegurar la energía eléctrica requerida. En cuanto al personal, se deben establecer programas de entrenamiento sobre la tecnología, previa a que los equipos comiencen a operar.

◆ **Tabla comparativa de opciones**

Comparación cuantitativa

Considerando BN como sistema artificial de producción

Para hacer una comparación equitativa de las diferentes opciones, se hizo una clasificación entre aquellas en las que se plantea del desarrollo en forma individual para cada macropera y aquellas donde se propone centralizar un grupo de macroperas para ser manejadas en conjunto. Para

cada opción se presentará el mejor caso seleccionado en cuanto al uso de líneas y requerimientos de potencia.

En la siguiente tabla se presenta el primer caso de comparación el cual corresponde a las opciones de manejar cada macropera de manera independiente:

Escenario BN como sistema artificial de producción	Diámetro Línea (Pg)		Condiciones de operación			Estimado de Costos (MM\$)
	Oleoducto / LPG	Gasoducto	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia Total Requerida (HP)	
Opción 1 Tender líneas independientes a cada macropera	8		8.25			2,192
Opción 3 Instalar batería en cada macropera y usar gas producido como BN	6	6	3.50		377	5,062
Opción 5 Instalar bomba multifásica en cada macropera	8		3.76		1068	2,624

Tabla 5.70⁴

La siguiente tabla presenta el caso de comparación que corresponde a las opciones de centralizar las macroperas y manejarlas en grupos de 5.

Escenario BN como sistema artificial de producción	Diámetro Línea (Pg.)		Condiciones de operación			Estimado de Costos (MM\$)
	Oleoducto / LPG	Gasoducto	Presión macropera Central	Presión Máxima macroperas	Potencia Total Requerida	

			(Kg/cm ²)	Periféricas (Kg/cm ²)	(HP)	
Opción 2 Centralizar y tender líneas independientes a cada macropera	12		11.43	13.88		2,071
Opción 4 Centralizar e instalar batería en macropera central. Utilizar gas producido como BN	8	8	3.70	8.06	2,234	2,155
Opción 6 Centralizar e instalar bomba multifásica en Macropera central	10		3.60	7.82	7,200	1,835

Tabla 5.71⁴

Considerando BM/BCP como sistema artificial de producción

La siguiente tabla presenta el primer caso de comparación el cual corresponde a las opciones de manejar cada macropera de forma independiente.

Escenario BM / BCP como sistema artificial de producción	Diámetro Línea (Pg)		Condiciones de operación			Estimado de Costos (MM\$)
	Oleoducto / LPG	Gasoducto	Presión macropera Central (Kg/cm ²)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm ²)	Potencia Total Requerida (HP)	
Opción 1 Tender líneas independientes a cada macropera	8		7.79			1,982
Opción 3 Instalar batería en cada macropera	6	6	3.14		167	4,462

Opción 5 Instalar bomba multifásica en cada macropera	8		3.67		162	2,414
---	---	--	------	--	-----	-------

Tabla 5.72⁴

La siguiente tabla presenta el caso de comparación que corresponde a las opciones de centralizar las macroperas y manejarlas en grupos de 5.

Escenario BM/BCP sistema artificial de producción	Diámetro Línea (Pg.)		Condiciones de operación			Estimado de Costos (MM\$)
	Oleoducto / LPG	Gasoducto	Presión macropera Central (Kg/cm2)	Presión Máxima macroperas Periféricas (Kg/cm2)	Potencia Total Requerida (HP)	
Opción 2 Centralizar y tender líneas independientes a cada macropera	12		9.06	10.78		1,861
Opción 4 Centralizar e instalar batería en macropera central.	8	8	3.7	6.55	1,124	1,920
Opción 6 Centralizar e instalar bomba multifásica en macropera central	10		3.64	6.42	2,500	1,610

Tabla 5.73⁴

Comparación cualitativa

Opción	Ventajas	Desventajas
1. Tender líneas independientes a cada macropera	No introduce cambios en el esquema de operación Garantiza disponibilidad de gas para BN	No disminuye presiones de los pozos
2. Centralizar baterías	No introduce cambios en el	No disminuye presiones de

tendiendo líneas de producción general	esquema de operación Garantiza disponibilidad de gas para BN	los pozos
3. Instalar batería en cada macropera	<p>Disminuye presión de los pozos a 4 Kg/cm²</p> <p>Permite abrir pozos cerrados por baja presión</p> <p>Recupera gas actualmente quemado</p> <p>No requiere tender para gas de BN</p>	<p>Requiere gran cantidad de equipos (separadores, compresores, tanques y bombas)</p> <p>Requiere dos equipos de compresión para garantizar BN y evitar cierre de producción por mantenimiento / falla</p>
4. Centralizar macropera instalando batería en macropera central	<ul style="list-style-type: none"> • Disminuye presión de los pozos a 4 Kg/cm² <ul style="list-style-type: none"> • Permite abrir pozos cerrados por baja presión • Recupera gas actualmente quemado • No requiere tender para gas de BN <ul style="list-style-type: none"> • No requiere tanque de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere gran cantidad de equipos (separadores, compresores, tanques y bombas) • Requiere dos equipos de compresión para garantizar BN y evitar cierre de producción por mantenimiento / falla • Requiere 2 bombas para garantizar continuidad de bombeo durante mantenimiento/fallas
5. Instalar bomba multifásica en cada macropera	<ul style="list-style-type: none"> • Disminuye presión de los pozos a 4 Kg/cm² <ul style="list-style-type: none"> • Permite abrir pozos cerrados por baja presión • Recupera gas actualmente quemado ya que es transferido hacia las baterías • Garantiza continuidad del gas para BN suministrado por el gasoducto • No requiere separadores, compresores y tanque de almacenamiento • Reduce costos al optimizar el tendido de tuberías 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere 2 bombas para garantizar continuidad de bombeo durante mantenimiento/fallas
6. Centralizar macropera instalando bomba multifásica en macropera central	<ul style="list-style-type: none"> • Disminuye presión de los pozos a 4 Kg/cm² <ul style="list-style-type: none"> • Permite abrir pozos cerrados por baja presión • Recupera gas actualmente quemado ya que es transferido hacia las 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere 2 bombas para garantizar continuidad de bombeo durante mantenimiento/fallas

	<p style="text-align: center;">baterías</p> <ul style="list-style-type: none">• Garantiza continuidad del gas para BN suministrado por el gasoducto• No requiere separadores, compresores y tanque de almacenamiento• Reduce costos al optimizar el tendido de tuberías	
--	---	--

Tabla 5.74⁴

5.7. SISTEMAS DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA

La medición es una actividad muy importante en el transporte de hidrocarburos, ya que se tratan de productos comercializables en organismos de PEMEX y sectores de consumo en general¹⁵.

Dependiendo del producto a manejar, se consideran diferentes equipos de medición, como:

Medidor de orificio (gas y líquido) recomendable para gas natural

Medidor de desplazamiento positivo (gas y líquido) para manejar pequeños volúmenes para uso doméstico o grandes volúmenes en estaciones

Medidor de turbina (gas y líquido) recomendable para líquidos

Medidor sónico (medición de líquidos y recientemente para gases)

Medidor másico (medición de líquidos e diferentes pesos específicos)

Medición multifásica

Las principales necesidades de la industria petrolera son: la determinación precisa de volúmenes de crudo, gas y agua en la producción, esto con diferentes objetivos como lo son⁵:

- ◆ Mejorar la evaluación de los yacimientos
- ◆ Aplicar nuevas técnicas de producción
- ◆ Seguimiento de los pozos
- ◆ Administración de campos petroleros

- ◆ Incremento en la producción de aceite y gas
- ◆ Incremento de reservas probadas, probables y posibles

La medición multifásica es la determinación del volumen o masa total de un fluido multifásico que pasa a través de la sección transversal de una tubería por unidad de tiempo⁵.

En la industria petrolera, se utiliza tanto la medición de referencia como la de transferencia de custodia. La primera como una medida de control interna para conocer la producción, y la segunda cuando la medición implica compra-venta de los productos. Por esto, es necesario aumentar la exactitud en dichas mediciones y así acordar la medida para la transferencia de intercambio.

Los instrumentos de medición son el medio por el cual se registran, indican y/o totalizan los fluidos que pasan a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad⁵.

Los medidores multifásicos son considerados como una nueva tecnología que se encuentra en evolución y que incluso puede sustituir al separador de prueba convencional, aunque para que esto sea posible, es necesario conocer perfectamente su operación, instalación y mantenimiento, ya que esta herramienta nos permitirá el desarrollo adecuado de los pozos.

Los medidores multifásicos se pueden clasificar de acuerdo con su sistema de operación como⁵:

- ◆ Medidor multifásico de tipo intrusivo: Este tipo de medidor es compacto y se coloca bridado directamente en la línea, se consideran de tipo intrusivo ya que el sensor se encuentra sumergido en el seno del líquido a medir, aunque por sus dimensiones y configuración no provoca caídas de presión en el sistema.

- ◆ Medidor multifásico de tipo no intrusivo: Este medidor es compacto y mide gastos a diferentes condiciones de flujo. Dependiendo del modelo se puede medir flujo bache, mezclas con % de gas > 90% o cualquier contenido de agua sin necesidad de separar las fases. Se instala en flujo de líneas verticales y consta básicamente de un sensor de capacitancia y un densitómetro de rayos gamma.
- ◆ Medidor multifásico mezclador de fluidos: Este es compacto y de fácil transportación, se utiliza para evitar la separación de fases para su posterior medición y por lo tanto no requiere elementos primarios para la medición de fases.
- ◆ Medidor multifásico con subsistemas: Este es un sistema compacto que proporciona la medición de las fases aceite, gas y agua sin la necesidad de separarlas físicamente.
- ◆ Medidor multifásico con configuraciones para alto y bajo contenido de gas: Este tipo de medidor cuenta con dos configuraciones de medición, una de ellas, es cuando la fracción de gas es menor al 20%, aquí no se requiere separador de fases, y la otra par cuando se cuenta con fracciones de gas mayores al 20%, aquí se separa el gas previo a que los fluidos atraviesen el sensor. En ambos casos el sistema corrige los gastos automáticamente dependiendo de la emulsión, de las propiedades de los fluidos, de la densidad relativa y de la salinidad.

CAPÍTULO VI

RESULTADOS

SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE BOMBEO MULTIFÁSICO

Para evaluar las diferentes tecnologías de bombeo multifásico, se utilizó toda la información disponible por los distintos fabricantes, determinando la aplicabilidad de estos equipos bajo las condiciones de operación del activo. Para esta evaluación no se seleccionó un fabricante en particular, sino que se tomó como base la información provista por las diferentes marcas y así describir la tecnología que garantizaría el éxito del proyecto.

Debido a que existe un gran número de yacimientos en el Paleocanal Chicontepec, hay también una gran variedad de pozos que producen a diferentes gastos y diversas RGA que van desde los 150 m³/m³ a 1400 m³/m³; la producción en forma intermitente o por baches es otra característica de los pozos.

Condiciones de operación:

Las bombas multifásicas estarán operando bajo las siguientes condiciones.

La presión de succión será de 3,5 kg/cm² para todos los casos donde se requiera utilizar el bombeo multifásico como opción para el manejo y transporte de fluidos.

La presión de descarga no es constante en todo el campo, y será función de la topografía del terreno, de la caída de presión en la red y de los volúmenes de producción que se estén manejando. Para determinar los rangos en los cuales estarán operando las bombas se realizó una simulación para una red multifásica propuesta cuyos resultados se muestran a continuación.

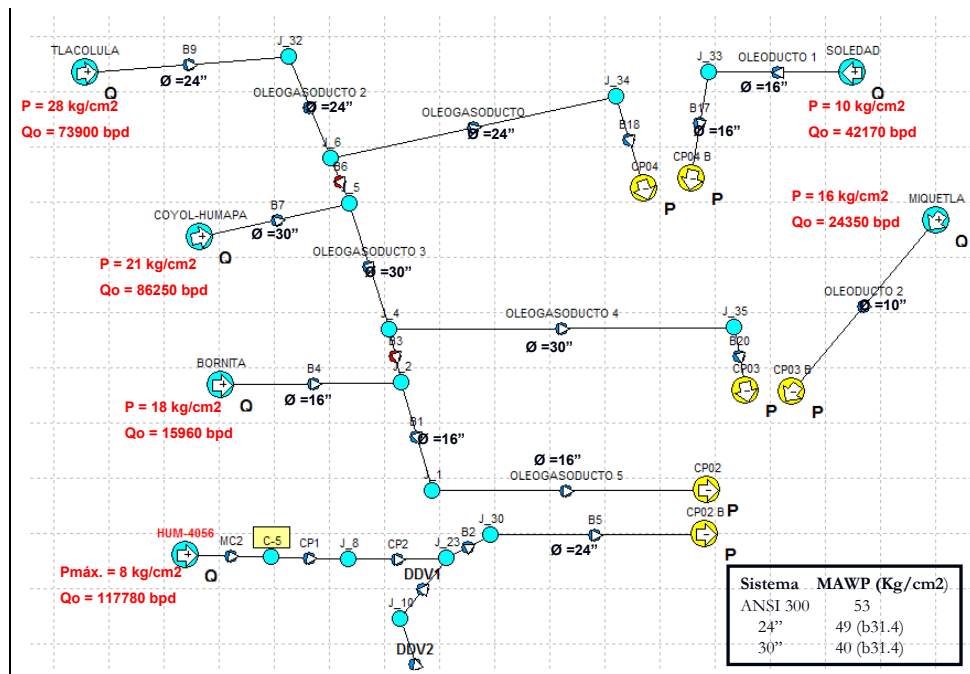


Fig. 6.1 PEMEX. Simulación de red con bombeo multifásico

Se observa que las bombas multifásicas deben estar en capacidad de manejar presiones de descarga que van desde los 10 kg/cm² hasta los 30 kg/cm² sin que se requiera realizar cambios en los equipos para adaptarlos a estas condiciones.

GVF en la succión de la bomba

Los volúmenes de gas en la succión de la bomba están por encima del 98% desde el inicio de la vida productiva de los pozos y podrá alcanzar valores máximos cercanos al 99,5% si los pozos son sometidos a un sistema artificial de producción como bombeo neumático, siendo ésta considerada como la condición más crítica para las bombas multifásicas.

Esto se puede observar en la siguiente figura.

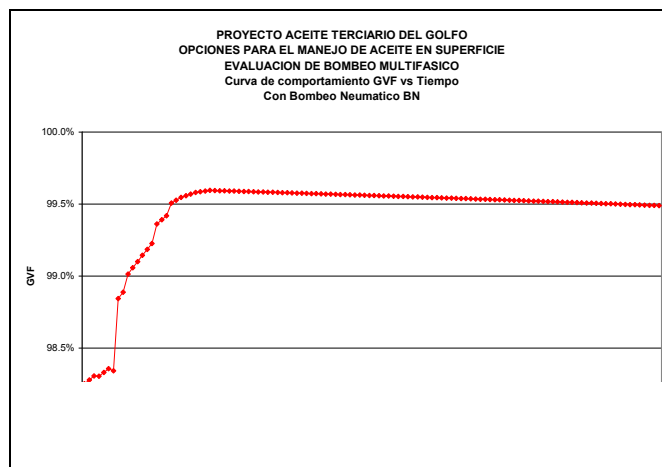


Fig. 6.2

La máxima temperatura que podrá esperarse en la línea de descarga de la bomba será de 90 oC, la cual está considerada dentro de los límites de calentamiento a los que son sometidos aceites de este tipo previo al proceso de tratamiento, lo que facilitará la deshidratación y se aprovechará la energía suministrada en las bombas transformada en forma de calor, por otro lado, esta temperatura está dentro de los rangos razonables en los cuales producen algunos pozos en condiciones normales.

Estrategia corporativa

Diseño modular: Las bombas multifásicas deberán ser diseñadas y construidas en forma modular de manera que permita su uso en cualquier campo del activo, fácil de transportar, instalar y operar.

Implementación oportuna: Los equipos seleccionados deberán adquirirse con corto tiempo de entrega de tal manera que permita la flexibilidad en el diseño y los procesos de compra, agilizando la implementación y garantizando el éxito del proyecto.

Rentabilidad: Deberán ser equipos con tecnologías comercialmente disponibles, que no representen innovaciones que incrementen costos, buscando así la rentabilidad del proyecto.

Para la selección de la tecnología se llevó a cabo la siguiente metodología:

1. Determinar los rangos de capacidad de las bombas requeridas en el activo

Para determinar cuáles son los rangos que mejor representan y cubren las diversas opciones de producción en el activo, se calcularon los barriles equivalentes para diferentes escenarios de producción.

El primer paso fue determinar los diferentes valores de RGA que se pueden encontrar en operaciones normales, para esto se consideraron pozos productores mediante BN (sabiendo que este es el escenario más crítico al momento de la selección de equipos de bombeo multifásico).

Se tomó una muestra de 326 pozos con BN, con la siguiente distribución:

RGA	No. Pozos	% Contribución	% Acumulado
150	4	1.2	0.0
300	21	6.4	6.4
450	17	5.2	11.7
600	26	8.0	19.6
750	24	7.4	27.0
900	21	6.4	33.4
1050	32	9.8	43.3
1200	27	8.3	51.5
1350	26	8.0	59.5
1500	20	6.1	65.6
1650	14	4.3	69.9
1800	12	3.7	73.6
1950	9	2.8	76.4
2100	11	3.4	79.8
2250	7	2.1	81.9
2400	13	4.0	85.9
2550	5	1.5	87.4
2700	4	1.2	88.7
2850	6	1.8	90.5
3000	3	0.9	91.4
3150	2	0.6	92.0
3300	3	0.9	92.9
3450	2	0.6	93.6
3600	0	0.0	93.6
3750	1	0.3	93.9
3900	2	0.6	94.5

4050	4	1.2	95.7
4200	1	0.3	96.0
4350	0	0.0	96.0
4500	3	0.9	96.9
>4500	6	1.8	98.8
	326	100	

Tabla 6.1

Estos datos se representaron en un histograma de frecuencia, donde se observó el comportamiento estadístico, el cual representa una distribución normal entre los rangos de 150m³/m³ y 2100 m³/m³, agrupando al 80% de la población en este rango.

Posteriormente se calcularon los barriles de petróleo crudo equivalente para cada escenario de producción esperado, variando la RGA de acuerdo con los resultados obtenidos. Para este cálculo se tomó como premisa una presión de 3.5 Kg/cm², temperatura de 30°C y un corte de agua del 10%.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos en cuanto a volúmenes de gas de acuerdo con la producción de aceite y la RGA correspondiente.

MBePD														
BPD	RGL m ³ /m ³													
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100
1000	37	72	108	144	179	215	251	286	322	358	393	429	465	500
2000	74	145	216	288	359	430	502	573	644	715	787	858	929	1,001
3000	110	217	324	431	538	645	752	859	966	1,073	1,180	1,287	1,394	1,501
4000	147	290	432	575	718	860	1,003	1,146	1,288	1,431	1,574	1,716	1,859	2,002
5000	184	362	540	719	897	1,075	1,254	1,432	1,610	1,789	1,967	2,145	2,324	2,502
6000	221	435	649	863	1,077	1,291	1,505	1,718	1,932	2,146	2,360	2,574	2,788	3,002
7000	257	507	757	1,006	1,256	1,506	1,755	2,005	2,255	2,504	2,754	3,003	3,253	3,503
8000	294	579	865	1,150	1,435	1,721	2,006	2,291	2,577	2,862	3,147	3,433	3,718	4,003
9000	331	652	973	1,294	1,615	1,936	2,257	2,578	2,899	3,220	3,541	3,862	4,183	4,504
10000	368	724	1,081	1,438	1,794	2,151	2,508	2,864	3,221	3,577	3,934	4,291	4,647	5,004
11000	405	797	1,189	1,581	1,974	2,366	2,758	3,151	3,543	3,935	4,327	4,720	5,112	5,504
12000	441	869	1,297	1,725	2,153	2,581	3,009	3,437	3,865	4,293	4,721	5,149	5,577	6,005
13000	478	942	1,405	1,869	2,333	2,796	3,260	3,723	4,187	4,651	5,114	5,578	6,041	6,505
14000	515	1,014	1,513	2,013	2,512	3,011	3,511	4,010	4,509	5,008	5,508	6,007	6,506	7,005
15000	552	1,087	1,621	2,156	2,691	3,226	3,761	4,296	4,831	5,366	5,901	6,436	6,971	7,506

Tabla 6.2 Resultados obtenidos

Aplicando la correlación para determinar la capacidad de las bombas de acuerdo con cada uno de los gastos esperados, se obtuvieron los siguientes resultados en Miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día.

Para determinar los requerimientos de capacidad se tomó como premisa que podrían ser instalados un máximo de 3 equipos para el manejo y transferencia de la producción, por lo que se procedió a dividir los resultados obtenidos en el paso anterior entre el número máximo de bombas.

Capacidad de bombas requeridas														
BPD	RGL m ³ /m ³													
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100
1000	12.3	24.1	36.0	47.9	59.8	71.7	83.6	95.5	107.4	119.2	131.1	143.0	154.9	166.8
2000	24.5	48.3	72.1	95.8	119.6	143.4	167.2	190.9	214.7	238.5	262.3	286.0	309.8	333.6
3000	36.8	72.4	108.1	143.8	179.4	215.1	250.8	286.4	322.1	357.7	393.4	429.1	464.7	500.4
4000	49.0	96.6	144.1	191.7	239.2	286.8	334.3	381.9	429.4	477.0	524.5	572.1	619.6	667.2
5000	61.3	120.7	180.2	239.6	299.0	358.5	417.9	477.4	536.8	596.2	655.7	715.1	774.5	834.0
6000	73.5	144.9	216.2	287.5	358.8	430.2	501.5	572.8	644.2	715.5	786.8	858.1	929.5	1,000.8
7000	85.8	169.0	252.2	335.4	418.7	501.9	585.1	668.3	751.5	834.7	917.9	1,001.2	1,084.4	1,167.6
8000	98.1	193.2	288.3	383.4	478.5	573.6	668.7	763.8	858.9	954.0	1,049.1	1,144.2	1,239.3	1,334.4
9000	110.3	217.3	324.3	431.3	538.3	645.3	752.3	859.2	966.2	1,073.2	1,180.2	1,287.2	1,394.2	1,501.2
10000	122.6	241.5	360.3	479.2	598.1	717.0	835.8	954.7	1,073.6	1,192.5	1,311.3	1,430.2	1,549.1	1,668.0
11000	134.8	265.6	396.4	527.1	657.9	788.7	919.4	1,050.2	1,180.9	1,311.7	1,442.5	1,573.2	1,704.0	1,834.8
12000	147.1	289.7	432.4	575.0	717.7	860.4	1,003.0	1,145.7	1,288.3	1,431.0	1,573.6	1,716.3	1,858.9	2,001.6
13000	159.4	313.9	468.4	623.0	777.5	932.0	1,086.6	1,241.1	1,395.7	1,550.2	1,704.7	1,859.3	2,013.8	2,168.4
14000	171.6	338.0	504.5	670.9	837.3	1,003.7	1,170.2	1,336.6	1,503.0	1,669.4	1,835.9	2,002.3	2,168.7	2,335.2
15000	183.9	362.2	540.5	718.8	897.1	1,075.4	1,253.8	1,432.1	1,610.4	1,788.7	1,967.0	2,145.3	2,323.6	2,501.9

Tabla 6.3⁴ Resultados obtenidos

Para determinar los requerimientos de capacidad se tomó como premisa que un máximo de 3 equipos podrían ser instalados para el manejo y transferencia de la producción, por lo que se procedió a dividir los resultados obtenidos en el paso anterior entre el número máximo de bombas.

De aquí se definieron 4 capacidades comercialmente disponibles y que son las requeridas para el activo con las cuales se podrá cubrir un amplio rango de operación. Estos equipos están identificados por código de colores según se puede observar. El área identificada de color blanco representa equipos de grandes dimensiones que por lo general son de fabricación especial, por otro lado, se corresponde a gastos con valores de RGL muy altos que requieren de una evaluación especial por parte del proyecto en caso de requerir ser manejados.

Capacidad	Bomba tipo desplazamiento		Helicoaxial	Pistón
	Doble Tornillo	Cavidades progresivas		
3,000 @ 70,000	√	√	√	√
70,000 @ 160,000	√	-	√	√
120,000 @ 320,000	√	-	√	-
230,000 @ 560,000	√	-	√	-

Tabla 6.4⁴

La bomba de cavidades progresivas está limitada a un máximo de 120,000 BPD no cubriendo todos los requerimientos del activo, por otro lado, las bombas del tipo pistón pueden cubrir los requerimientos hasta 160,000 BPD mientras que las bombas de desplazamiento tipo tornillo y las helicoaxiales pueden garantizar todos los rangos de capacidad establecidos.

Tomando como premisa el uso de equipos de bombeo multifásico para grupos de 5 macroperas con una producción total esperada de 10,000 BPD, estimando 2,000 BPD por cada macropera, se pueden cubrir los siguientes escenarios dependiendo de la RGA:

Gas en MMPCGSD									
BPD	RGL m ³ /m ³								
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350
1000	0.8	1.7	2.5	3.4	4.2	5.1	5.9	6.74	7.58
2000	1.7	3.4	5.1	6.7	8.4	10.1	11.8	13.48	15.16
3000	2.5	5.1	7.6	10.1	12.6	15.2	17.7	20.21	22.74
4000	3.4	6.7	10.1	13.5	16.8	20.2	23.6	26.95	30.32
5000	4.2	8.4	12.6	16.8	21.1	25.3	29.5	33.69	37.90
6000	5.1	10.1	15.2	20.2	25.3	30.3	35.4	40.43	45.48
7000	5.9	11.8	17.7	23.6	29.5	35.4	41.3	47.16	53.06
8000	6.7	13.5	20.2	27.0	33.7	40.4	47.2	53.90	60.64
9000	7.6	15.2	22.7	30.3	37.9	45.5	53.1	60.64	68.22
10000	8.4	16.8	25.3	33.7	42.1	50.5	59.0	67.38	75.80

Tabla 6.5⁴

La tecnología que mejor se adapta a las condiciones del activo y a la estrategia de desarrollo son las bombas multifásicas de desplazamiento, entre las cuales están las de tornillo y cavidades progresivas.

Se definieron los siguientes tipos de bombas de acuerdo a sus capacidades:

Color	Tipo	BePD	HP
	I	3000 @ 70000	700
	II	70000 @ 160000	1250
	III	120000 @ 320000	2000

Tabla 6.6⁴

Las capacidades volumétricas y los requerimientos de potencia establecidos cubren los rangos de presión esperados en el activo.

Las potencias requieren motores comercialmente disponibles.

Las bombas de desplazamiento positivo de doble tornillo y cavidades progresivas existentes en el mercado están disponibles con las capacidades establecidas para estandarizar los equipos en el AIATG.

La estandarización de equipos permitirá la flexibilidad operacional de mover o reubicar las bombas conforme a las necesidades el activo. Adicionalmente permitirá minimizar los stocks para mantenimiento.

Las bombas de tipo pistón se adaptan a las condiciones del activo, sin embargo no cubren todos los rangos de capacidad establecidos, lo que no garantiza poder estandarizar los equipos.

Las bombas multifásicas del tipo helicoaxial no se adaptan a las condiciones del activo, ya que los cambios en la presión de descarga afectan considerablemente la capacidad de las bombas, con esto se perderá flexibilidad operacional al momento de reubicar la bomba.

2. Determinar los rangos de GVF bajo el cual operaran los equipos de bombeo

Gas en MPC a P= 3,5 Kg/cm ² y T= 30 °C														
BPD	RGL m ³ /m ³													
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100
1000	36	71	107	143	178	214	250	285	321	357	392	428	464	499
2000	71	143	214	285	357	428	499	571	642	713	785	856	927	999
3000	107	214	321	428	535	642	749	856	963	1070	1177	1284	1391	1498
4000	143	285	428	571	713	856	999	1141	1284	1427	1569	1712	1854	1997
5000	178	357	535	713	892	1070	1248	1427	1605	1783	1961	2140	2318	2496
6000	214	428	642	856	1070	1284	1498	1712	1926	2140	2354	2568	2782	2996
7000	250	499	749	999	1248	1498	1747	1997	2247	2496	2746	2996	3245	3495
8000	285	571	856	1141	1427	1712	1997	2282	2568	2853	3138	3424	3709	3994
9000	321	642	963	1284	1605	1926	2247	2568	2889	3210	3531	3852	4173	4494
10000	357	713	1070	1427	1783	2140	2496	2853	3210	3566	3923	4280	4636	4993
11000	392	785	1177	1569	1961	2354	2746	3138	3531	3923	4315	4707	5100	5492
12000	428	856	1284	1712	2140	2568	2996	3424	3852	4280	4707	5135	5563	5991
13000	464	927	1391	1854	2318	2782	3245	3709	4173	4636	5100	5563	6027	6491
14000	499	999	1498	1997	2496	2996	3495	3994	4494	4993	5492	5991	6491	6990
15000	535	1070	1605	2140	2675	3210	3745	4280	4814	5349	5884	6419	6954	7489

Tabla 6.7 Gas en MPC⁴

Para determinar los niveles de volumen de gas que manejarán las bombas multifásicas en la succión, se calcularon los volúmenes de gas a condiciones de presión de succión de 3.5 Kg/cm² y una temperatura de 30°C cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla.

Como se describió en las consideraciones generales, la fracción volumétrica de gas es la relación entre el flujo de gas actual y el flujo total de la mezcla.

$$GVF = Q_{gas, p y t} / BePD$$

Al aplicar esta relación se obtuvieron los valores de GVF para cada escenario de producción evaluado.

GVF %														
BPD	RGL m ³ /m ³													
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100
1000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
2000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
3000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
4000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
5000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
6000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
7000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
8000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
9000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
10000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
11000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
12000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
13000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
14000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8
15000	97.0	98.5	99.0	99.2	99.4	99.5	99.6	99.6	99.7	99.7	99.7	99.7	99.8	99.8

Tabla 6.8 Valores de GVF⁴

Se aprecia que los valores esperados de GVF estarán por encima del 97% lo que es denominado como una aplicación de gas húmedo, por lo que se requiere que los equipos a seleccionar tengan capacidad de operar con estos volúmenes de gas en la succión a condiciones normales.

De acuerdo a la información provista por los fabricantes de equipos, todas las tecnologías mostraron ser capaces de manejar hasta 100% de GVF por un tiempo máximo de 30 minutos, para manejar los valores de GVF esperados en el proyecto se sugiere una recirculación.

3. Determinar las diferenciales de presión bajo las cuales operarán los equipos

La diferencial de presión bajo la cual estarán funcionando las bombas es del orden de entre 7y 27 Kg/cm²

Se considera una presión de succión constante de 3,5 Kg/cm² y una de descarga que podría estar variando entre los 10 y 30 Kg/cm².

Para evaluar el comportamiento de las diferentes tecnologías ante escenarios con variación en la presión de descarga, y por tanto, la presión diferencial, se procedió a evaluar las curvas presentadas por los fabricantes.

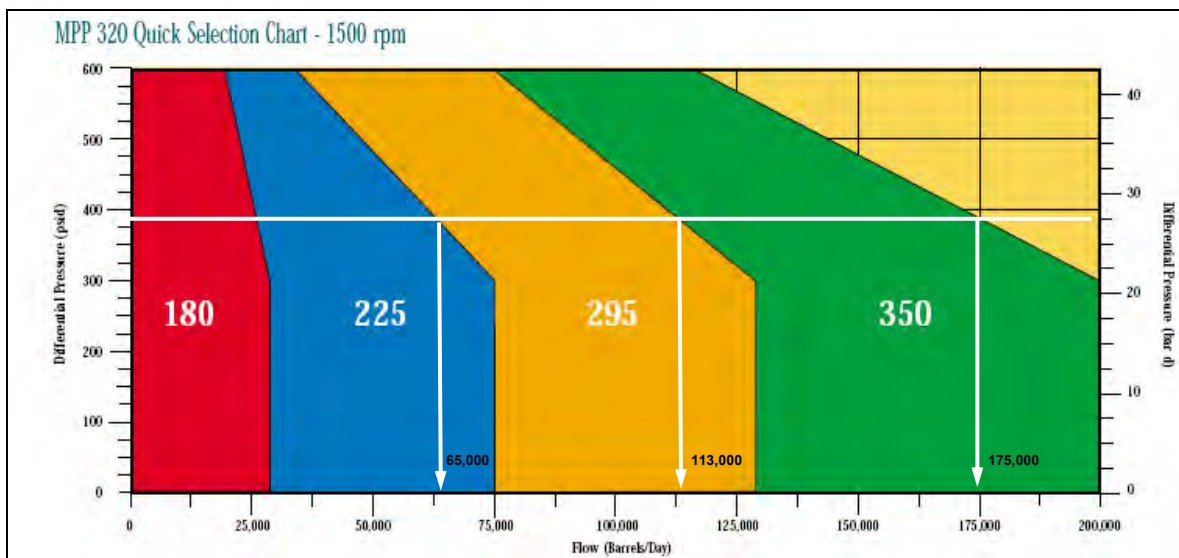


Fig. 6.4 Bombas de desplazamiento positivo de doble tornillo.²¹

Se observa en este comportamiento, cómo una variación de 7 a 27 Kg/cm² en la presión diferencial representa una disminución en la capacidad de la bomba del orden de 10%.

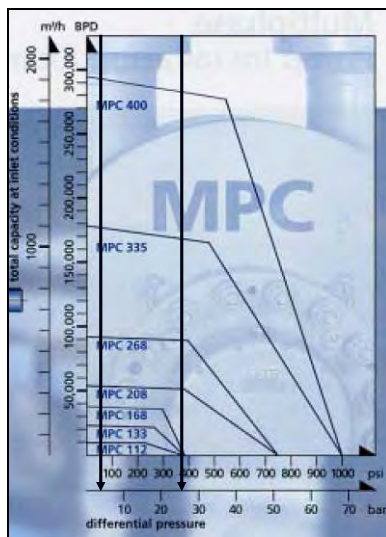


Fig. 6.5 Curva del fabricante²²

Se observa el mismo comportamiento en la curva presentada por otro fabricante de bombas de desplazamiento tipo tornillo, la reducción de capacidad en función de la diferencial de presión para este tipo de tecnología puede apreciarse mejor en la figura 6.6, donde la variación de la capacidad tiende a ser prácticamente despreciable.

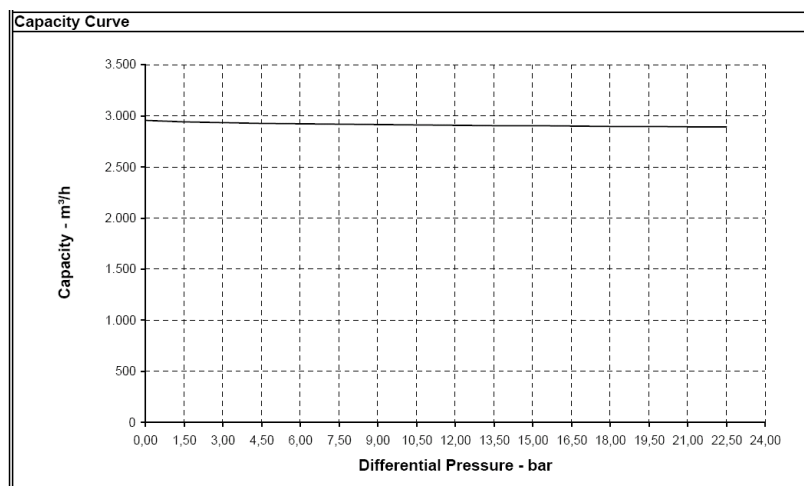


Fig 6.6 Curva de capacidad⁴

Esta tecnología permite cumplir con la aplicación de la estrategia que tiene que ver con el diseño modular, ya que este tipo de bomba puede ser

instalada en cualquier campo sin que la presión de descarga afecte tanto la capacidad como el desempeño del equipo.

Bomba de desplazamiento tipo cavidad progresiva

De acuerdo con la información proporcionada por los diferentes fabricantes de esta tecnología, la máxima presión de descarga de los equipos es del orden de 25 Kg/cm² lo cual se ajusta en forma limitada a las condiciones esperadas en él.

Bomba helicoidal

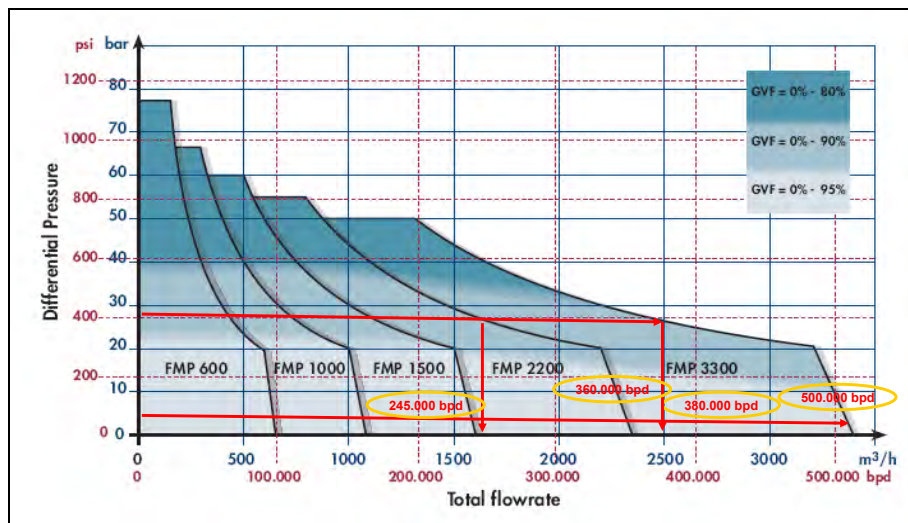


Fig. 6.7 Gasto total vs Presión diferencial²²

A este tipo de bombas las rige el mismo principio que a las bombas centrífugas, un incremento en la presión de descarga representa una disminución importante en el volumen desplazado por la bomba.

En la imagen, podemos observar cómo una variación en la presión diferencial de 7 a 27 kg/cm², representa una disminución de la capacidad de la bomba del orden del 25%, lo cual es muy impactante al momento de considerar la reubicación de este tipo de bombas de un campo donde se manejen bajas presiones hacia otro donde se tengan presiones mayores en la red de distribución.

Bombas de desplazamiento tipo pistón

No se obtuvieron las curvas del fabricante para este tipo de bombas, sin embargo, por ser de tipo pistón, poseen un comportamiento similar a las bombas del tipo desplazamiento positivo, en las cuales incrementos en la presión de descarga no afectan significativamente la capacidad volumétrica de los equipos.

Después de este análisis, tomando como premisa la estrategia corporativa de contar con diseños modulares que permita su utilización en cualquier campo del activo y a su vez, y considerando que no existe una presión diferencial única en la cual los equipos estarán operando, se puede concluir que la tecnología que mejor desempeño muestra ante estas condiciones son las del tipo desplazamiento de doble tornillo y la de tipo pistón, ya que la capacidad de las bombas no se ve afectada significativamente y permite su uso bajo las mismas condiciones en los diferentes campos del activo sin necesidad de cambios en las condiciones mecánicas de los equipos.

4. Estandarización de los equipos

Para cubrir las expectativas y estrategias corporativas del activo, es necesario estandarizar un conjunto de equipos de manera que puedan utilizarse en los diferentes campos, es decir, se debe evitar el diseño y selección de equipos para condiciones particulares.

Para lograrlo, se consideró el tipo de tecnología, capacidad de las bombas y los requerimientos de potencia, para ello se determinaron el uso de equipos eléctricos como parte del proceso de normalización.

5. Tecnología

De acuerdo a las evaluaciones mostradas, se normalizará al uso de bombas multifásicas del tipo desplazamiento de doble tornillo, debido a que permite la flexibilidad del uso de los equipos a diferentes condiciones

de operación, lo que cubre las expectativas y estrategias corporativas. También cubren los diferentes rangos de capacidad.

6. Capacidad de las bombas

Para la normalización de la capacidad de las bombas se consideró el análisis presentado en este trabajo, donde se establecieron los siguientes tipos de bomba:

Color	Tipo	BePD
Blue	I	3000 @ 70000
Yellow	II	70000 @ 160000
Green	III	120000 @ 320000
Magenta	IV	230000 @ 560000

Tabla 6.9⁴

Para el estudio, se elaboró el siguiente diagrama para la preselección de los equipos, de acuerdo a los volúmenes de aceite y gas a procesar y capacidades que se establecieron para las bombas multifásicas.

BPD	RGA m ³ /m ³				
	150	300	450	600	750
MMpcd					
1000	0.8	1.7	2.5	3.4	4.2
2000	1.7	3.4	5.1	6.7	8.4
3000	2.5	5.1	7.6	10.1	12.6
4000	3.4	6.7	10.1	13.5	16.8
5000	4.2	8.4	12.6	16.8	21.1
6000	5.1	10.1	15.2	20.2	25.3
7000	5.9	11.8	17.7	23.6	29.5
8000	6.7	13.5	20.2	27.0	33.7
9000	7.6	15.2	22.7	30.3	37.9
10000	8.4	16.8	25.3	33.7	42.1

Tabla 6.10 PEMEX. Diagrama de preselección de equipos de bombeo multifásico⁴

Cada color representa el rango de producción de aceite y gas que la bomba puede cubrir, y las zonas punteadas representan la zona de transición donde pueden ser utilizadas dos bombas de diferentes tipos y la selección se realizará de acuerdo con los requerimientos particulares.

7. Motores eléctricos

La determinación de la potencia necesaria para cada una de las capacidades identificadas en las bombas a ser estandarizadas, es fundamental para seleccionar un motor que se adapte a todos los campos del activo, independientemente de la contrapresión existente en algún punto de la red.

Los requerimientos de potencia estarán en función de la diferencial de presión a través de la bomba, así como del volumen de gas a ser procesado (RGA).

Considerando una presión diferencial constante a través de la bomba, se presenta un aumento en la RGA, lo que implica un mayor volumen de gas a procesar, por lo tanto los requerimientos de potencia incrementan ya que se requiere comprimir estos volúmenes de gas existentes en la mezcla multifásica.

Por otro lado, para una RGA y presión de succión constante en la succión de las bombas, a medida que se incremente la presión de descarga, mayores serán los requerimientos de potencia.

Para calcular los requerimientos de potencia, se evaluaron los diferentes escenarios para cada tipo de bomba establecido. De este ejercicio se obtuvo un valor de potencia para cada escenario de producción considerando una presión de descarga máxima de 30 Kg/cm², según se muestra a continuación.

BPD	RGA m ³ /m ³				
	150	300	450	600	750
Potencia kW (30 kg/cm ²)					
1000	290.0	554.0	787.0	1,035.0	1,283.0
2000	580.0	1,107.0	1,572.0	2,067.0	2,560.0
3000	870.0	1,656.0	2,355.0	3,093.0	3,820.0
4000	1,161.0	2,197.0	3,133.0	4,104.0	5,059.0
5000	1,452.0	2,730.0	3,906.0	5,466.0	6,789.0
6000	1,743.0	3,255.0	4,988.0	6,531.0	7,442.0
7000	2,035.0	3,770.0	5,432.0	7,064.0	8,606.0
8000	2,327.0	4,717.0	6,182.0	8,011.0	10,616.0
9000	2,620.0	5,312.0	6,923.0	8,870.0	11,801.0
10000	2,914.0	5,916.0	7,652.0	10,650.0	12,907.0

Tabla 6.11PEMEX. Potencia requerida para una presión diferencial de 26.5 Kg/cm².⁴

Tomando como premisa un máximo de 3 equipos instalados en paralelo, se distribuyó la potencia total entre este número de equipos para determinar la potencia máxima que debe tener cada una de las bombas de acuerdo con su capacidad y rango de producción a manejar. Se tomó en cuenta también la norma NRF-095-PEMEX-2004 para motores eléctricos con el fin de garantizar la estandarización de los mismos a los valores nominales establecidos.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	MOTORES ELÉCTRICOS	No. de Documento NRF-095-PEMEX-2004
		Rev.: 0
		PÁGINA 32 DE 52

kW	cp	kW	cp
447,6	600	2611	3500
522,2	700	2984	4000
596,8	800	3357	4500
671,4	900	3730	5000
746	1000	4103	5500
932,5	1250	4476	6000
1119,0	1500	5222	7000
1305,5	1750	5968	8000
1492,0	2000	6714	9000
1678,5	2250	7460	10000
1865,0	2500	8206	11000
2238,0	3000	8952	12000

Tabla 16 Potencias nominales en motores trifásicos de Inducción mayores.

Fig. 6.8 Norma NRF-095-PEMEX-2004 para motores eléctricos¹⁹

Basado en lo anterior, se tiene para cada tipo de bomba preseleccionada los siguientes requerimientos de potencia:

BOMBA TIPO I

BPD	RGA m ³ /m ³				
	150	300	450	600	750
	Potencia requerida máximo 3 bombas				
1000	96.7	184.7	262.3	345.0	427.7
2000	193.3	369.0	524.0		
3000	290.0	552.0			
4000	387.0				
5000	484.0				
6000					
7000					
8000					
9000					
10000					

Tabla 6.11 Bomba tipo I. Requerimientos de potencia⁴

Para la bomba tipo I se determinó que la máxima potencia requerida sería de 552KW, lo que equivale a 740 HP, por lo que de acuerdo a la norma se normalizará en 700HP o 522KW.

BOMBA TIPO II

BPD	RGA m ³ /m ³				
	150	300	450	600	750
	Potencia requerida máximo 3 bombas				
1000					
2000			524.0	689.0	853.3
3000		552.0	785.0		
4000		732.3			
5000		910.0			
6000	581.0				
7000	678.3				
8000	775.7				
9000	873.3				
10000	971.3				

Tabla 6.12 Bomba tipo II. Requerimientos de potencia⁴

La máxima potencia requerida sería del orden de 971 KW equivalentes a 1301 HP, normalizado en 120HP (932.5 KW) de acuerdo con la norma de PEMEX.

BOMBA TIPO III

BPD	RGA m ³ /m ³				
	150	300	450	600	750
	Potencia requerida máximo 3 bombas				
1000					
2000					853.3
3000				1,031.0	1,273.3
4000			1,044.3	1,368.0	1,686.3
5000		910.0	1,302.0	1,822.0	
6000		1,085.0	1,662.7		
7000		1,256.7	1,810.7		
8000		1,572.3			
9000		1,770.7			
10000	971.3	1,972.0			

Tabla 6.13 Bomba tipo III. Requerimientos de potencia⁴

Los requerimientos de potencia para la bomba tipo III están en un máximo de 1972 KW (2643 HP). Para efectos de contar con motores comercialmente disponibles y de corto tiempo de entrega, se evaluó el uso de un motor de 1492KW (2000HP) para este tipo de bomba, lo que garantiza una operación hasta una presión de 25 Kg/cm² aceptable para el proyecto.

BOMBA TIPO IV

Esta es considerada como una aplicación especial por los altos volúmenes de producción y RGA para los cuales estaría diseñada, rangos de producción y escenarios que se estiman con baja probabilidad de presentarse en el desarrollo del proyecto.

Las potencias requeridas serían del orden de 700HP para la bomba tipo I, 1250HP para la bomba tipo II y 2000HP para la bomba tipo III, lo que representa motores comercialmente disponibles en el mercado.

CONCLUSIONES

- ◆ Se determinó la factibilidad del uso de tecnología de bombeo multifásico para el manejo de los fluidos en superficie del AI ATG, ya que representa una opción económica, operacional y ambientalmente viable al considerar varios aspectos como: el tipo de yacimientos, la topografía del terreno, los sistemas artificiales de producción instalados, tipo de fluidos producidos, etc.
- ◆ De los escenarios evaluados, la Opción 1 que consiste en instalar líneas independientes desde cada macropera hacia los centros de procesamiento, es la de menor costo; sin embargo, no contribuye a la reducción de la contrapresión en los pozos. Esta contrapresión, unida al efecto de declinación de presión del yacimiento trae como consecuencia que en algún momento de la vida productiva de los pozos, se cierren por falta de energía para fluir, incluso en aquellos donde se han implementado sistemas artificiales de producción como bombeo neumático. Por estas razones, la Opción 1 no es el mejor esquema para el desarrollo del campo.
- ◆ La Opción 2, la cual consiste en centralizar las macroperas y ponerlas a producir en conjunto, a través de una línea de producción general no es precisamente la más adecuada, ya que se manejan altos volúmenes de fluido por esta línea, se requieren diámetros de líneas mayores o iguales que 12", y aún así no se logra disminuir la contrapresión a los pozos productores. Por estas razones se descarta esta opción como alternativa para el esquema de explotación del campo.
- ◆ Las opciones que permiten disminuir la contrapresión a los pozos del orden de 3.5 Kg/cm² son las 3 y 4, que consideran el uso de baterías, así como las 5 y 6, que sugieren el uso de bombas multifásicas.
- ◆ Comparando los costos de ambos esquemas de operación (implementación de baterías de separación y uso de tecnología de bombeo multifásico), el uso de esta última representa menor costo que el uso de baterías, considerando aspectos como condiciones de operación y sistema artificial de producción utilizado, en promedio representaría un ahorro del 65%, ya que sería necesario la instalación de una mayor cantidad de baterías, aumentando así la cantidad de personal, mantenimiento, etc.

- ◆ El desarrollo del campo mediante el uso de bombas multifásicas, centralizando en grupos de 5 macroperas, es más económico que instalar bombas en cada una de las macroperas. Por otro lado, el implementar esta opción representa el menor costo considerando el proyecto a gran escala, tal como se espera en el AI ATG.
- ◆ El uso de menor cantidad de equipos para el desarrollo del campo, incide directamente sobre la reducción de costos por mantenimiento y disminuye la probabilidad de falla de equipos durante la operación.
- ◆ La opción de bombeo multifásico resulta una mejor opción a nivel ambiental que el uso de baterías, ya que disminuye focos de venteo y quema de gas.
- ◆ Considerando el efecto de la declinación de los yacimientos, el uso de bombas multifásicas construidas en paquetes modulares permite la flexibilidad de reubicar o reutilizar las bombas de acuerdo con los diferentes escenarios de producción.
- ◆ Para el desarrollo del campo con bombas multifásicas, los tamaños de bombas que aplican en el AI ATG son las de 160,000 BePD con 500 HP, 350,000 BePD con 1250 HP y las de 650,000 BePD y 3,600 HP.
- ◆ Es factible introducir la tecnología de bombeo multifásico en las macroperas existentes ya que estas requieren equipos de pequeñas dimensiones y bajos requerimientos de potencia, con lo cual, podría incrementar la producción a bajo costo al incorporar la de los pozos cerrados por falta de energía para fluir. También es muy importante la disminución de contrapresión en los pozos fluyentes y con Bombeo Neumático como sistema artificial de producción.
- ◆ Los yacimientos del Paleocanal Chicontepec presentan un elevado ritmo de declinación al principio de la vida productiva de los pozos, la cual tiende a estabilizarse posterior a 10 meses; por ser yacimientos con empuje por gas disuelto, la RGA tiende a incrementar con el tiempo, a medida que la producción de líquido disminuya.
- ◆ El factor de declinación, así como el incremento en la RGA, se deben considerar al momento de diseñar cualquier infraestructura para el AI ATG. Considerar los parámetros iniciales de producción, podría traer

como consecuencia equipos e instalaciones sobrediseñadas o subdimensionadas al no considerar el efecto del incremento de la RGA.

RECOMENDACIONES

- ◆ Utilizar bombas multifásicas para el manejo de la producción en superficie, ya que resulta la mejor opción considerando las condiciones actuales de explotación, el elevado ritmo de declinación de los pozos, la topografía irregular del terreno, etc.

- ◆ Para el desarrollo contemplado en los próximos años, implementar la Opción 6, la cual consiste en centralizar las macroperas mediante el uso de bombas multifásicas.

- ◆ Según la metodología VCD, que consta de las etapas de Visualización, Conceptualización y Definición, proceder con la última etapa para comenzar a elaborar la ingeniería básica y de detalle.

- ◆ Establecer contactos con empresas proveedoras de tecnología para evaluar la disponibilidad de los equipos y con la CFE para determinar la disponibilidad de energía, o considerar la utilización de motores de combustión autoabastecidos.

REFERENCIAS

1. PEMEX. Anuario Estadístico. 2009.
http://www.ri.pemex.com/files/content/1_AE_COMPLETO.pdf
2. <http://rnte.dpep.pemex.com/sites/atg/default.aspx>
3. <http://www.pemex.com/>
4. PEMEX. Reporte preparado para PEP- Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. “Tecnologías de Bombeo Multifásico”. 2008.
5. A. Trejo Huicochea. “Medición Multifásica”. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2009.
6. F. Garaicochea Petirena, C Bernal Huicochea, O López Ortiz. “Transporte de hidrocarburos por ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
7. M. Shippen, S. Scott. “Multiphase pumping as an alternative to conventional separation, pumping and compression”. 2002.
8. J. de Salis, Ch. de Maroltes, J. Falcimaigne. “Multiphase pumping- Operation & Control”. Artículo SPE 36591. 1996.
9. W.D. Powell. “Multiphase Pump Enhance Production”. Artículo The American Oil & Gas REPORTER. Enero 2004.
10. Bornemann Pumps. Multiphase Pumps & Systems. 2009.
11. S.V. Korolev, J. de Salis, M.A. Birnov. “Oil field development in Western Siberia: a multiphase pump case study”. Artículo BHR Group. 1999.
12. PEMEX. Reporte preparado para PEP – Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AI ATG). “Opciones para el manejo de la producción”. 2008.
13. S. Olson. “Multiphase pumps, Offer Simpler, More Economic Method for Producing oil and gas”. Artículo, The American Oil & Gas REPORTER. Julio 2004.

14. J.A. Gómez Cabrera. “Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie”. Facultad de Ingeniería. UNAM.
15. J. Orozco Carbajal. “Transporte y medición de hidrocarburos II”. Instituto Politécnico Nacional.
16. M. A. Hernández Puentes, C.D. Leyva Morga, E.E. Jiménez Venegas. “Aplicación de un sistema de bombeo multifásico de cavidades progresivas en ‘la Batería Santuario’ de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción”. Multiphase User Roundtable - México, 2008.
17. www.leistritz.com/pumps
18. A.H. Dogru, A.A. Hamoud and S.G. Barlow. “Multiphase Pump Recovers More Oil in a Mature Carbonate Reservoir”. Saudi Arabian Oil Co.
19. NRF-095-PEMEX-2005. “Motores eléctricos”. PEMEX
20. IMP-PEMEX. “Estudio de Factibilidad para la aplicación de bombeo multifásico en instalaciones del Sector Bellota”. 2004.
21. Warren Pumps, ALL PHASE. 2000 Series. Two-Screen Multiphase Pumping System.
22. <http://www.bornemann.com/bornemann-entrega-la-soluci-n-de-bombeo-hecha-a-medida/>