



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIONES DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN
LA INDUSTRIA PETROLERA**

TESIS

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Javier Jiménez Baños

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Arnulfo Ortiz Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



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.

Contenido

Introducción	4
Capítulo I. Principios de Operación de los Sistemas Artificiales de Producción.....	7
I.1 Clasificación de los sistemas artificiales de producción	7
I.2 Bombeo Mecánico	7
I.2.1 Componentes principales.....	8
I.2.2 Aplicabilidad	8
I.2.3 Ventajas	10
I.2.4 Limitantes.....	10
I.3 Bombeo de Cavidades Progresivas.....	10
I.3.1 Componentes principales.....	11
I.3.2 Ventajas	11
I.3.3 Limitantes.....	11
I.4 Bombeo Electro-centrifugo.....	13
I.4.1 Componentes principales.....	13
I.4.2 Ventajas	15
I.4.3 Limitantes.....	16
I.5 Bombeo Hidráulico	16
I.5.1 Tipo Pistón.....	17
I.5.2 Tipo jet.....	18
I.5.3 Características de operación	19
I.6 Sistemas Artificiales Duales	19
Capítulo II. Sistema Artificial de Producción Bombeo Neumático.....	21
II.1 Factores presentes en el Bombeo Neumático	21
II.1.1 Densidad del aceite	22
II.1.2 Viscosidad del aceite.....	23
II.1.3 Relación gas aceite (RGA).....	24
II.1.4 Índice de productividad	25
II.1.5 Nivel dinámico del pozo.....	26
II.1.6 Patrones de flujo multifásico vertical	27
II.2 Características del Bombeo Neumático	28
II.3 Tipos de diseño	30

II.3.1 Bombeo Neumático continuo.....	30
II.3.2 Bombeo Neumático intermitente.....	33
Capítulo III. Infraestructura del Bombeo Neumático.....	37
III.1 Tipos de instalaciones.....	37
III.1.1 Instalación abierta.....	38
III.1.2 Instalación semicerrada.....	40
III.1.3 Instalación cerrada.....	42
III.1.4 Instalación Macaroni.....	43
III.1.5 Instalación dual.....	43
III.1.6 Instalación por flujo anular.....	44
III.2 Clasificación de válvulas.....	46
III.2.1 Válvulas balanceadas.....	46
III.2.2 Válvulas desbalanceadas.....	47
III.2.3 Válvulas para bombeo neumático continuo e intermitente.....	49
III.3 Sistema de compresión.....	50
III.3.1 Clasificación de los sistemas de compresión.....	50
Capítulo IV. Ecuaciones Fundamentales del Bombeo Neumático.....	51
IV.1 Ecuación de continuidad.....	52
IV.2 Ecuación de impulso y cantidad de movimiento.....	53
IV.3 Primer principio de termodinámica.....	55
IV.4 Ecuación de Bernoulli.....	56
IV.5 Ecuación de Jhon-Laplace.....	57
IV.6 Ecuación de Estado.....	63
IV.7 Ecuaciones características del Bombeo Neumático.....	64
Capítulo V. La Industria Petrolera en el País.....	69
V.1 Reserva de Hidrocarburos de México.....	69
V.2 Cuencas Petroleras del País.....	77
V.3 Distribución de reservas por ubicación.....	79
V.3.1 Campos Terrestres.....	80
V.3.2 Campos Marinos.....	82
V.4 Reforma Energética.....	84
Capítulo VI. El Bombeo Neumático en los Campos Petroleros del País.....	87

VI.1 Campo Abkatum	88
VI.2 Campo Poza Rica.....	91
VI.3 Campo Samaria.....	94
VI.4 Campo Pol.....	97
VI.5 Campo Onel	100
VI.6 Campo Caan.....	103
VI.7 Campo Tsimin.....	106
Conclusiones.....	109
Lista de Tablas.....	111
Lista de Figuras	112
Bibliografía.....	115

Introducción

El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales más antiguos utilizado en la industria petrolera, introducido en 1800 y la primera patente registrada data de 1865 y de ahí en adelante se desarrollaron 70 patentes y aplicaciones del sistema artificial de producción. Sin embargo, las tecnologías tradicionales de levantamiento artificial por gas, en su mayoría desarrolladas a partir de 1950, no satisfacen todas las actuales demandas de alta presión, alto desempeño y seguridad inherentes a las operaciones de terminación de pozos submarinos y de aguas profundas. Estas deficiencias deben ser suplantadas por nuevos equipos que superen las limitaciones de diseño originales.

La necesidad de nuevos equipos es inminente. Está previsto que la demanda energética mundial aumenta en 2% anual hasta el año 2030. Al menos un 90% de esa demanda será satisfecha con hidrocarburos. Lo que se traduce en 11 millones de barriles diarios (*mmbd*) de petróleo adicional para los próximos años. Tomando en cuenta el ritmo de declinación anual de la producción del 5%, la demanda de petróleo crecerá hasta alcanzar 44 millones de barriles diarios (*mmbd*), para el año 2020. Esta demanda genera preocupación en torno a las reservas inciertas del futuro. No obstante, la mayoría de los especialistas de la industria creen que un 50 y un 75% del petróleo necesario para los próximos 20 años provendrá de activos maduros y están convencidos de que gran parte de la demanda puede satisfacerse con tecnologías de levantamiento artificial específicas, que incrementen las capacidades de producción potencial en el largo plazo.

Actualmente, existe casi un millón de pozos productores en todo el mundo. Más del 90% emplea algún sistema artificial de producción. La presión del yacimiento en estos pozos habitualmente es insuficiente para llevar el petróleo a la superficie, de manera que los operadores deben contemplar el mecanismo de empuje natural del yacimiento para incrementar la producción de fluidos. Si bien el método de levantamiento artificial se utiliza solo en aproximadamente 30,000

pozos se trata de la técnica más difundida y económica utilizada para pozos en campos petroleros maduros.

El proceso de bombeo neumático implica la inyección de un gas a alta presión en un pozo productor, a través del espacio anular o la tubería de producción, el gas inyectado se mezcla con la carga hidrostática, se produce una disminución en la densidad de la columna del fluido lo que permite levantar al hidrocarburo con mayor facilidad hasta la superficie del pozo.

Desafortunadamente, o viendo la circunstancia como un área de oportunidad para la investigación y desarrollo de más tecnología, las técnicas de levantamiento artificial por gas tradicionales poseen limitaciones de diseño, tales como límites de la tasa de inyección de gas para un flujo de fluido estable en la tubería de producción y la tubería de revestimiento, una presión de operación máxima baja y sistemas de contrapresión no confiables. Estas restricciones impiden que el bombeo neumático convencional cumpla con los requisitos de seguridad de las operaciones de alta presión e imposibilitan su utilización en un número significativo de pozos submarinos y de aguas profundas actuales. Debido a estas limitaciones, muchas instalaciones submarinas y de aguas profundas no están provistas del sistema artificial de producción; sin embargo, pudieran beneficiarse si lo tuvieran. Las innovaciones de diseño, tales como el empleo de la geometría de flujo tipo Venturi de las válvulas de levantamiento artificial por gas, pueden reducir las inestabilidades del flujo en la tubería de producción y en la de revestimiento. Además, la reciente introducción de las válvulas de control de flujo de levantamiento artificial por gas, controladas desde la superficie, ha incrementado el rango de aplicaciones y la flexibilidad de dichos sistemas. Estas nuevas capacidades de levantamiento artificial por gas están encarando las necesidades crecientes de los pozos profundos y de las terminaciones profundas actuales y futuras.

Las tecnologías avanzadas del bombeo neumático están ayudando a los operadores a mejorar la producción de petróleo y la recuperación de las reservas.

Luego de la introducción, se presenta el contenido del trabajo:

En el capítulo I se describe los diversos sistemas artificiales de producción: el principio de operación, equipos utilizados, así como las ventajas y limitantes correspondientes a cada uno.

En el capítulo II se define el sistema artificial de producción Bombeo Neumático, en qué consiste y los requerimientos del campo para su posible aplicación, las propiedades del sistema, características, ventajas y desventajas de la aplicación del sistema en la producción de hidrocarburos.

En el capítulo III se da a conocer la infraestructura necesaria para implementar el Bombeo Neumático: el tipo de instalación a utilizar y la clasificación de las válvulas, según el requerimiento del pozo y el fluido.

En el desarrollo del Capítulo IV se describen las ecuaciones fundamentales de la mecánica de los fluidos las cuales son útiles en el bombeo neumático continuo o intermitente.

En el capítulo V se analiza la industria petrolera y los principales campos en el país.

En el capítulo VI se menciona y se recomienda la aplicación del sistema artificial Bombeo Neumático en algunos campos del país.

Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

Capítulo I. Principios de Operación de los Sistemas Artificiales de Producción

I.1 Clasificación de los sistemas artificiales de producción

Un sistema artificial de producción (SAP) es instalado en el pozo con el fin de aportar energía externa a los fluidos producidos por el yacimiento permitiendo el flujo del fluido a la superficie. Estos sistemas están constituidos por un equipo superficial y un equipo sub-superficial con el objetivo de mejorar la producción del pozo.

Los sistemas artificiales de producción o SAP son instalados cuando la presión del yacimiento no es suficiente para levantar al fluido hasta la superficie, ocasionando que el gasto producido no sea rentable. Existen casos donde se han llegado a implementar estos sistemas en yacimientos donde la presión es adecuada para la producción, esto se debe a la administración de yacimientos, para satisfacer sus objetivos y metas del proyecto.

Con base a las condiciones económicas, operacionales y características del pozo, se puede seleccionar el sistema de bombeo más adecuado a instalar. Dentro de la gama de los sistemas artificiales de producción se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Bombeo Electro-Centrífugo
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Neumático Continuo o Intermitente

I.2 Bombeo Mecánico

El sistema de bombeo mecánico es el método más utilizado en los sistemas artificiales, un 80% de los pozos cuentan con este tipo de sistema, es implementado principalmente en campos maduros. El sistema consiste en instalar en la tubería de producción una bomba reciprocante, la cual mediante el movimiento continuo ascendente y descendente permite extraer los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. La unidad de bombeo mecánico es accionada por un motor, este puede ser eléctrico o de combustión interna, dicha unidad es la que se encarga de transmitir la energía proporcionada por el

motor a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento oscilatorio de la flecha del motor en un movimiento reciprocante. En la Figura 1.1 se presenta un esquema con los elementos que integran el sistema de Bombeo mecánico.

I.2.1 Componentes principales

El sistema de bombeo mecánico está constituido esencialmente por cinco componentes principales:

- Bomba sub-superficial: Equipo que desplaza al fluido del fondo del pozo hasta la superficie mediante la generación de vacío en la tubería de producción, componente clave en el sistema, el tamaño determina el gasto a producir.
- Sarta de varilla: Mecanismo diseñado para enlazar la unidad de bombeo superficial con la bomba sub-superficial. Cuya función es transmitir energía, soportar las cargas y accionar la bomba sub-superficial.
- Unidad de bombeo superficial: Son estructuras que convierten el movimiento de rotacional del motor a movimiento reciproco vertical requerido por la sarta de varillas.
- Sistema de engranes: Reduce la velocidad de rotación del motor a la velocidad requerida para el bombeo.
- Motor primario superficial: Proporciona la energía mecánica requerida para impulsar al sistema, la cual será transmitido a la bomba para elevar al fluido.

I.2.2 Aplicabilidad

Para un buen funcionamiento del sistema de Bombeo Mecánico es necesario que se cumplan ciertos criterios, entre los cuales destacan:

- Un bajo índice de producción.
- Que no haya producción de arena o que sea muy baja.
- Que exista una presión de fondo fluvente suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo.
- Que no haya depósito de parafinas.

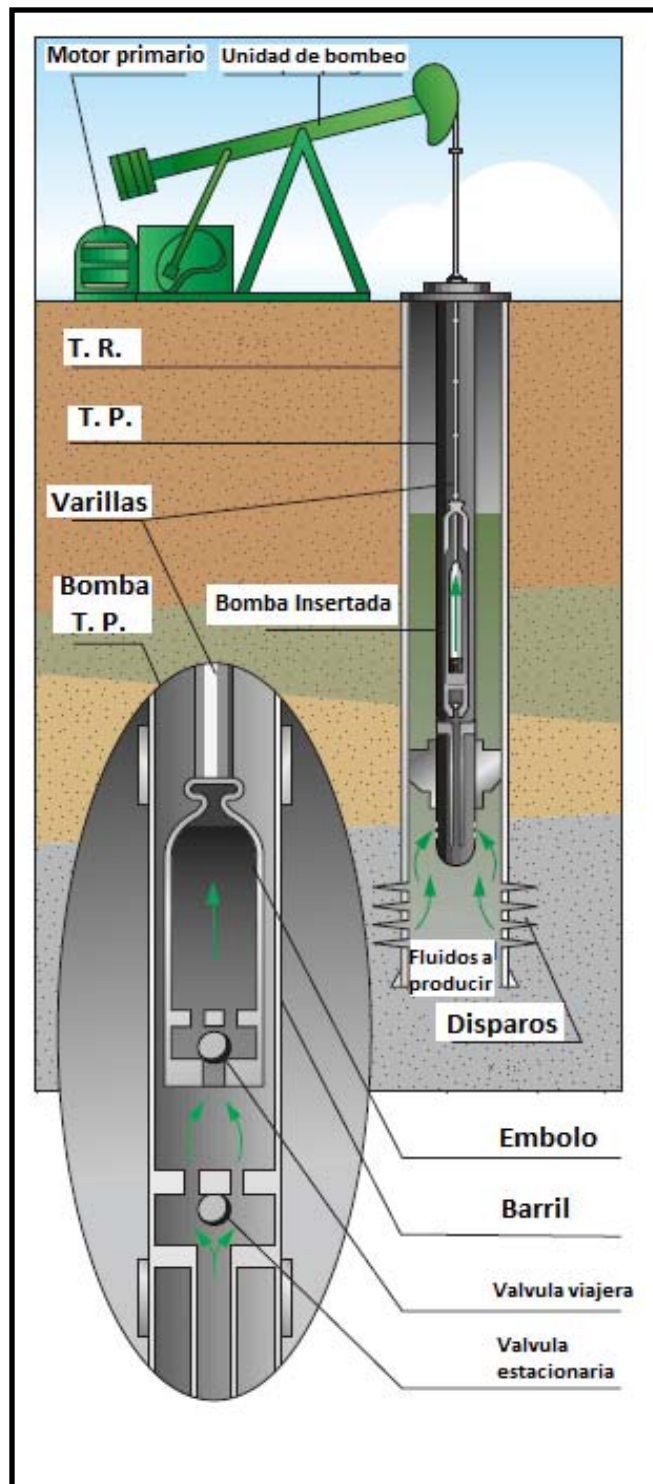


Figura 1.1 Esquema de un equipo de Bombeo Mecánico (Flecha) (Fleishman R., Obren L. H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999)

Características	Rango Típico	Máximo
Profundidad	100 – 11,000 ft	16,000 ft
Volumen	5 – 1,500 bpd	2,000 bpd
Temperatura	100° - 350° F	550° F
Desviación	0 - 20°	0 - 90°
Densidad API	>8° API	
Eficiencia	45-60 %	

Tabla 1.1 Rango de aplicación para el sistema de Bombeo Mecánico (Jaime Larios González "Notas de la asignatura Sistemas Artificiales de Producción". FI. UNAM. 2014).

I.2.3 Ventajas

- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser modificada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad.
- Buena eficiencia.
- Bajos costos de mantenimiento.

I.2.4 Limitantes

- No recomendable para manejar gas y sólidos
- Desgaste de varillas y tubería de producción en pozos desviados.
- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.
- La unidad de superficie es muy grande y pesada, necesita mucho espacio.
- Aplicaciones marinas.

I.3 Bombeo de Cavidades Progresivas

El bombeo por cavidades progresivas consiste en levantar al fluido mediante un desplazamiento positivo en el fondo del pozo, el arreglo es muy simple, siendo sus componentes principales el rotor y estator.

El rotor y estator presentan una geometría en conjunto que forman una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por

cavidades progresivas, en la Figura de 1.2 se presenta un esquema del sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas con los componentes más significativos.

I.3.1 Componentes principales

Los principales componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas son los siguientes:

- Motor: Proporciona el movimiento mecánico para accionar la bomba dentro de la tubería y permitir la producción de aceite desde el pozo, estos pueden ser eléctricos o de combustión interna.
- Cabezal rotatorio: Tiene como objetivo soportar el peso de la sarta de varillas, así como el peso que genera la columna de los fluidos del rotor.
- Rotor: Es la pieza interna de la bomba este presenta la forma de un tornillo sin fin, hecho de acero de alta resistencia.
- Estator: Es un cilindro de acero con un cuerpo de elastómero pegado internamente. El elastómero es sintético moldeado en forma de doble hélice.

I.3.2 Ventajas

- Manejo de fluidos altamente viscosos
- Manejo de altas concentraciones de arena
- Bajos costos de inversión inicial
- Simple mantenimiento y operación
- Equipos superficiales de dimensiones pequeñas

I.3.3 Limitantes

Las principales limitantes del sistema son en relación a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba.

- Producción máxima de 4,000 barriles por día (*bpd*).
- Profundidad máxima de 6,500 pies (*ft*).
- Temperatura máxima 338° *F*.

- Daño del estator si la bomba trabaja en seco.
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería en pozos direccionales.
- Opera a bajas capacidades de volumen con cantidades considerables de gas libre.

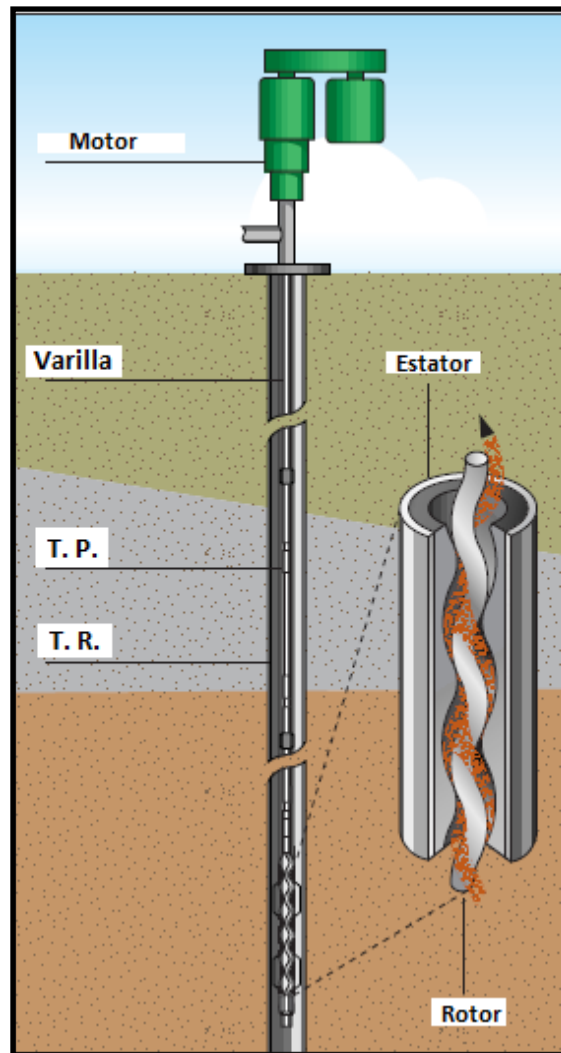


Figura 1.2. Componentes principales del Bombeo por Cavidades Progresivas (Fleshman R., Obren L. H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999)

I.4 Bombeo Electro-centrifugo

El bombeo electro-centrifugo sumergible o Bombeo eléctrico ha probado ser un sistema de producción eficiente, constan de una bomba centrifuga en el fondo del pozo, cuyo fin es levantar la columna de fluido a la superficie.

Un pozo candidato a producir con este sistema artificial debe reunir ciertas características que no afecten su funcionamiento, algunos factores que interfieren con la eficiencia son: las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo.

El sistema se distingue por utilizar una unidad de impulso o motor la cual está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo, su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido a grandes profundidades, este sistema trabaja con un amplio rango de profundidades y gatos, la aplicación es particularmente exitosa cuando se producen altos volúmenes de líquido con bajas relaciones de gas-aceite.

En el diseño del aparejo es necesario considerar que la bomba debe colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido del pozo, para garantizando la alimentación continua de líquido en la succión de la bomba y previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo, de igual forma se supone la existencia de una sola fase líquida y se determinan las pérdidas de presión por la fricción.

I.4.1 Componentes principales

La unidad típica del bombeo electro-centrifugo está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electro-centrifuga y cable conductor.

- **Motor eléctrico:** Esta colocado en la parte inferior del aparejo, mediante un cable recibe la energía desde la superficie, satisface requerimientos de potencia grandes.
- **Protector:** Esta localizado entre el motor y la bomba, diseñado para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad en donde se encuentra el aparejo.

- Separador de gas: Colocado entre la bomba y el protector, este sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía al gas libre de la succión al espacio anular. Este permite que la operación de bombeo sea más eficiente en pozos gasificados y reduce los problemas de capacidad de carga en el motor producidos por la interferencia de gas.
- Bomba centrífuga: Es la que se encarga de implementar la presión necesaria a los fluidos del pozo para hacerlos llegar a la superficie.
- Cable conductor: Transmite la energía suficiente desde la superficie para hacer funcionar al motor.

Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, caja de viento, variador de frecuencias y transformador.

- Tablero de control: El componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo.
- Variador de frecuencia: Es un controlador de motor que permite operar al sistema artificial en un rango amplio de frecuencias.
- Transformador: Con este elemento se controla el voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo.
- Caja de viento: Instalada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcance las instalaciones eléctricas en el tablero.

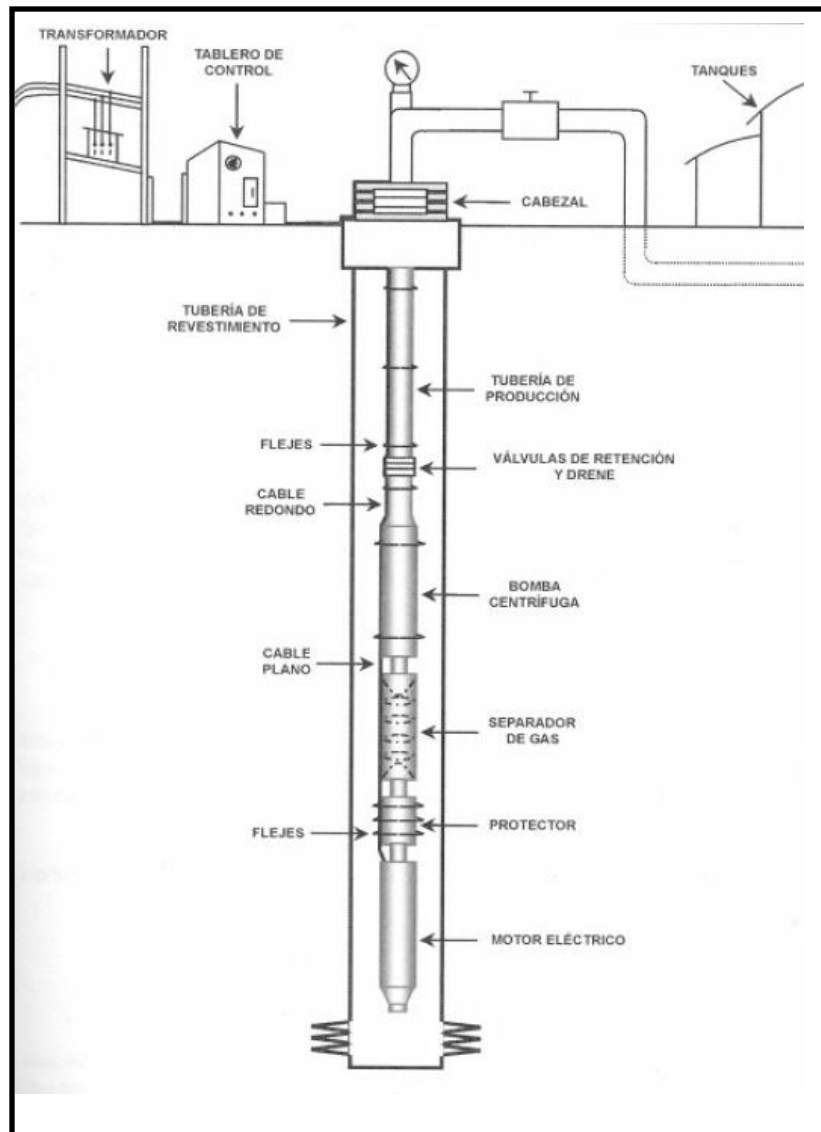


Figura 1.3. Componentes del equipo de Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (Ing. Héctor Díaz Zertuche "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido". México, D.F.2002)

I.4.2 Ventajas

El bombeo electro-centrífugo sumergible es eficiente para producir grandes volúmenes de fluido a grandes profundidades y varias condiciones

- Maneja gastos desde 200 hasta 60,000 barriles por día (*bpd*)
- Profundidades superiores a 15,000 pies (*ft*)
- Maneja fluidos con altas viscosidades
- Maneja producción simultanea de aceite, agua y gas

- Comportamiento muy eficiente con únicamente líquidos

I.4.3 Limitantes

- Energía eléctrica debe de ser continua
- La profundidad de operación depende de la potencia del motor eléctrico
- Costo inicial alto por las múltiples etapas de la bomba.
- El cable es de alto costo.
- Fallas en el cable debido a las altas temperaturas y por corrosión.
- Fallas en el motor por las altas temperaturas, corrosión y altas relación de gas aceite.

I.5 Bombeo Hidráulico

El bombeo hidráulico opera bajo la ley de Pascal, el cual dice: “Cuando se ejerce cierta presión sobre la superficie de un fluido contenido en un recipiente, esta se transmite a todas las superficies del recipiente con la misma intensidad”.

El sistema artificial de bombeo hidráulico transmite energía a los fluidos producidos, desde una bomba en la superficie hasta una bomba en el fondo del pozo, dicha energía se trasmite por medio del uso de un fluido presurizado el cual es inyectado desde la superficie por la tubería, hasta cierta profundidad donde se localiza la bomba sub-superficial.

El fluido motriz o fluido presurizado tiene un papel específicamente importante en el sistema, este puede ser agua o aceite, el fluido motriz acciona la bomba sub-superficial que transforma la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

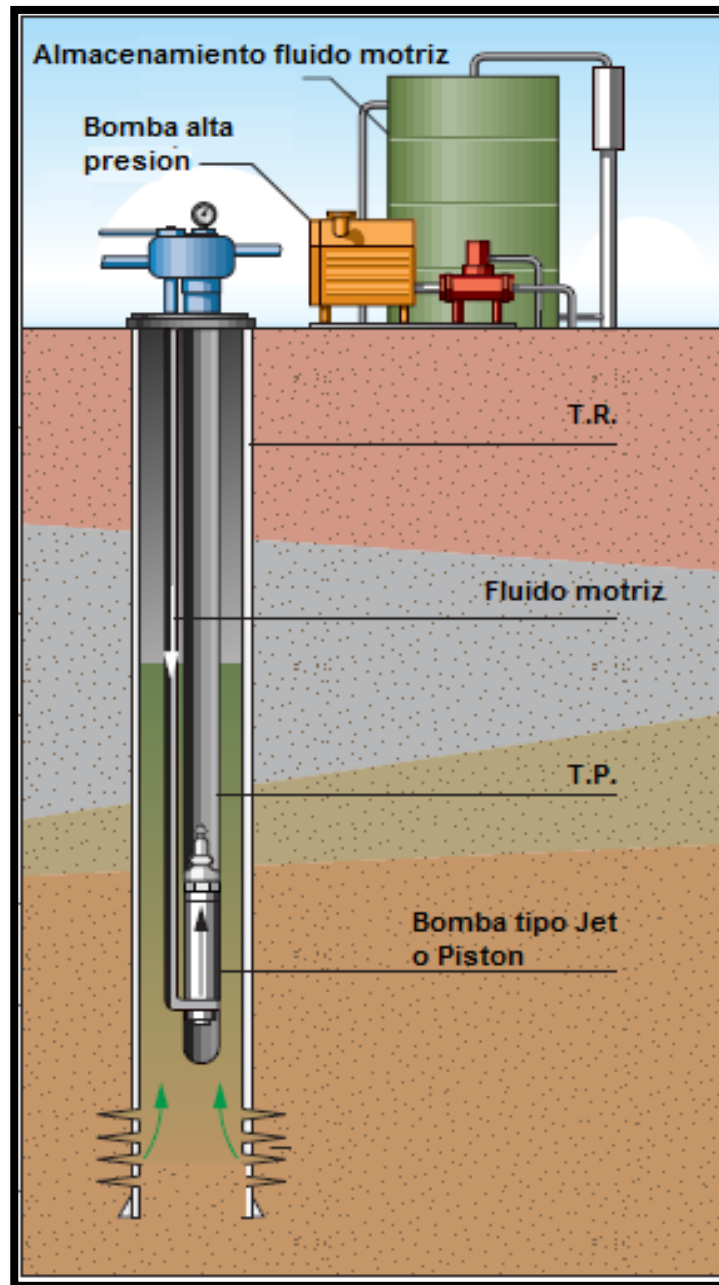


Figura 1.4. Componentes principales del equipo Bombeo Hidráulico (Fleshman R., Obren L. H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999)

I.5.1 Tipo Pistón

En el bombeo tipo pistón una vez que se inyecta el fluido motriz por la tubería de inyección hasta la unidad de producción sub-superficial la cual está constituida por dos pistones unidos entre sí por medio de una varilla metálica, uno

denominado pistón motriz, el cual es impulsado por el fluido motriz y que arrastra al pistón inferior o pistón de producción, el cual tiene la función de impulsar el aceite de producido a la superficie.

La presión proporcionada en la superficie al fluido motriz será la misma que se aplique a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hasta la superficie.

Las ventajas que presenta en el sistema son:

- Alcanza grandes profundidades
- Fácil de remover la bomba
- Inversión solo en el fluido motriz
- Tiene buena flexibilidad sobre rangos de producción
- Puede operarse en pozos direccionales
- Fácil para agregar inhibidores de corrosión
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados
- Puede instalarse en plataforma o en tierra

I.5.2 Tipo jet

El bombeo tipo jet es un sistema especial de bombeo hidráulico, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos

Al inyecta el fluido motriz por la tubería de inyección, este entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera donde su alta presión lo convierte en un fluido de alta velocidad. La tobera descarga un chorro dentro de la cámara de mezclado, donde se mezclan los fluidos del pozo y el fluido motriz.

En el momento que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía la cual es ganada por los fluidos del pozo, la mezcla pasa al difusor, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se produce el flujo de los fluidos hacia la superficie.

Las ventajas de sistema tipo jet son:

- La carencia de partes móviles permite manejar fluidos de cualquier calidad

- Fácil instalación
- Adaptable a casi cualquier profundidad
- Se obtienen gastos grandes de producción

Sus principales desventajas son:

- Se necesita una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación
- La eficiencia mecánica es baja, se requiere una potencia de entrada mayor

I.5.3 Características de operación

- Presión en superficie de 2,000 a 4,000 (*psi*).
- Potencia en superficie de 30 a 275 (*hp*).
- El fluido motriz puede ser aceite crudo o agua
- Profundidad de la bomba: Tipo pistón entre 1,500 a 15,000 pies (*ft*) y Tipo jet entre 1000 a 10,000 pies (*ft*)
- Para evitar o controlar la corrosión se inyectan químicos junto al fluido motriz
- Las instalaciones son adecuadas para pozos direccionales, horizontales o que presentan una desviación

I.6 Sistemas Artificiales Duales

Un sistema artificial dual es la combinación de dos o más sistemas artificiales de producción con el fin de recuperar mayor cantidad de hidrocarburos y reducir los costos de reparación y mantenimiento. La combinación de sistemas ha logrado adaptarse a ciertas condiciones que un solo sistema no podría.

Un sistema artificial de producción tiene limitantes de diseño, instalación y operación, un sistema híbrido reduce requerimientos de equipo y el consumo de energía, mejorando la eficiencia que presentaría un sistema artificial de producción.

Las bombas de los sistemas artificiales de producción están limitadas bajo ciertas condiciones de instalación dentro del pozo, por ejemplo: problemas de agua, gas libre, presencia de arenas, ambientes agresivos o propiedades del

fluido como la densidad y viscosidad del aceite, el objetivo de un sistema híbrido es adicionar energía extra a la bomba de otro sistema artificial reduciendo los requerimientos de potencia de esta bomba y mejorando su eficiencia.

Capítulo II. Sistema Artificial de Producción Bombeo Neumático

II.1 Factores presentes en el Bombeo Neumático

La técnica de bombeo neumático consiste en la inyección de gas, el cual se ve obligado a fluir por un tubo, generalmente vertical, debido al incremento de la presión. La eficiencia en este tipo de bombeo es baja, ya que se requiere de gastos y presiones de gas grandes, para elevar la columna del líquido, por encima de la superficie libre, sin embargo, es muy utilizado en la industria petrolera. Cuando un yacimiento petrolero ha perdido presión debido a la producción, la columna de aceite deja de subir por la tubería de producción, para continuar con la explotación del yacimiento, se inyecta gas por el espacio anular a través de válvulas colocadas a lo largo de la longitud de la tubería de producción, debido a la introducción de burbujas dentro de la columna de aceite, la densidad promedio del fluido disminuye, dando como resultado que la columna de fluido se levante a la superficie, dando continuidad en la producción, debido a la competencia entre las fuerzas de flotación F_b y las fuerzas de gravedad W_g , en donde $F_b \gg W_g$, pero como se mencionó antes se requiere de presiones y gastos grandes para tener éxito en el bombeo.

Formulación

Considerando el movimiento de una burbuja dentro de un tubo vertical, con un número de Reynolds bajo (Ecu. 2.1, es la competencia de las fuerzas de inercia entre la fuerza debido a la viscosidad), la gravedad g se trata como una fuerza de flotación multiplicada siempre por la densidad ρ (fuerza de Bouyancy F_b .Ecu. 2.2), definida entre el fluido por un lado y el líquido por el otro. El número Capilar, que es la competencia entre la fuerza viscosa entre la fuerza de tensión superficial (Ecu. 2.3) y finalmente el número de Bond, es la competencia de las fuerzas de inercia y las fuerzas de tensión superficial (Ecu. 2.3).

$$Re = \frac{v\rho D}{\mu} \quad 2.1.$$

$$F_b = \rho g V \quad 2.2.$$

$$Ca = \frac{\mu v}{\sigma} \quad 2.3.$$

$$Bo = \frac{\rho g r^2}{\sigma} \quad 2.4.$$

Donde v es la velocidad de fluido (m/s), ρ es la densidad del fluido (kg/m^3). D es una longitud característica, en este caso se trata del diámetro de la tubería de producción (m), V es el volumen de líquido que se encuentra sobre el cuerpo sumergido (m^3), μ es la viscosidad del fluido (P), σ es la fuerza de tensión superficial (N/m) y r es una longitud característica y en este caso es el radio de la tubería de producción (m).

En la dinámica de la generación de burbujas dentro de la tubería de producción (patrones de flujo, Fig. 2.3), el número Capilar y el número de Bond, tienden a cero en un primer intento. La observación del burbujeo sugiere que existe un valor crítico de $Bo = gr^2/\sigma$ para el cual cada una de las burbujas toma su lugar y suben en forma ordenada.

El bombeo neumático consiste en producir hidrocarburos por la tubería de producción al mismo tiempo que se inyecta gas a una alta presión desde la superficie por el espacio anular. Para llevar a cabo este proceso es necesario tener en cuenta ciertos factores que tienen gran importancia durante la operación del sistema.

II.1.1 Densidad del aceite

La densidad es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que este ocupa.

$$\rho = \frac{m}{V}; [ML^{-3}] \quad 2.5.$$

La densidad relativa del aceite ρ_{ro} se define como la razón de la densidad del aceite a la densidad del agua, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\rho_{ro} = \frac{\rho_{oil}}{\rho_w} \quad 2.6.$$

Normalmente las densidades del aceite y del agua se reportan a condiciones estándar, 60 °F y presión atmosférica.

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados *API*, medida por la siguiente relación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_{ro}} - 131.5 \quad 2.7.$$

Aceite Crudo	°API
Extrapesado	<10
Pesado	10-22.3
Mediano	22.3-31.1
Ligero	31.1-39
Superligero	>39

Tabla 2.1 Clasificación del aceite según sus grados API

II.1.2 Viscosidad del aceite

Viscosidad Dinámica. Si en un líquido o en un gas tiene lugar un flujo laminar (de chorro) de las capas entre sí, surge entonces entre ellas una fuerza dirigida tangencialmente hacia a la superficie de estas capas. La existencia de viscosidad conduce también al surgimiento de una fuerza que actúa sobre todo el cuerpo que se mueve en el líquido o el gas que se contornea por el flujo de estos. Esta fuerza se denomina fuerza de la viscosidad (de rozamiento interno) y se expresa por la Ecu. 2.8.

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} (S) \quad 2.8.$$

Donde dv/dy es el gradiente de velocidad, S el área sobre el que actúa la fuerza σ , y μ la viscosidad. De la Ecu. 2.8 se deduce tanto la definición como la dimensión de la unidad de viscosidad. Esta última se determina por la fuerza que experimenta la unidad de superficie de una de las capas que interaccionan, por el lado de la otra capa, cuando el gradiente de velocidad entre las capas es igual a la unidad [7]. La dimensión de la viscosidad es.

$$[\mu] = L^{-1}MT^{-1} \quad 2.9.$$

El signo menos indica que la fuerza va dirigida al encuentro de la capa que se mueve a mayor velocidad.

En el sistema internacional *SI*, La unidad de la viscosidad es el Pascal - segundo ($Pa \cdot s$). En el sistema *CGS* la unidad de viscosidad es el poise (P). $1 (Pa \cdot s) = 10 (P)$.

Sabiendo que la viscosidad es la resistencia que ofrecen las moléculas de un fluido a fluir, y que generalmente se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite se ve afectada por la presión y temperatura: si aumenta la temperatura disminuye la viscosidad y si decrece la presión decrece la viscosidad, de igual forma el gas disuelto afecta a la viscosidad: un decremento en la cantidad de gas provoca un incremento en la viscosidad.

La cantidad de gas en solución es una función directa de la presión, por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite decrece casi lineal conforme la presión decrece y a presiones por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite se incrementa conforme la presión decrece.

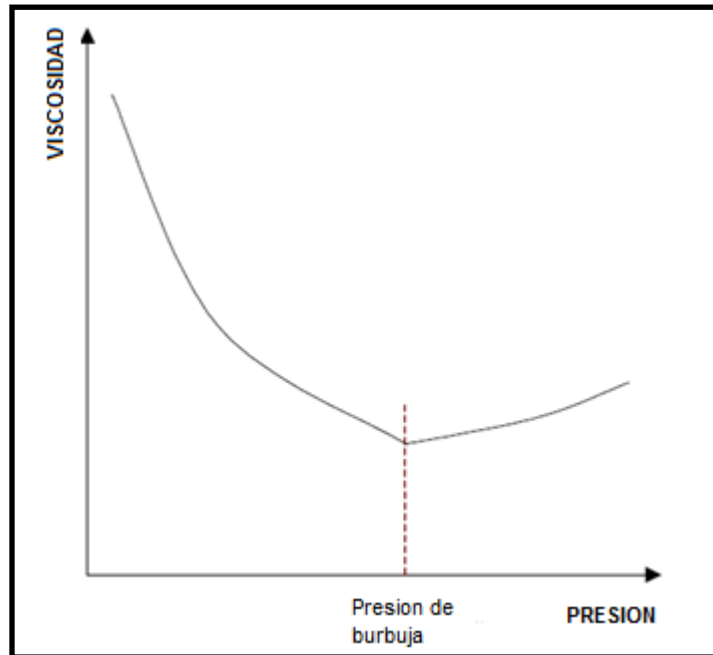


Figura 2.1. Gráfica de la viscosidad μ como una función de la presión.

II.1.3 Relación gas aceite (RGA)

La Relación de Gas Aceite RGA , es la relación del volumen de gas producido V_g , respecto al volumen de aceite producido V_o , ambos medidos a condiciones estándar, como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento.

$$RGA = \frac{Vg @ c.s.}{Vo @ c.s.} \quad 2.10.$$

El comportamiento de la RGA en el yacimiento a temperatura constante a presiones arriba de la presión de burbuja es constante, ya que a estas presiones el gas no se ha liberado, y a presiones por debajo de la presión de burbuja la Relación de Gas Aceite decrece conforme disminuya la presión, el gas se libera en el yacimiento dejando menos cantidad de gas disuelto en el líquido.

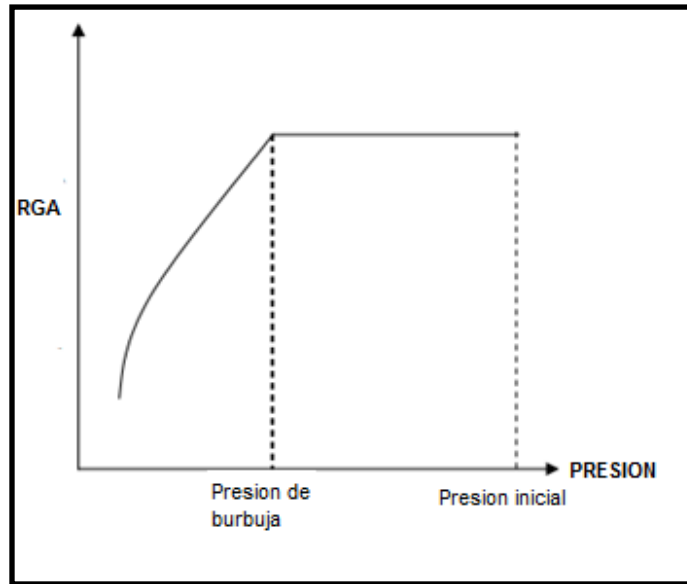


Figura 2.2. Gráfica del comportamiento de la Relación Gas Aceite (RGA) en el yacimiento.

II.1.4 Índice de productividad

El índice de productividad de un pozo (IP o J), es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 2.11.$$

La producción bruta del pozo es igual al gasto de aceite producido más el gasto de agua producido.

$$q = q_o + q_w \quad 2.12.$$

La presión de fondo del pozo productor se conoce como presión de fondo fluuyente (P_{wf}) y la presión de fondo estática (P_{ws}) es la presión que existe

cuando no hay flujo o producción en el pozo. A la diferencia entre la P_{ws} y la P_{wf} se le llama abatimiento de presión.

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} \quad 2.13.$$

II.1.5 Nivel dinámico del pozo

El nivel dinámico del pozo ND es el nivel que los fluidos alcanzan en el pozo correspondientes a una presión de fondo fluyendo, cuando el pozo está fluyendo.

$$ND = Prof - \frac{P_{wf}}{(0.433)(\rho_{rm})} \quad 2.14.$$

Donde:

$Prof = Profundidad del pozo en ft$

$P_{wf} = Presion de fondo fluyendo en \frac{lb_f}{in^2}$

$\rho_{rm} = densidad relativa de la mezcla$

las unidades de 0.433 son $\frac{lb_f}{ft^3}$

El nivel estático del pozo NE es el nivel al cual se eleva el fluido en el pozo cuando este está cerrado, con una presión de fondo estática. El nivel estático es más elevado que el nivel dinámico.

$$ND = Prof - \frac{P_{ws}}{(0.433)(\rho_{rm})} \quad 2.15.$$

Donde: $P_{ws} = Presion de fondo estatica en \frac{lb_f}{in^2}$

II.1.6 Patrones de flujo multifásico vertical

Un patrón de flujo es la configuración geométrica de las fases en la tubería, el líquido y gas pueden fluir como una mezcla homogénea o como fases separadas, tal patrón de flujo está determinado por la distribución de una fase con respecto a la otra. En la Figura 2.3 se presentan los distintos tipos de patrones de flujo multifásico que se presentan dentro de una tubería de producción, utilizando el Bombeo Neumático.

- Flujo burbuja: La fase continua es el líquido y el gas se presenta en pequeñas burbujas homogéneas a través de la sección transversal. Este tipo de patrón de flujo es el que se pretende conseguir en la tubería de producción, ya que es el que mejor favorece al flujo. Se presume que la coalescencia entre las burbujas formadas por la fase gaseosa no se presenta, debido a que la velocidad de ascenso es constante y consecuentemente las lamelas entre las burbujas también, lo que permite que no se alcancen.
- Flujo bache o tapón: Las burbujas de gas aumentan en volumen y cantidad, disminuyendo su velocidad de ascenso, por lo que las burbujas se unen para formar grandes bolsas de gas (fenómeno de coalescencia) que separan a la fase líquida; este tipo de flujo se presenta cuando las burbujas de gas tienen un alargamiento y rompimiento del tapón de gas, lo que incrementa la viscosidad de la mezcla produciendo un flujo caótico, para dar paso a un flujo anular.
- Flujo agitado: El incremento de la tasa de flujo de gas produce una película de aceite y gas se adhiera al perímetro interno de la tubería de producción y por el centro se forme un flujo de Poiseuille.
- Flujo anular: La fase continua es el gas que fluye en el centro de la tubería, mientras el líquido se encuentra esparcido en forma de gotas y se adhiere alrededor de la pared de la tubería formando una película; esta película permite identificar dos áreas dentro de la tubería y puede identificarse una región anular como si se tratara de dos tuberías dispuestas de manera concéntrica, de ahí el nombre del tipo de flujo.

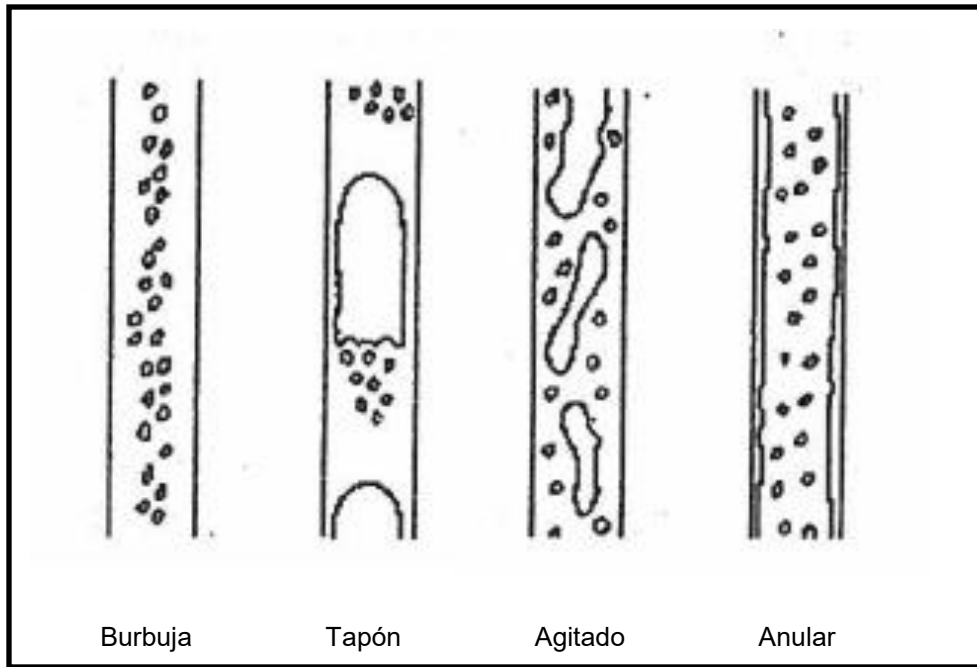


Figura 2.3 Esquema de los tipos de flujo que se presentan en dentro de la tubería de producción

II.2 Características del Bombeo Neumático

El sistema artificial de producción bombeo neumático permite el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie al reducir la columna hidrostática en el pozo, mediante la inyección de gas a alta presión. Esta reducción de la columna se deriva de la Ecu. 2.10, al reducir de manera sustancial la densidad del aceite que se encuentra dentro de la columna del fluido.

El gas es inyectado y controlado desde la superficie, este entra a alta presión por el espacio anular, una válvula de inyección de gas permite el paso del gas a la tubería de producción a determinados puntos de profundidad. Esta válvula opera automáticamente en respuesta a la diferencial de presión que se presenta en el espacio anular y la tubería de producción.

$$\int dP = \gamma \int dz = \rho g(\Delta z) \quad 2.16.$$

La inyección del gas puede ser continuamente generando un flujo continuo en el pozo o de forma cíclica para producir en forma de tapones de líquido, un flujo intermitente. El gas inyectado se mezcla en la tubería de producción con los fluidos del yacimiento, siendo el gas más ligero, reduce la densidad del fluido y posteriormente el peso de la columna de fluidos en el pozo. La disminución de la

densidad produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor, permitiendo fluir a los fluidos hasta la superficie.

Una vez que el gas entra en contacto con el fluido en el pozo este juega un papel muy importante y gracias a este se presentan tres mecanismos involucrados durante la producción:

- Disminución de la densidad: Al entrar en contacto el gas con los fluidos del pozo se reduce la densidad de la columna de fluidos.
- Expansión del gas inyectado: El gas aumenta su volumen dentro de la tubería de producción conforme las condiciones de presión cambian al disminuir la profundidad.
- Desplazamiento del líquido: Una vez que las burbujas de gas son lo suficientemente grandes para ocupar el diámetro de la tubería de producción se genera un empuje de baches de líquido.

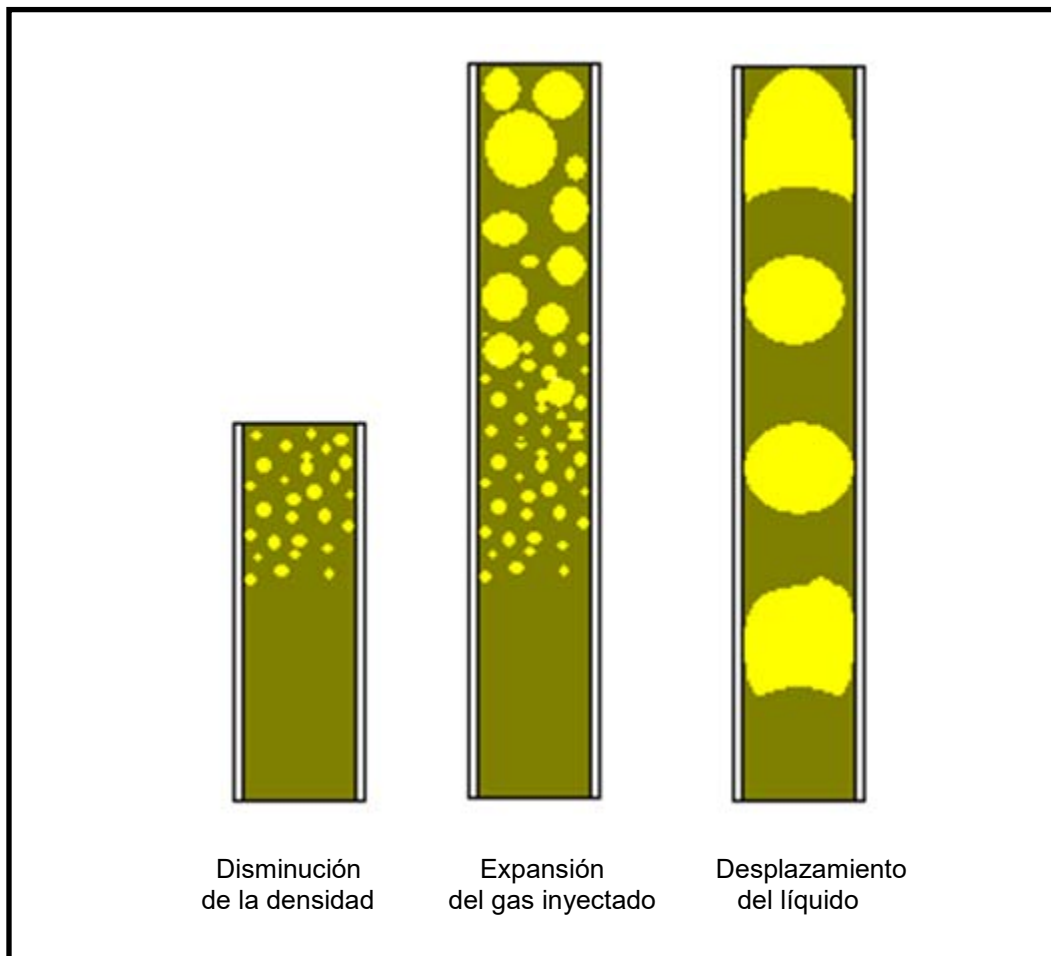


Figura 2.4. El esquema describe el proceso de formación de la fase gaseosa dentro de la columna de líquido y su evolución en el tiempo.

II.3 Tipos de diseño

Las instalaciones del bombeo neumático son flexibles, ya que se pueden manipular de tal manera que se obtenga una producción óptima, al considerar el abatimiento de la presión en el fondo del pozo es necesario en algunos casos la instalación de dos o más válvulas de bombeo neumático.

Son varios los factores que intervienen en el diseño del bombeo neumático, uno de ellos, es si el pozo se produce a flujo continuo o en flujo intermitente y cuál es el mejor flujo para implementar en el sistema.

El sistema artificial de bombeo neumático se puede implementar de dos formas, ya sea con flujo Continuo o Intermitente.

II.3.1 Bombeo Neumático continuo

En este sistema artificial el volumen de gas es inyectado de forma continua a alta presión por el espacio anular con el fin de aligerar la columna de fluidos y reducir la presión de fondo generando una diferencial de presión con la formación, dando como resultado la producción de un gasto deseado. Utilizado en pozos con alto índice de productividad mayores a 0.5 Bpd/psi y con presión de fondo fluyente alta.

Los pozos que utilizan este sistema artificial llegan a alcanzar un rango de producción de 200 a 20,000 barriles por día (*bpd*) en tubería de producción, en casos de donde se produce por el espacio anular se han obtenido una producción de 80,000 barriles por día (*bpd*). El gasto producido está afectado por ciertas condiciones, tales como, el diámetro interior de la tubería de producción (TP) rige la cantidad de flujo, la presión de fondo fluyente, presión de inyección y el volumen de gas inyectado, el caso deseado es que estas condiciones sean ideales.

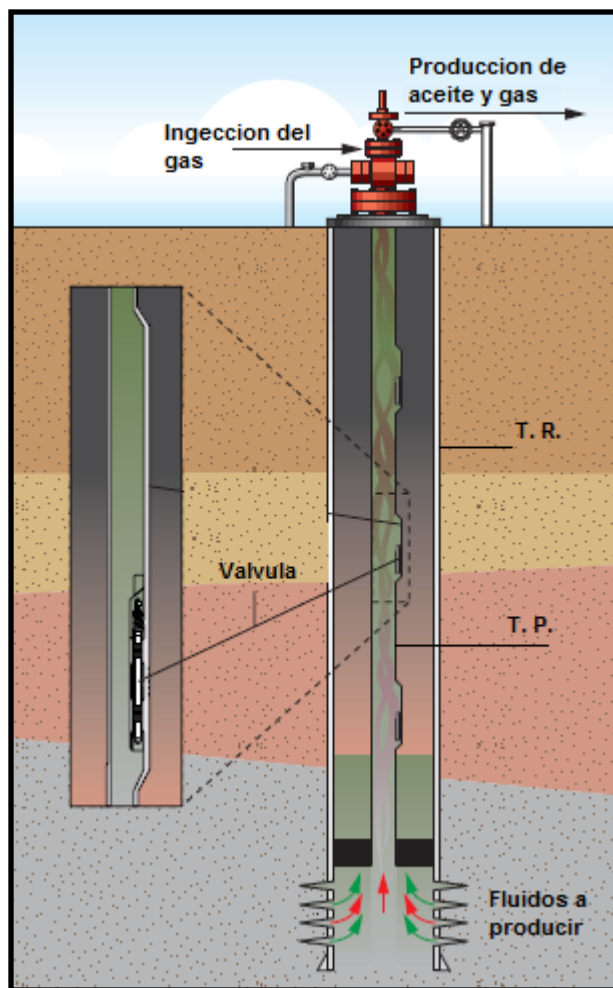


Figura 2.5 Esquema del Bombeo Neumático (Fleshman R., Obren L. H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999)

II.3.1.1 Aplicabilidad para Bombeo Neumático continuo

Los factores por considerar durante el diseño y operación que afectan al bombeo neumático continuo son:

- Presión en la tubería de revestimiento y en líneas de descarga
- Tamaños de la tubería de producción y tubería de revestimiento
- Profundidad, presión y temperatura del yacimiento
- Índice de productividad
- Existencia de agua o gas libre asociado al fluido producido
- Desviación de pozo
- Presión de separación
- Suministro, medición y control del gas inyectado

- Disponibilidad del gas a alta presión

Características del pozo	Rango	Máximo
Profundidad (ft)	3,280 -9,842	16,404
Volumen (bpd)	100 – 10,000	30,000
Temperatura (°F)	100- 250	400
Desviación	0 - 50 °	
IP (Bpd/psi)	>0.5	

Tabla 2.2 Rango de aplicación para el tipo de Bombeo Neumático Continuo (Jaime Larios González "Notas de la asignatura Sistemas Artificiales de Producción". FI. UNAM. 2014).

II.3.1.2 Ventajas y desventajas del Bombeo Neumático continuo

Las ventajas que presenta el sistema son las siguientes:

- Presenta pocos problemas con el manejo de sólidos
- Maneja altos gastos con un alto índice de productividad
- Flexible si se desea cambiar a intermitente
- No presenta dificultad en pozos con alta RGL
- Operable para pozos con desviación
- Es aplicable para pozos costa fuera
- Bajos costos de operación

Las limitantes que tiene el sistema son:

- La disponibilidad del gas de inyección
- Formación de hidratos y congelamiento del gas
- Problemas de obstrucción en las líneas de superficie
- La tubería debe de resistir altas presiones
- Dificultad para el manejo de emulsiones
- Costos de compresor pueden ser altos
- El ruido que emite el compresor es alto

II.3.2 Bombeo Neumático intermitente

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, Sin embargo, debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que están produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos las siguientes características:

- Bajo índice de productividad
- Baja RGL de yacimiento
- Baja presión de yacimiento
- Bajas tasas de producción
- Pozos sin producción de arena
- Pozos con baja presión de fondo
- Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.

II.3.2.1 Ciclo del Bombeo Neumático intermitente

El bombeo neumático intermitente es un sistema cíclico al producir, permitiendo la formación de un bache de líquido de la tubería de producción, una vez que la

válvula de operación alcanza cierto valor específico dentro de la tubería de producción, el gas es inyectado por la tubería de revestimiento y desplaza en forma de bache al líquido.

El gas presenta una velocidad mayor a la del líquido, por este factor cierta parte del bache líquido cae en forma de gotas formando una película alrededor de la tubería de producción.

Cuando el bache de líquido llega a la superficie, la presión en la tubería de producción disminuye debido a la inyección del gas, cuando la presión desciende hasta la presión de cierre de la válvula se interrumpe la inyección del gas.

El ciclo de producción se presenta en un periodo estabilizado, es decir las gotas del líquido del bache que caen por las paredes de la tubería deben caer completamente al fondo del pozo para dar paso a la formación del siguiente bache de líquido.

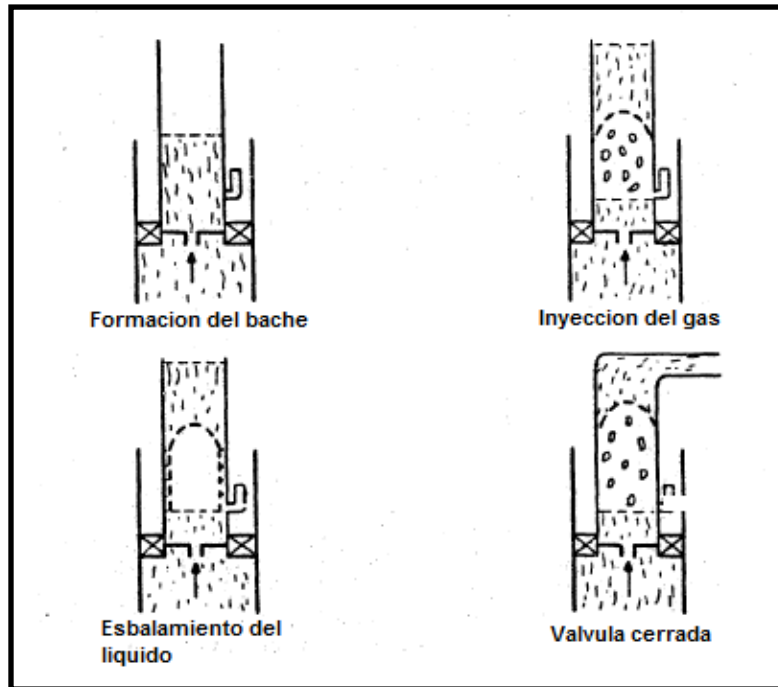


Figura 2.6 Representación en esquemas del ciclo del bombeo neumático intermitente (Gómez Cabrera José Ángel. "Apuntes de Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 1985)

II.3.2.2 Factores a considerar en el Bombeo Neumático intermitente

Para realizar un buen diseño de bombeo neumático intermitente es necesario considerar algunos factores.

El tipo de instalación:

- Instalación normal con tubería de producción, levantando fluido desde el fondo del pozo: Es la más común en la industria.
- Instalación normal con tubería de producción, sin levantar el fluido desde el fondo del pozo: Debido a la baja presión de operación en la superficie y/o altos gastos de producción sin que estos pozos puedan aun ser explotados exitosamente con bombeo neumático continuo.
- Instalación con cámara de acumulación: Es recomendable para pozos con bajas presiones de fondo y altos índices de productividad.

Porcentaje de recuperación: Cierta volumen del bache de líquido se perderá durante el recorrido hacia la superficie, un aproximado del 7% de pérdidas por cada 100 pies de recorrido.

Volumen de gas necesario para bombeo neumático intermitente: El volumen de gas para desplazar al bache de líquido es el volumen de gas que se requiere para llenar la tubería de producción hasta la superficie, con la presión promedio que se tenga bajo el bache.

Frecuencia del ciclo y tiempo de estabilización de la presión: Es el tiempo que se requiere para que todas las gotas de líquido se asienten en el fondo del pozo. Este tiempo se puede reducir si se desplazan baches más ligeros.

Tipo de válvulas usadas: Pueden ser usados varios tipos de válvulas, según se controle el gas ya sea en la superficie completamente o utilizar el espacio anular para almacenamiento de un volumen parcial del gas.

Inyección del gas a través de un solo punto de inyección o en múltiples puntos

El bombeo neumático intermitente aplica para pozos que cumplan las siguientes características:

- Bajo índice de productividad < 0.45 (Bpd/psi).
- Baja Relación de gas líquido.
- Presiones de fondo bajas.
- Pozos sin producción de arenas.

- El gas inyectado genera un gasto de producción < 500 barriles por día (*Bpd*).
- Profundidad aproximada de 9,842.4 pies (*ft*).

Capítulo III. Infraestructura del Bombeo Neumático

III.1 Tipos de instalaciones

El tipo de instalación está en función de la forma en la cual se planea hacer producir al pozo ya sea con bombeo neumático continuo o intermitente, ambos tipos de bombeo definidos en el Capítulo II. Algunas consideraciones de gran importancia durante el diseño de la instalación son las características del pozo, tipo de terminación, la producción de arena y la conificación de agua y/o gas, el comportamiento futuro del pozo, decremento de la presión de fondo fluyente y el índice de productividad. Este conjunto de características son determinantes en la toma de decisiones para elegir el tipo de bombeo.

Conificación de agua: La producción prematura de agua es a menudo el resultado de conificación y/o digitación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical. Por lo tanto, un cono de agua toma lugar en la parte más baja del intervalo completado del pozo.

La producción de un pozo causa una caída de presión en ese punto del yacimiento. Si la presión en la cara del pozo es suficientemente baja, el pozo está completado directamente sobre el contacto agua petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces habrá conificación.

Los fenómenos de conificación y/o digitación causan un decremento en la rentabilidad del pozo, es posible la identificación de tres clases de problemas característicos:

- Primero, la productividad de crudo se reduce debido a efectos de permeabilidad relativa.
- Segundo, los costos de levantamiento aumentan como resultado de un fluido promedio más pesado y la inyección y/o acondicionamiento de agua es sustancialmente cara.
- Tercero, la eficiencia de recobro se reduce porque el límite económico del corte de agua se alcanza con petróleo remanente producible en el área de drena del pozo.

Estos fenómenos son muy comunes durante la producción de un yacimiento. El proceso de digitación es incluso esperado a que ocurra en una formación

completamente homogénea y es debida a fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos. El problema de conificación ocurre en virtud a la permeabilidad vertical y al exceso de producción que causa que el gradiente de presión sea mayor a la fuerza gravitatoria.

En general, cuando el pozo está cerca al contacto agua petróleo, el agua se mueve verticalmente causando la conificación. Si el contacto agua petróleo se halla lejos y existe producción prematura de agua ocurre el fenómeno conocido como digitación.

Esto se debe a que la caída de presión que causa el flujo o producción de agua es mayor que la fuerza gravitacional. Ecu. 3.1

$$P_{woc} - P_{wf} > 0.433(\gamma_w - \gamma_o)H \quad 3.1.$$

Donde P_{woc} es la presión en el contacto agua petróleo (*psia*), P_{wf} es la presión de fondo fluyente (*psia*), γ_w es la gravedad específica del agua, γ_o es la gravedad específica del petróleo y H es la distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo (*m*).

En la Ecu. 3.1 no contempla el parámetro tiempo. Sin embargo, expresa que a cualquier tiempo esta desigualdad se satisface ocurriendo instantáneamente la conificación. También cuando la Ecu. 3.1 no se satisface no habrá conificación debido a que la presión de fondo fluyente es controlable mediante la regulación de la razón de flujo. Es preferible manejar volúmenes de agua, es decir, tratar de no frenar la conificación, pues resulta menos económico. Porque al hacer eso se disminuye el caudal de petróleo. El manejo de agua es más que rentable con la producción de petróleo.

III.1.1 Instalación abierta

En una instalación abierta el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin utilizar empacador. El gas es inyectado por el espacio anular desplazando a los fluidos contenidos en la tubería de producción, esta instalación necesita características específicas del pozo como un nivel alto del fluido ya que este permite formar un sello o tapón.

Se caracteriza por la penetración del conjunto de tuberías al yacimiento por debajo de su superficie libre y la utilización de válvulas de tipo convencional,

como se aprecia en la figura 3.1 no existe empacador en la parte baja del aparejo de producción. El tapón es generado por la presión hidrostática debida a la comuna de aceite

Su uso es común en pozo con bombeo neumático continuo, puede ser utilizada en bombeo intermitente en casos específicos en donde no se pueda instalar empacador.

Un problema presente en este tipo de instalación es la presión variable en la línea superficial, provoca que el nivel del fluido en el pozo aumente y disminuya dentro del espacio anular afectando a toda válvula que se encuentra por debajo del punto de inyección causando una severa erosión debido al fluido.

Cada vez que el pozo es cerrado este tiene que ser descargado y reacondicionado, ya que no presenta empacador, el nivel del fluido en el pozo aumenta cuando está cerrado, este fluido tiene que ser descargado del espacio anular provocando una nueva erosión en las válvulas por el fluido.

En ocasiones durante la producción el fluido pasa del espacio anular a la tubería de producción atreves de las válvulas, este paso de fluido por la válvula provoca la erosión de la válvula. En el inciso III.2 se hace una clasificación de los tipos de válvulas más utilizadas en los sistemas de producción.

La principal desventaja de esta instalación es la erosión que se presenta en las válvulas del aparejo de producción, por lo cual no es muy recomendable su instalación sin embargo existen situaciones en las cuales no es posible colocar un empacador ya sea, por la erosión, tuberías de revestimiento en mal estado o fallas internas en la tubería de producción, en estos casos se utiliza la instalación abierta con un bombeo neumático continuo. Si se emplea con bombeo neumático intermitente la instalación será deficiente, por la posible liberación del gas en el fondo de la tubería de producción.

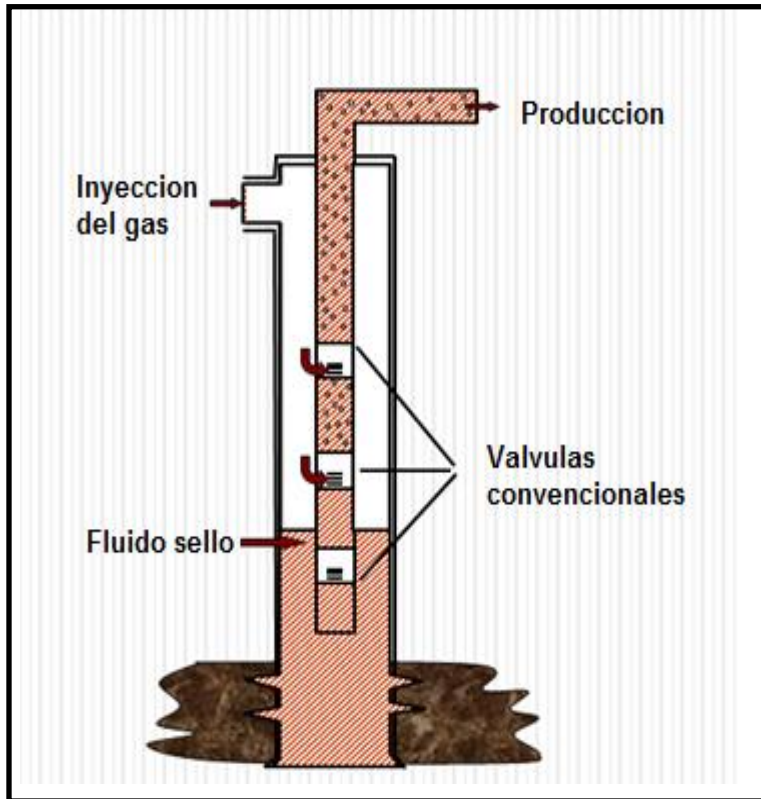


Figura 3.1 Representación de una Instalación abierta (Gómez Cabrera José Ángel. "Apuntes de Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 1985)

III.1.2 Instalación semicerrada

La instalación semicerrada es similar a la abierta, en este caso se coloca un empacador que permite aislar a la tubería de producción de la tubería de revestimiento, de igual forma este se encarga de aislar a la formación de la presión que se ejerce en la tubería de revestimiento, mientras que la presión del gas en la tubería de producción actúa contra la formación. La instalación se puede ser utilizada ya sea en bombeo neumático continuo o intermitente.

En este tipo de instalación el conjunto de tuberías penetra por debajo de la superficie libre del yacimiento, el flujo de gas penetra por las válvulas debido al taponamiento en la parte inferior de la región anular, el fluido no ingresa a la región anular debido a la instalación de válvulas check, además de que el fluido en la tubería de producción no puede escapar por las condiciones de la instalación.

Las ventajas presentes en una instalación semicerrada:

- En este tipo de instalación cuando el pozo se ha descargado, no se presenta el caso en el cual el fluido pueda regresar al espacio anular por el uso de válvulas check.
- El fluido que se encuentra dentro de la tubería de producción no tiene forma de abandonar esta.
- El uso de empacador en la instalación aísla a la tubería de revestimiento de cualquier fluido proveniente del fondo del pozo.

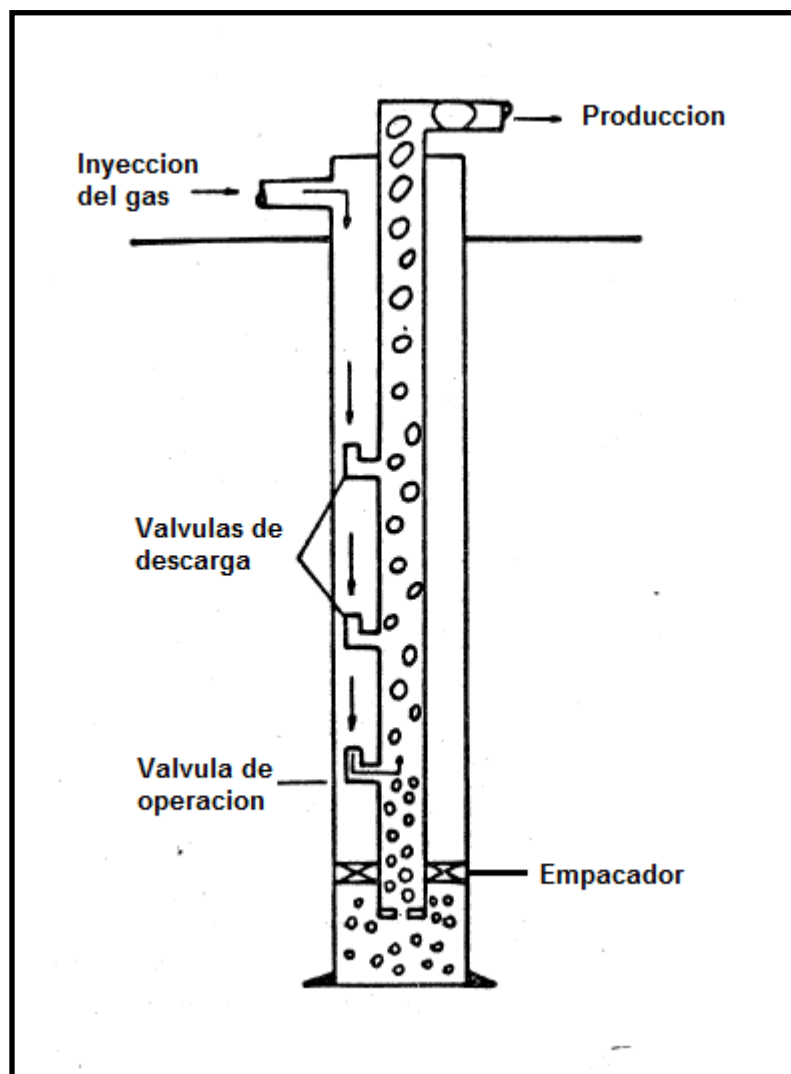


Figura 3.2. Esquema de una Instalación semicerrada (Gómez Cabrera José Ángel. "Apuntes de Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 1985)

III.1.3 Instalación cerrada

La instalación cerrada es muy parecida a la semicerrada, con la única diferencia que esta presenta una válvula de pie en la tubería de producción, esta válvula es colocada en el fondo del pozo, en algunas ocasiones se sitúa debajo de la válvula operante.

La función de esta válvula de pie es evitar que la presión que genera el gas inyectado actúe contra la formación. La instalación de esta válvula en un bombeo neumático intermitente permite mayores ventajas para incrementar la producción diaria.

La instalación cerrada presenta un empacador en la región anular y una válvula de pie (válvula check) en la tubería de producción que impide el flujo contra la formación. La presión del gas penetra por las válvulas de descarga instaladas en la tubería de producción, el fluido de la tubería de producción no actúa en dirección contra a la presión debido a la instalación de válvulas check en las válvulas de descarga.

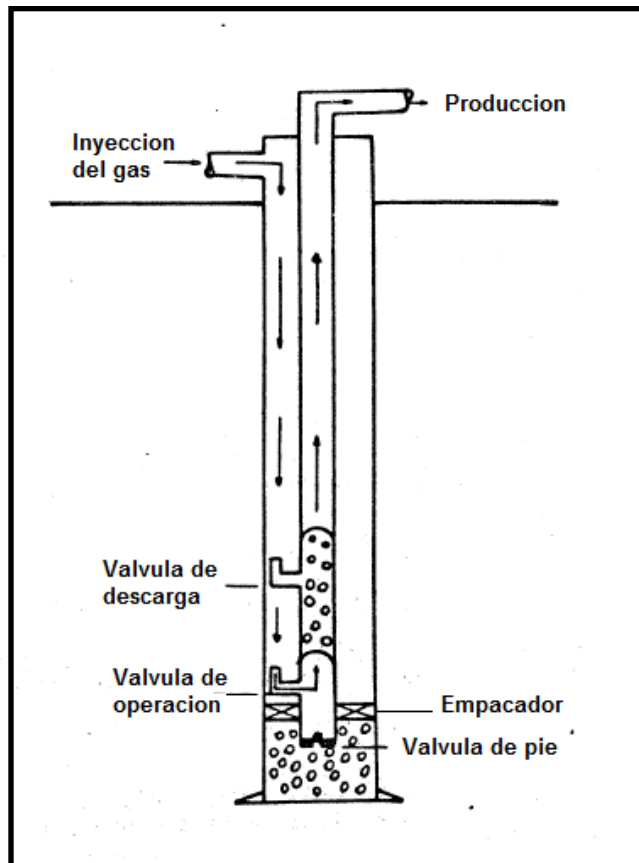


Figura 3.3 Esquema de una Instalación cerrada (Gómez Cabrera José Ángel. "Apuntes de Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 1985)

III.1.4 Instalación Macaroni

La instalación Macaroni recibe este nombre por los pequeños diámetros de las tuberías presentes en el pozo, usando tuberías de revestimiento con diámetros entre $2 \frac{3}{8}$ y $3 \frac{1}{2}$ (in), en los cuales son usadas tuberías de producción de 1 a $1 \frac{1}{2}$ (in) de diámetro.

Esta instalación es común en pozos con geometría restringida y con bajo índice de productividad, es utilizada tanto para bombeo neumático continuo como intermitente. Debido a que se presenta un diámetro reducido esto afecta directamente a la capacidad de producción.

La característica principal de una instalación Macaroni es el diámetro del aparejo de tuberías. Por el tipo de instalación debe ser utilizado en yacimientos con aceites de baja densidad y ausencia de parafinas que puedan actuar contra la formación.

III.1.5 Instalación dual

La instalación dual es una variante de la instalación cerrada, el objetivo de esta instalación es lograr la producción en dos zonas a una profundidad distinta, cada una de forma independiente. El acoplamiento normal es colocar en el espacio anular dos tuberías de producción de tipo Macaroni paralelas cada una a la profundidad deseada, y ambas bajo el mismo suministro de gas de inyección.

Lo ideal en una instalación dual es que las válvulas presentes en cada una de los aparejos de producción presenten un funcionamiento independientes a la presión de gas de inyección.

La instalación dual es denominada así por la colocación de dos tuberías de producción dentro de la región anular con el objeto de mantener la producción desde dos zonas del yacimiento, colocadas a distintas profundidades del mismo. La presión del gas es inyectada en la región anular penetra a la tubería de producción por cada uno de los sistemas de válvulas de descarga.

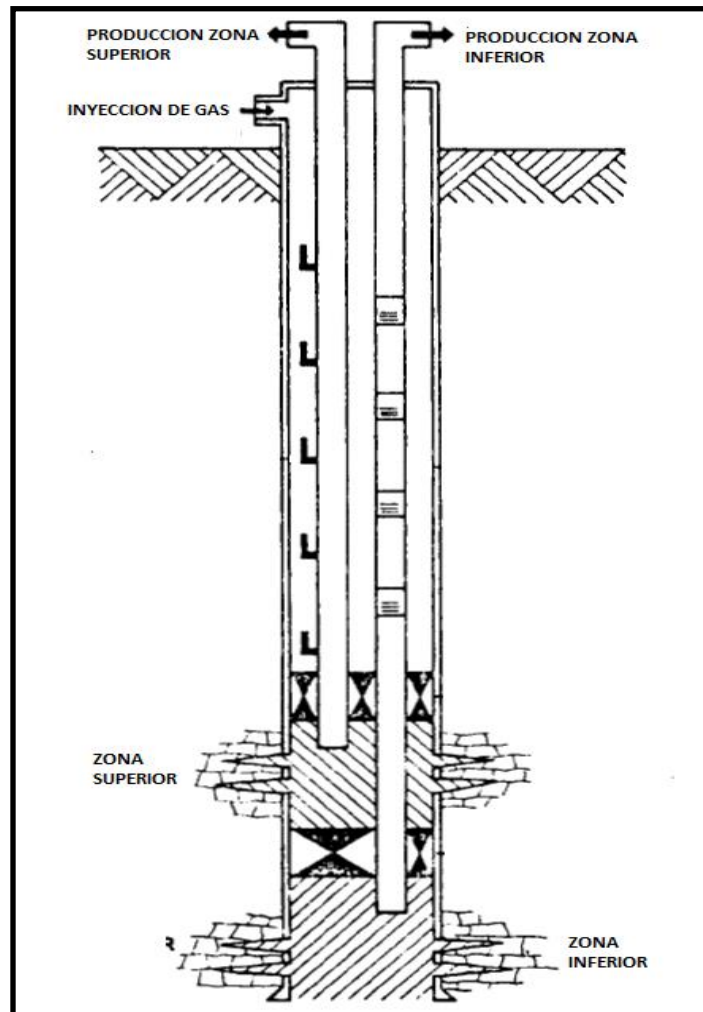


Figura 3.4. Esquema de una instalación dual (Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a", University of Tulsa)

III.1.6 Instalación por flujo anular

Una instalación por flujo anular consta de inyectar gas mediante la tubería de producción, el cual desplazan a los fluidos que se desean producir por medio del espacio anular, es utilizado en pozos donde se tienen un alto índice de producción y el volumen que se desea desplazar excede la capacidad que presenta la tubería de producción. Normalmente se utiliza en un bombeo neumático continuo.

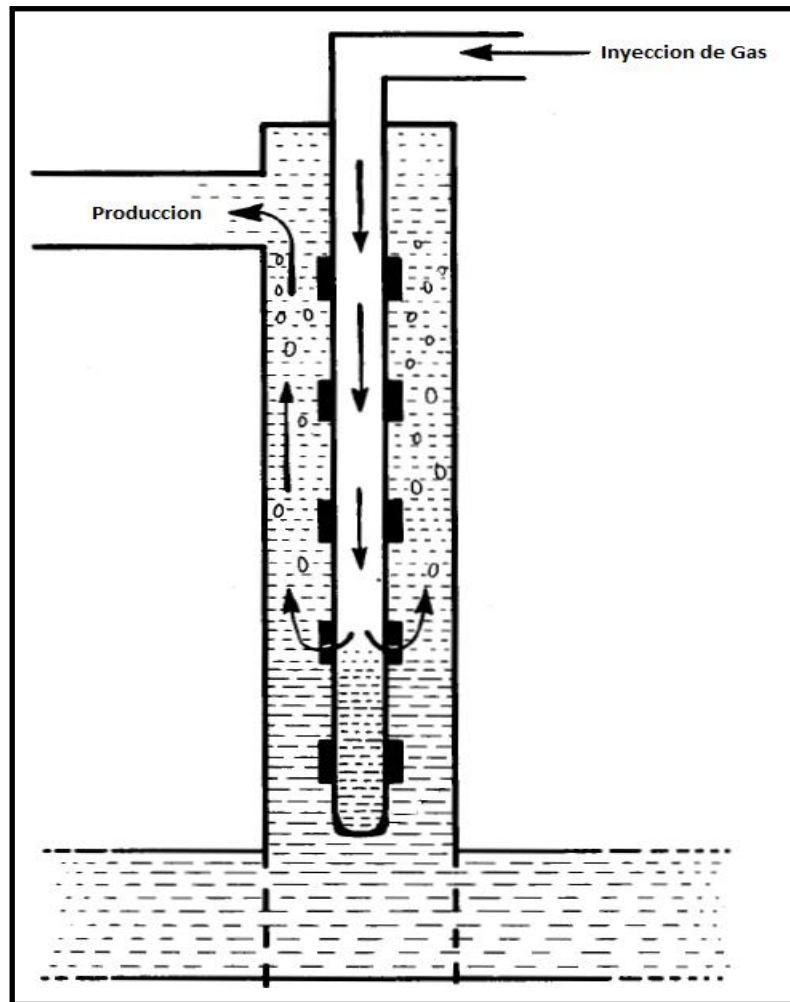


Figura 3.5 Esquema de una instalación de flujo anular (Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a", University of Tulsa)

La característica principal de una instalación de flujo anular es que la presión de gas es inyectada por la tubería de producción y el aceite es recuperado en la parte superior de la región anular, de ahí el nombre del sistema.

Este tipo de instalación es común en zonas terrestres, mientras que en pozos costa fuera se limitan a utilizarlo por razones de seguridad y varias regulaciones.

III.2 Clasificación de válvulas

Una parte fundamental del bombeo neumático son las válvulas subsuperficiales de inyección de gas, las cuales son instaladas en el perímetro exterior de la tubería de producción y su función principal es la inyección de gas a una presión determinada que permita la formación de burbujas en la tubería de producción por debajo de la superficie libre del yacimiento e impidiendo el ingreso de aceite a la sección anular del aparejo de tuberías del sistema.

Para la selección adecuada de las válvulas se deben considerar las características presentes en el diseño de la instalación.

Los componentes principales de una válvula de bombeo neumático son:

- Cuerpo de la válvula.
- Elemento de carga: Resorte, gas o una combinación de ambos.
- Elemento de respuesta a una presión: Fuelle de metal, pistón o diafragma de hule.
- Elemento de transmisión: diafragma de hule o vástago de metal
- Elemento medidor: Orificio o asiento.

Las válvulas se clasifican dependiendo de la sensibilidad de apertura o cierre que presentan a determinada presión, que se ejerce en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento. En una primera clasificación que se presentan dos tipos de válvulas: balanceadas y desbalanceadas.

III.2.1 Válvulas balanceadas

Las válvulas balanceadas operan a una misma presión de apertura y cierre, es decir, no existe influencia por la presión en la tubería de producción cuando la válvula abre o cierra, en cambio, esta depende la presión en la tubería de revestimiento ya que el gas inyectado actúa sobre el elemento de respuesta durante todo el tiempo, por lo cual la válvula cierra y abre a la misma presión necesaria para vencer al elemento de carga. La válvula se encuentra controlada completamente por la presión de inyección.

La diferencia que existe entre la presión de cierre y presión de apertura es igual a cero.

La presión de gas penetra a la tubería de producción en dirección contraria a la del flujo, se caracteriza por que el muelle es un gas contenido en el pistón

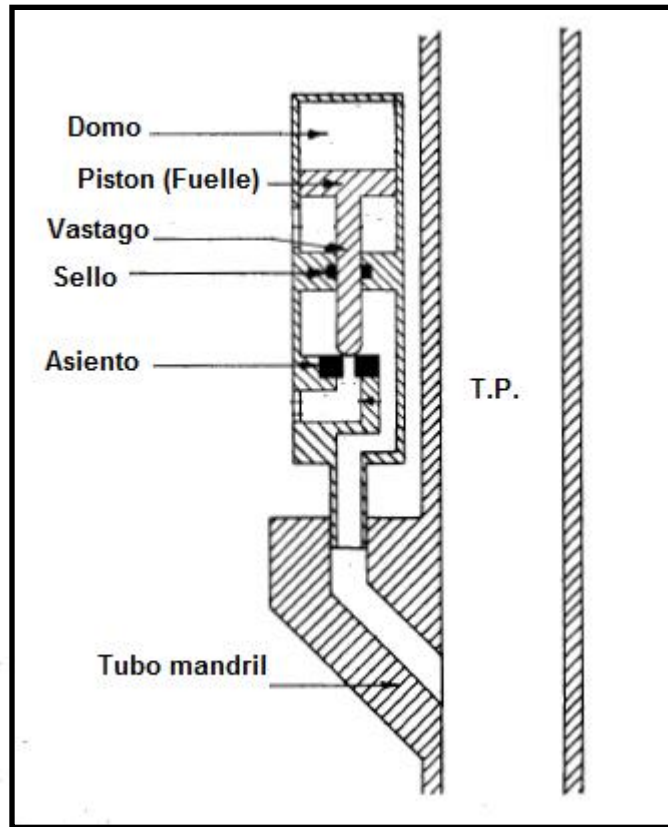


Figura 3.6 Esquema con los componentes principales de una válvula balanceada (Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a", University of Tulsa)

III.2.2 Válvulas desbalanceadas

Las válvulas desbalanceadas cuentan con un rango de presión para iniciar su apertura y cierre, es decir, cuando se presenta una determinada presión en el pozo la válvula se abre, cuanto la presión disminuye hasta cierto punto la válvula se cierra. Presentando el caso que la presión de apertura y cierre en este tipo de válvula es diferente.

se requiere de una presión importante para iniciar su funcionamiento, la dirección del gas es perpendicular a la del flujo. La constante K (N/m) del muelle es de dos órdenes de magnitud mayor a la presión del aceite en la tubería de producción para evitar que penetre en esta región.

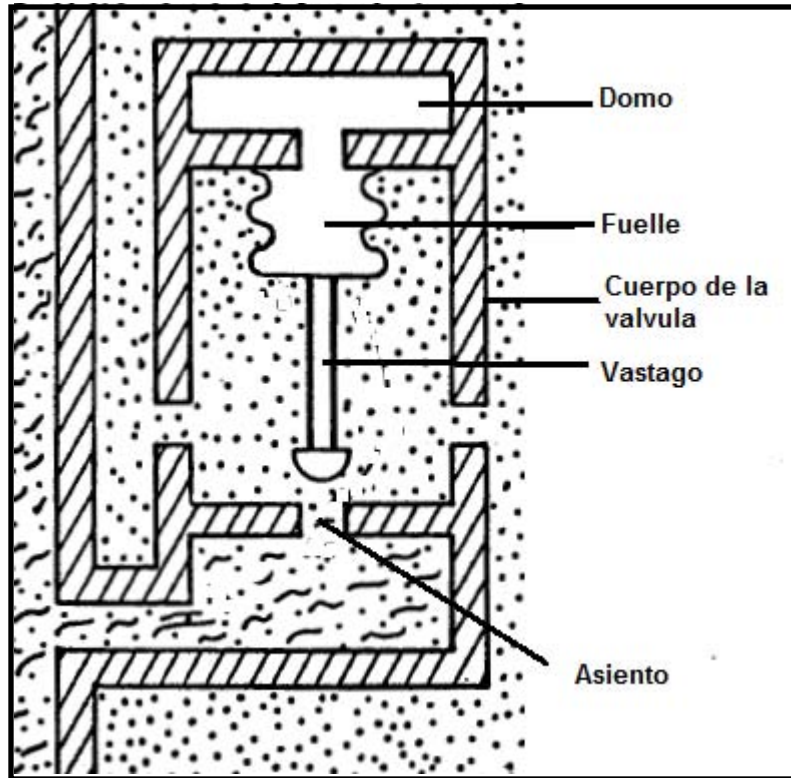


Figura 3.7 La figura es el esquema de una válvula desbalanceada (Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a", University of Tulsa)

Válvula operada por presión del gas de inyección

También conocida como válvula de presión, para iniciar la apertura es necesario un aumento de presión en el espacio anular y para efectuar el cierre una reducción de la presión en la tubería de revestimiento. La válvula de operación por gas es básicamente un regulador de presión.

El elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión, aunque algunas utilizan un resorte, las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido o presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa.

Válvula reguladora de presión

Conocida como válvula proporcional o válvula de flujo continuo, la válvula abre al aumentar la presión en el espacio anular y cierra al reducir la presión en la tubería de producción.

Válvula operada por fluido de formación

Esta válvula operara completamente con la presión de la tubería de producción, cuando se presenta un incremento en la tubería de producción la válvula es abierta y cuando se reduce la presión en la tubería de producción la válvula se cierra.

Válvula combinada

También llamada válvula de presión operante por fluidos y por presión del gas de inyección, para iniciar su apertura se requiere un incremento en la presión de la tubería de producción y para el cierre la reducción de presión en el espacio anular o la tubería de revestimiento.

III.2.3 Válvulas para bombeo neumático continuo e intermitente

En una instalación de bombeo neumático continuo se recomienda usar la válvula reguladora de presión o válvula operada por fluido de formación, ya que estas cumplen las características necesarias para realizar una buen funcionamiento en la instalación, en un bombeo continuo se debe usar válvulas sensibles proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción, es decir, si la presión disminuye la válvula debe disminuir el paso del gas y cuando la presión aumenta la válvula debe incrementar el flujo de gas. La operación óptima de la válvula permite tener una presión estable en la tubería de producción.

El bombeo neumático intermitente tiene la ventaja de poder utilizar cualquier tipo de válvula en su operación, sin embargo, esta tiene que ser diseñada con base a las características y condiciones a las cuales se produce el pozo. En el bombeo neumático intermitente se puede configurar para producir con un punto único de inyección o con puntos múltiples de producción, en el primero el gas es inyectado a través de la válvula operante permitiendo subir al bache de aceite a la superficie y en el segundo caso las válvulas se abren con forme el bache de aceite vaya subiendo por la tubería, es decir, la válvula del fondo del pozo abre permitiendo levantar al bache hasta la localización de la siguiente válvula, la cual abre inmediatamente aportando energía al bache y de forma similar las otras válvulas para lograr llevarlo a superficie.

III.3 Sistema de compresión

El diseño del compresor tiene gran importancia en el sistema de bombeo neumático, se debe seleccionar con el fin de obtener el mejor funcionamiento en las instalaciones. Los factores más importantes por considerar en su diseño son:

- Numero de pozos y sus localizaciones
- Tipo de válvulas por pozo y si se produce de forma continua o intermitente
- Volumen de gas inyectado por pozo
- Presión de inyección en el cabezal por pozo (presión de descarga del compresor)
- Sistema de distribución del gas
- Sistema de recolección a baja presión
- Disponibilidad de gas
- Capacidad del compresor

III.3.1 Clasificación de los sistemas de compresión

Sistema abierto: En este sistema el gas proviene de un sistema de baja presión. El cual es comprimido a presión que se requiere en los pozos con bombeo neumático, utilizando y regresando al sistema de baja presión. No se pretende la recirculación el gas

Sistema semicerrado: Es parecido al sistema abierto, solo que en este el gas proveniente de pozos se circula de manera que puede ser recomprimido. El sistema se mantiene cargado con gas comprimido.

Sistema cerrado: El sistema de gas tiene un ciclo completo, el gas se recircula del compresor al pozo, de ahí al separador y de regreso al compresor. El sistema no requiere gas suministrado de otra fuente, sin embargo, para cargar al sistema al inicio de la operación se requiere gas comprimido adicional.

Capítulo IV. Ecuaciones Fundamentales del Bombeo Neumático

La manera más sencilla de transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías mediante un gradiente de presión ΔP . Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

El manejo de los fluidos en superficie provenientes de un yacimiento de petróleo o gas, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionado con el flujo de fluidos en tuberías en sistemas sencillos y en red de tuberías, el uso de válvulas accesorios y las técnicas necesarias para diseñar y especificar equipos utilizados en operaciones de superficie.

Los fluidos de un yacimiento de petróleo son transportados a los separadores, donde se separan las fases líquidas y gaseosas. El gas debe ser comprimido y tratado para su uso posterior y el líquido formado por petróleo agua y emulsiones debe ser tratado para remover el agua y luego ser bombeado para transportarlo a su destino.

Un sistema es una masa bien definida de algún cuerpo o materia que se puede distinguir claramente de sus alrededores, las fronteras en un sistema forman una superficie cerrada, la cual puede cambiar con el tiempo con tal de que siempre contenga la misma masa.

La ley de la conservación de la materia establece que la masa m (kg), dentro del sistema permanece constante con el tiempo t (s).

$$\frac{dm}{dt} = 0$$

La segunda ley de Newton para un sistema se expresa de la forma:

$$\Sigma F = \frac{d(mv)}{dt}$$

Donde m (Kg) es la masa del sistema, F (N) es la resultante de todas las fuerzas externas que afectan al sistema y v (m/s) es la velocidad.

Un volumen de control o sistema abierto se refiere a una región de interés en el espacio a través de cuyas fronteras entra y sale continuamente un fluido.

Se presenta la relación entre el concepto de volumen de control y el de sistema para una propiedad general de este:

$$\frac{dN}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} n \rho dV + \int_{s.c.} n \rho v dA$$

En donde N es una propiedad dentro del sistema en un instante t , n es la distribución por unida de masa de esta propiedad en el fluido, dV es un elemento de volumen (m^3), v es la velocidad (m/s) y dA es el área a través de la cual el fluido fluye (m^2).

IV.1 Ecuación de continuidad

La ecuación de continuidad es consecuencia del principio de conservación de la masa, el cual establece que la masa dentro de un sistema permanece constante con el tiempo.

Si N es la masa m del sistema, entonces n es la masa por unidad de masa, por lo cual $n = 1$, en este caso:

$$0 = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho dV + \int_{s.c.} \rho v dA \quad 4.1.$$

La ecuación de continuidad para un volumen de control establece que la rapidez de crecimiento de la masa dentro de un volumen de control es exactamente igual al flujo neto de masa hacia el mismo volumen de control.

Se considera un flujo permanente a través de un tubo de corriente, el volumen de control está limitado por la pared del tubo y las dos secciones transversales de los extremos, por ser un flujo permanente la ecuación se reduce a:

$$\int_{s.c.} \rho v dA = 0$$

Por lo cual se tiene que:

$$\rho_1 v_1 dA_1 = \rho_2 v_2 dA \quad 4.2.$$

Expresión que constituye a la ecuación de continuidad aplicada a dos secciones de un tubo de corriente con flujo permanente, donde ρ_1 , v_1 y ρ_2 , v_2 son: la

densidad (Kg/m^3) y velocidad media de la sección 1 y 2 del tubo respectivamente.

Si el gasto volumétrico Q se define como: $Q = A v$. La ecuación de continuidad toma la forma:

$$\rho_1 Q_1 = \rho_2 Q_2 \quad 4.3.$$

Para un fluido incompresible y permanente, resulta una forma útil de la ecuación de continuidad, es la forma más común de encontrar en la literatura.

$$A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad 4.4.$$

IV.2 Ecuación de impulso y cantidad de movimiento

Para establecer la ecuación de cantidad de movimiento para un volumen de control, se utiliza la segunda ley de Newton y se considera N como la cantidad de movimiento mv del sistema y n es la cantidad de movimiento por unidad de masa $\frac{\rho v}{\rho}$:

$$\Sigma F = \frac{d(mv)}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho v dV + \int_{s.c.} \rho v v dA \quad 4.5.$$

Esta ecuación afirma que la fuerza resultante que actúa en un volumen de control es igual a la rapidez con que aumenta la cantidad de movimiento dentro del volumen de control más el flujo neto de cantidad de movimiento que sale del volumen de control.

La ecuación anterior se puede descomponer en tres ecuaciones escalares, correspondientes a cada una de las tres direcciones mutuamente perpendiculares, en la dirección x se tiene:

$$\Sigma F_x = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho v_x dV + \int_{s.c.} \rho v_x v dA$$

Al hacer la selección arbitraria del volumen de control, suele ser ventajoso tomar las superficies por donde cruza el flujo, perpendicularmente a la dirección de la velocidad. Si, además, la velocidad es constante en dichas superficies, el cálculo de las integrales correspondientes se simplifica notablemente, como el volumen de control tiene un flujo permanente, la F_x que actúa sobre el volumen de control queda expresada de la siguiente manera:

$$F_x = \rho_2 A_2 v_2 v_{x2} - \rho_1 A_1 v_1 v_{x1}$$

La masa por unidad de tiempo que entra y sale del volumen de control es:

$$\rho Q = \rho_1 Q_1 = \rho_2 Q_2$$

Por lo cual:

$$F_x = \rho Q (v_{x2} - v_{x1}) \quad 4.6.$$

Cuando la velocidad varía sobre una sección transversal plana, que forme parte de la superficie de control, la velocidad promedio puede emplearse, si se introduce un factor de corrección β :

$$\int_A \rho v^2 dA = \beta \rho v_p^2 A \quad 4.7.$$

Donde β es adimensional. Al despejar β se obtiene:

$$\beta = \frac{1}{A} \int_A \left(\frac{v}{v_p}\right)^2 dA$$

Este factor de corrección es uno para flujo uniforme y nunca es menor a uno y para flujo laminar en un tubo circular recto vale $3/4$.

IV.3 Primer principio de termodinámica

La primera ley de la termodinámica para un sistema establece que el calor Q_H agregado a un sistema menos el trabajo W desarrollado por el sistema depende solo de los estados inicial y final del sistema.

Esta se puede expresar de la siguiente forma:

$$Q_H - W = E_2 - E_1 \quad 4.8.$$

Donde E es la energía interna.

Aplicando $N = E$ y $n = \frac{\rho e}{\rho}$, donde e es la energía interna por unidad de masa.

$$\frac{dE}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho e dV + \int_{s.c.} \rho e v dA$$

Utilizando la primera ley de la termodinámica:

$$\frac{dQ_H}{dt} - \frac{dW}{dt} = \frac{dE}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho e dV + \int_{s.c.} \rho e v dA$$

El trabajo desarrollado por el sistema sobre sus alrededores se puede descomponer en dos partes; el trabajo w_{pr} efectuado por las fuerzas de presión al actuar sobre las fronteras móviles, y el w_s realizado por las fuerzas cortantes como el par que se ejerce en una flecha. El trabajo desarrollado por las fuerzas de presión en un tiempo Δt se puede expresar como:

$$\partial W_{pr} = \partial t \int p v dA$$

De esta manera se llega a:

$$\frac{dQ_H}{dt} - \frac{dW_s}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{v.c.} \rho e dV + \int_{s.c.} \left(\frac{p}{\rho} + e\right) \rho v dA \quad 4.9.$$

Como no se presentan efectos nucleares, eléctricos, magnéticos y de tensión superficial, la energía interna e de una sustancia pura es la suma de las energías potencial, cinética e intrínseca.

$$e = gz + \frac{v^2}{2} + u$$

La energía intrínseca u por unidad de masa se debe a la actividad molecular y depende de P , ρ y T .

IV.4 Ecuación de Bernoulli

La ecuación de Bernoulli toma en cuenta los cambios en la carga de elevación, carga de presión y carga de velocidad entre dos puntos en un sistema de flujo de fluido. Se supone que no hay pérdidas o adiciones de energía entre los dos puntos, por lo que la carga total permanece constante.

Hay tres formas de energías que se consideran durante el flujo en la tubería, el fluido se localiza a una cierta elevación z , tiene velocidad v y presión P , las energías son presentes son:

- Energía potencial $EP = Wz$.
- Energía cinética $EC = \frac{Wv^2}{2g}$.
- Energía de flujo o de presión $EF = pAL = pV$

Despejando V de la ecuación que define al peso específico $\gamma = \frac{W}{V}$ y sustituyendo:

$$EF = \frac{Wp}{\gamma}$$

Si la energía total E del fluido es la suma de estas tres:

$$E = EF + EP + EC$$

$$E = \frac{Wp}{\gamma} + Wz + \frac{Wv^2}{2g}$$

Se considera que el fluido se mueve a través de dos secciones en la tubería, por lo cual:

$$E_1 = \frac{Wp_1}{\gamma} + Wz_1 + \frac{Wv_1^2}{2g}$$

$$E_2 = \frac{Wp_2}{\gamma} + Wz_2 + \frac{Wv_2^2}{2g}$$

Con base al principio de conservación de la energía se tiene:

$$E_1 = E_2$$

$$\frac{Wp_1}{\gamma} + Wz_1 + \frac{Wv_1^2}{2g} = \frac{Wp_2}{\gamma} + Wz_2 + \frac{Wv_2^2}{2g}$$

El peso W es como en todos los términos, la ecuación se reduce a:

$$\frac{p_1}{\gamma} + z_1 + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_2}{\gamma} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad 4.10.$$

Cada término de la ecuación de Bernoulli es una forma de la energía que posee el fluido por unidad de peso del fluido que se mueve en el sistema.

IV.5 Ecuación de Jhon-Laplace

Tensión superficial $\sigma(N/m)$, (lbf/ft)

Un líquido, al no ser capaz de expansionarse, formara una interfaz con un segundo líquido o un gas. Las moléculas inmersas en la masa líquida se repelen mutuamente debido a su proximidad, pero las moléculas de la superficie libre están menos apretadas y se atraen unas a otras. Al faltarles la mitad de sus vecinas, estas moléculas están en desequilibrio, y por ello la superficie está sometida a tensión. Estos efectos superficiales son los que se engloban en la

Mecánica de Fluidos dentro del concepto de tensión superficial. En la Figura 4.1 se presentan un esquema de las fuerzas cohesivas en un plano.

Los efectos aparentes de la tensión superficial σ , que ocurren en las superficies de los líquidos, cuando esas superficies están en contacto con otro fluido o con un sólido, dependen básicamente de las dimensiones relativas de las fuerzas intermoleculares de cohesión y adhesión. Aunque esas fuerzas pueden ser despreciables en muchos de los problemas de ingeniería, pueden ser predominantes en algunos otros como los de: ascensión capilar de los líquidos en los espacios angostos, la mecánica de la formación de burbujas, la ruptura de chorros de líquido, la formación de gotas de líquido, y la interpretación de resultados obtenidos sobre modelos pequeños de prototipos más grandes.

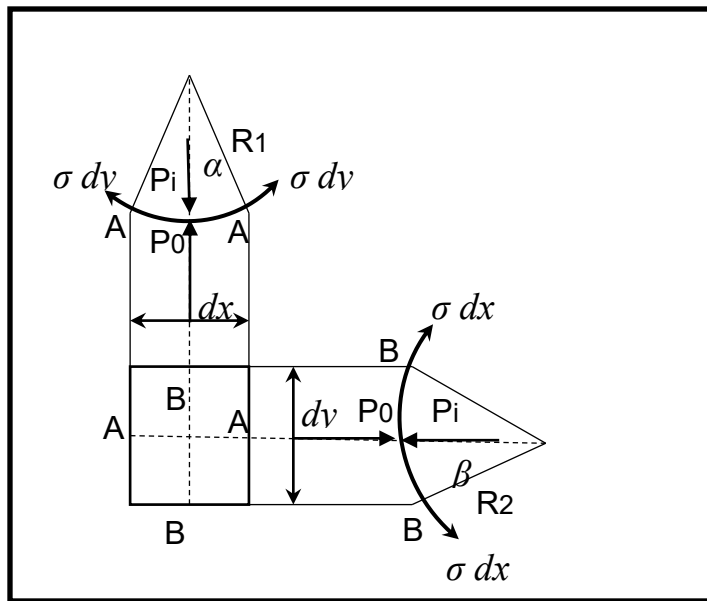


Figura 4.1 Representación gráfica de un diferencial de superficie con las fuerzas que intervienen en el proceso de ascensión capilar.

En el caso general de un elemento diferencial $dx dy$ de una superficie de doble curvatura, de radios R_1 y R_2 . Evidentemente, para el equilibrio estático del elemento, debe acompañar a la tensión superficial una diferencia de presión ($P_i - P_0$). De esta condición de equilibrio, se puede derivar una relación entre la diferencia de presión y la tensión superficial, tomando una suma de fuerzas igual a cero para las componentes de fuerza normales al elemento.

$$(P_i - P_0)dxdy = 2\sigma dy \text{ sen } \alpha + 2\sigma dx \text{ sen } \beta \quad 4.11.$$

Los ángulos α y β son pequeños. Sin embargo, por la geometría del elemento tenemos que:

$$\text{sen } \alpha = \frac{dy}{2R_1}, \quad \text{sen } \beta = \frac{dx}{2R_2}$$

Cuando se sustituyen estos dos valores en la Ecu. 4.11, se obtiene una relación básica entre la tensión superficial y la diferencia de presión:

$$P_i - P_0 = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad 4.12.$$

A partir de esta ecuación se puede calcular la presión (causada por la tensión superficial) en gotas y chorros pequeños, y estimar el ascenso de los líquidos en los espacios capilares; para una gota esférica $R_1 = R_2$, para un chorro cilíndrico una R es infinita y la otra es el radio del chorro.

Para un tubo capilar cilíndrico, Figura 4.2, es posible estimar la altura que alcanza la superficie del casquete de la esfera:

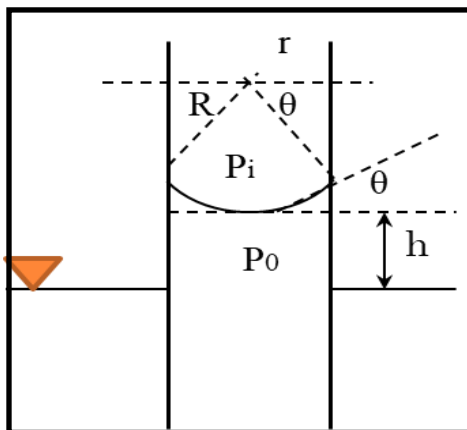


Figura 4.2 Representación gráfica del ascenso capilar del casquete de una esfera en un tubo capilar cilíndrico.

$$P_r = 0, \quad P_0 = -\gamma h, \quad \text{también: } R_1 \rightarrow R_2, \quad \text{y} \quad \frac{r}{R} = \cos \theta$$

Sustituyendo estos valores en la Ecu. 4.11 se deduce una expresión para la altura máxima del ascenso capilar dentro del tubo como función de la fuerza de tensión superficial y del radio del capilar.

$$h = \frac{2\sigma \cos \theta}{\gamma r} \quad 4.13.$$

Flujo Multifásico

Para el caso de flujo de dos o más fases dentro de una tubería (flujo multifásico) se debe tener en cuenta la ecuación de difusividad para flujo radial.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu C_i}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad 4.14.$$

Esta ecuación, diferencial parcial con varias soluciones que dependen de las condiciones iniciales y de frontera. Para su solución siempre se requieren una condición inicial y dos condiciones de frontera.

Para flujo estable, sin cambio en la presión con el tiempo $\partial P / \partial t = 0$, y en las condiciones inicial $P_i(r, t=0) = P_e$, y de frontera: la presión en el límite externo a cualquier tiempo es constante, $P(r, t \geq 0) = P_i$.

El caudal en el pozo a cualquier tiempo es constante, $q(r, t > 0) = Cte$.

La ecuación se reduce a:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0$$

Y cuya solución es:

$$P - P_{wf} = \frac{Q\mu}{2\pi K h} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad 4.15.$$

Cuando $r = r_e$ entonces $P = P_e$ y la Ecu. 4.15 se puede escribir como:

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad 4.16.$$

En unidades de campo la Ecu. 4.15 toma la siguiente forma:

$$P - P_{wf} = \frac{141.2(q\mu_0 B_0)}{Kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad 4.17.$$

La solución de flujo estable tiene las siguientes observaciones:

- El fluido fue considerado como incompresible.
- Solo se aplica cuando P_{wf} y $P_r > P_b$.
- La viscosidad y el factor volumétrico de aceite deben ser evaluados a una presión promedio $\frac{P_{wf} + P_R}{2}$.
- Solo aplicara para yacimientos de agua.

Estimación de la presión promedio

Por definición, la presión promedio es definida como:

$$\bar{P} = \frac{\int P dV}{\int dV} \quad 4.18$$

El Volumen poroso es: $V = 2\pi r^2 h \phi$ y $dV = 2\pi r h \phi dr$, que substituyendo estos valores en la Ecu. 4.18, tenemos:

$$\bar{P} = \frac{\int P dV}{\int dV} = \frac{\int 2\pi r^2 h \phi}{\int 2\pi r h \phi dr} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} P r dr}{\int_{r_w}^{r_e} r dr} \quad 4.19.$$

Substituyendo la Ecu. 4.16 en la Ecu. 4.19:

$$\bar{P} = \frac{\int \left(P_{wf} + \frac{q\mu}{2\mu kh} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \right) r dr}{\frac{1}{2} (r_e^2 - r_w^2)}$$

$$\bar{P} = P_{wf} + \frac{q\mu}{2\mu kh} \cdot \frac{r_e^2 \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} (r_e^2 - r_w^2)}{r_e^2 - r_w^2} \quad 4.20.$$

Si asumimos que $\frac{r_w^2}{r_e^2} \approx 0$ entonces la Ecu. 4.20 se reduce a:

$$\bar{P} = P_{wf} + \frac{q\mu}{2\mu kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad 4.21.$$

Ecuación que permite determinar la presión en el fondo de la tubería de producción, fundamental para la generación de burbujas que disminuyan la densidad del aceite.

La solución para un estado pseudo-estable

En este caso el cambio de la presión con el tiempo es constante:

- El cambio de la presión con respecto al tiempo es constante $\frac{\partial P}{\partial t} = Cte.$

Condición inicial.

- La presión original del yacimiento en cualquier punto es $P(r, t = 0) = P_i.$

Condiciones de frontera:

- El gradiente de presión con respecto al radio en la frontera es nulo; no hay flujo en la frontera $\frac{\partial P}{\partial r} = 0 = \frac{\partial P}{\partial r} (r, t > 0).$
- El caudal en el pozo es constante en todo instante $q(r_w, t > 0) = Cte.$

La solución de la ecuación de difusividad a estas condiciones es:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\mu kh} \left[\ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2 - r_w^2}{2r_e^2} \right] \quad 4.22.$$

IV.6 Ecuación de Estado

Una ecuación de estado es una ecuación que relaciona, para un sistema en equilibrio termodinámico, las variables de estado lo describen. Tiene la forma general:

$$f(P, V, T) = 0 \quad 4.23.$$

No existe una única ecuación de estado que describa el comportamiento de todas las sustancias para todas las condiciones de presión y temperatura. Para el caso de un gas ideal, la ecuación de estado más sencilla es aquella que describe el comportamiento de un gas cuando éste se encuentra a una presión baja y a una temperatura alta. En estas condiciones la densidad del gas es muy baja por lo que pueden hacerse las siguientes aproximaciones:

- No hay interacciones entre las moléculas del gas.
- El volumen de las moléculas es nulo.

La ecuación de estado de un gas ideal es el resultado de combinar dos leyes empíricas válidas para gases muy diluidos: la ley de Boyle, $PV = cte$ y la ley de Charles, $V/T = cte$.

Para un mol de gas, la constante que aparece en ambas ecuaciones es la constante universal de los gases R . Por lo que la ecuación de estado de un gas ideal es:

$$PV = nRT \quad 4.24.$$

Ecuación de Darcy

$$\underline{U} = -\frac{1}{\mu} \underline{k}(\nabla P - \rho g \nabla Z) \quad 4.25.$$

La cual en su notación inicial:

$$U_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x_j} - \rho g \frac{\partial Z}{\partial x_j} \right); i = 1, 2, 3; \underline{U} = \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{pmatrix} \quad 4.26.$$

IV.7 Ecuaciones características del Bombeo Neumático

Uno de los criterios sobre eficiencia de las operaciones del Bombeo Neumático es el mantenimiento de óptima relación gas inyectado petróleo (IGOR) el cual es definido como el número de pies cúbicos necesarios para levantar un barril 1000 pies de altura. Para operaciones de Bombeo Neumático intermitente esto es calculado de la siguiente manera:

$$IGOR = \frac{(RF)(PI)(C/D)}{(BPD \text{ de Fluido})(\Delta H/1000)} \quad 4.27.$$

Donde:

- *RF o Relación de flujo:* Es el promedio introducido por gas (en SCF/minuto) al pozo durante el periodo de inyección.
- *PI o Periodo de inyección:* Es el tiempo en segundos o minutos mientras el gas fluye al pozo durante cada ciclo.
- *C/D:* Es el número de ciclos por día
- *BPD de fluido:* Es el promedio de producción diaria del pozo (petróleo y agua) producido bajo las mismas condiciones en que la prueba de IGOR fue realizada.
- *DH/1000 o Profundidad de elevación en 1,000 pies (ft):* Es tomada usualmente como la profundidad de la válvula retenedora.

Para lograr una comprensión precisa del comportamiento del pozo a condiciones de ser explotado mediante el Bombeo Neumático se requiere de información básica que proviene del pozo. En la industria petrolera la medida de flujos es de suma importancia ya que es la única manera de saber el caudal de flujo que circula por una determinada línea de flujo.

Los fluidos se dividen básicamente en dos tipos: líquidos y gases. En el campo de la medición de caudal, al vapor de agua se le considera como un tercer tipo de fluido, por lo tanto, nos referiremos a la medición de líquidos gases y vapor.

El átomo es la partícula más pequeña de la materia. Las combinaciones de átomos forman moléculas. Los hidrocarburos se forman por la combinación de átomos de carbono e hidrógeno. La molécula básica de los hidrocarburos es la del metano que tiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. El etano que tiene dos átomos de carbono y seis de hidrogeno. La composición del gas es de vital importancia para determinar las propiedades físicas del flujo de gas, parámetros importantes en el diseño, rediseño y operación de las facilidades de superficie en los procesos Bombeo Neumático.

La bibliografía específica, menciona y clasifica a los distintos tipos de medidores de caudal de gas de acuerdo a su funcionamiento, así como las ecuaciones que definen el caudal:

A. Medidores por presión diferencial

1. Orificio
2. Venturi
3. Tobera
4. Tubo de Pitot y Annubar
5. Codo

B. Medidores de desplazamiento positivo

1. Diafragma
2. Rotativos

C. Medidores de turbina

D. Otro tipo de medidores

1. Vortex
2. Área variable (rotámetros)

Caudal de gas a través de un orificio

$$Q = C' \sqrt{\gamma h P_f} \quad 4.28.$$

Donde el C' es coeficiente de orificio es compuesto de varios factores utilizados para definir las características físicas de las instalaciones y de las propiedades de fluido. Algunos de estos factores son constantes para una instalación de medición en particular, mientras que otros son variables que requieren el uso de valores promedios.

Caudal de gas a través de un tubo Venturi

$$Q = C_d A \sqrt{2g \Delta h \left(\frac{\gamma_m}{\gamma} - 1 \right)} \quad 4.29.$$

Caudal de gas a través de una tobera

$$Q = YCA \sqrt{2\rho \Delta P} \quad 4.30.$$

Donde Y es el índice de compresibilidad del gas y C es el coeficiente de descarga y es función del Número de Reynolds Re y el diámetro de descarga de la tobera.

Caudal de gas a través de un tubo Pitot o Annuar.

Mide la velocidad del flujo en un punto del fluido, consta de un hueco alineado con el flujo que se aproxima y está cerrado por uno de sus extremos con un tapón redondo que tiene un pequeño orificio en la línea central del tubo. El fluido dentro del tubo Pitot es estacionario, en tanto que el que se aproxima fluye alrededor de este. Una partícula de fluido que se mueve a lo largo de la línea de corriente, que coincide con el eje del tubo Pitot, alcanza el reposo al acercarse a la punta del tubo Pitot (S), debido a que debe dividirse y pasar por ambos lados del tubo. Al entrar momentáneamente en reposo, la presión del fluido se eleva a un valor P_s el cual se conoce como presión de estancamiento y se relaciona con la velocidad del tubo corriente arriba. La presión del flujo estacionario en el interior del tubo Pitot es igual a la presión de estancamiento del flujo externo con

el que está en contacto a través del pequeño orificio localizado en el punto de estancamiento S del tubo.

La determinación de la pérdida de energía de un fluido compresible que circula por una tubería requiere conocer, la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático, el cual se supone ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, y el flujo isotérmico o flujo a temperatura constante que se considera, ocurre muy a menudo, en parte por conveniencia, o más bien, porque se acerca más a la realidad de lo que sucede en las tuberías de gas natural.

La solución para un fluido compresible a través de una tubería puede obtenerse utilizando las siguientes ecuaciones con la ayuda de una ecuación de estado y la ecuación de continuidad para expresar la densidad y la velocidad en términos de presión.

Ecuación Isotermal

$$W_g = \frac{144gA^2}{v\left(f\frac{L}{D} + \log\frac{P_1}{P_2}\right)} - \frac{P_1^2 - P_2^2}{P_1} \quad 4.31.$$

Donde:

W_g : Es el gasto volumétrico [Lt^{-1}]

f : Es el factor de fricción que depende del tipo de tubería

v : Es el volumen específico [L^3M^{-1}]

Además, supone que:

- No se realiza trabajo entre los puntos uno y dos
- No hay presencia de compresores
- No se tiene expansión del gas
- No hay expansión de gas
- El gas no es estacionario (fluyendo)

Ecuación de Weymouth

$$Wg = 1.11d^{2.67} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right) \quad 4.32.$$

Donde:

d: Es el diámetro interno de la tubería

L: Es la longitud de la tubería

S: Es la gravedad específica a condiciones estándar

Z: Es el factor de compresibilidad

T₁: Es la temperatura del gas a la entrada

Funciona donde la curva de Moody es la parte horizontal. La rugosidad es absoluta y la tubería es de acero nuevo.

Ecuación de Panthale

$$Qg = 0.028E \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L m} \right)^{0.51} d^{2.53} \quad 4.33.$$

Donde:

Qg: Es el gasto volumétrico [Lt⁻¹]

E: Es un factor de eficiencia de tuberías

Capítulo V. La Industria Petrolera en el País

V.1 Reserva de Hidrocarburos de México

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) se creó con el objetivo de proporcionar los principios y definiciones para la evaluación y clasificación de las reservas y recursos de hidrocarburos, conservando flexibilidad para que los operadores petroleros, gobiernos y reguladores, adapten la aplicación de este sistema a sus necesidades particulares. Este sistema provee una metodología uniforme para la clasificación de recursos y reservas, incluyendo sus guías de aplicación y sus estándares de auditoría de reservas, así como el conjunto de principios, criterios, métodos, conceptos y procedimientos matemáticos, técnicos y científicos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las reservas de hidrocarburos, apegándose a esta metodología se realiza la evaluación y estimación de reservas en México.

Una reserva petrolera es la cantidad de petróleo que se anticipan a ser comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciables y ser remanentes. Adicionalmente, las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción, son clasificadas en posibles, probables o probadas.

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

Reservas probables: Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estima que es menos probable ser, comparadas a reservas probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas a las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores a la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

Reservas probadas: Son aquellas cantidades de petróleo que, a partir del análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certidumbre razonable expresa un alto grado de confianza a que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Si se considera que en términos probabilistas representan una función de distribución acumulada, se puede explicar fácilmente que las reservas son una distribución continua de volúmenes que, por convención, se reportan para los percentiles 10, 50 y 90. Por lo anterior, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera:

- Las reservas 1P son iguales a las reservas probadas.
- Las reservas 2P es igual a la agregación de reservas probadas más las reservas probables.
- Las reservas 3P es igual a la agregación de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

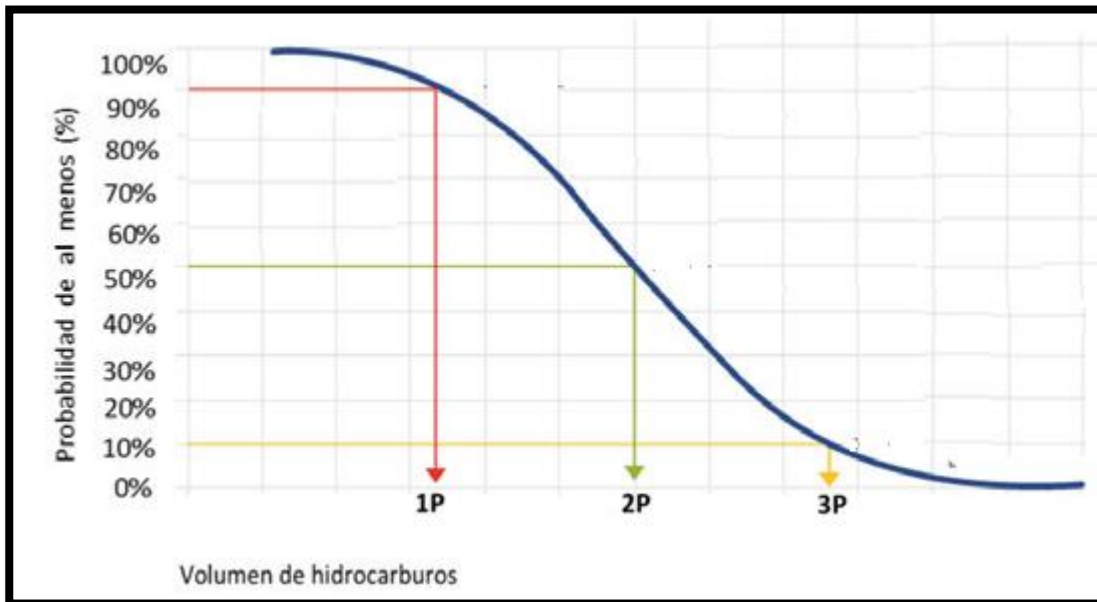


Figura 5.1 Probabilidad en el volumen de Reservas de hidrocarburos (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

La PRMS cuenta con un sistema de clasificación vigente de recursos. Este sistema clasifica los volúmenes originales de hidrocarburos totales dentro de las categorías descubierto y no descubierto y define las clases de recursos recuperables: producción, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos, así como recursos no recuperables.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos que se estiman que se pueden producir de las acumulaciones descubiertas.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos del que no se tiene evidencia, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso no recuperable: Es aquella porción de “petróleo descubierto” o “no descubierto” inicialmente in-situ que se estima, a una fecha dada, no ser recuperable con futuros proyectos de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales, ocurran desarrollos tecnológicos o se cuente con nueva información. La porción remanente nunca puede ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas de la interacción en el subsuelo de fluidos y las rocas del yacimiento.

Recursos contingentes: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, a través de la aplicación de proyectos de desarrollo, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes tienen asociada una probabilidad de desarrollo.

Recurso prospectivo: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una probabilidad de descubrimiento geológico asociada, además de una probabilidad de desarrollo.

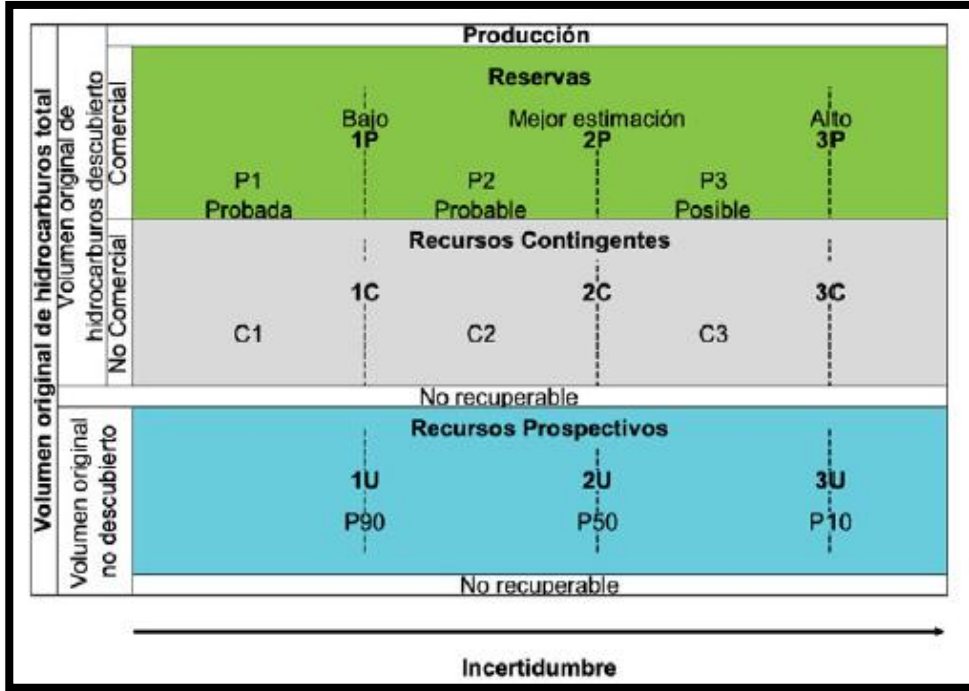


Figura 5.2 Clasificación de los recursos (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

En la figura 5.2 se representa el rango de incertidumbre de los volúmenes potencialmente recuperables de yacimientos o campos a través de un proyecto y la oportunidad comercial la cual es la posibilidad de que el proyecto sea comprometido para desarrollo y obtenga el estatus de producción comercial

La clasificación de las reservas y recursos de México a 1 de enero del 2018 conforme al PRMS son las siguientes:

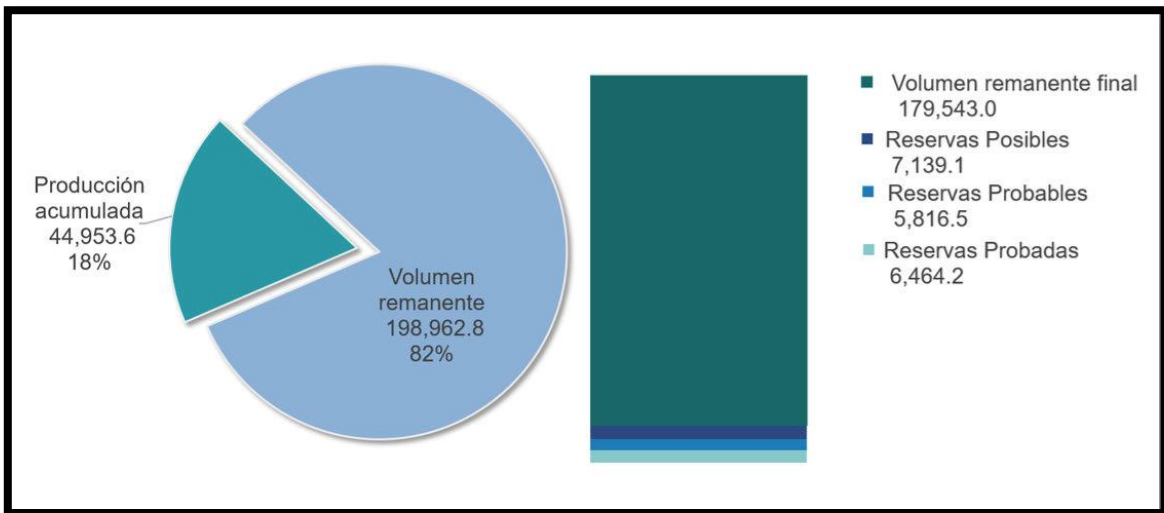


Figura 5.3 Clasificación de Recursos y Reservas en México. Crudo (mmb) (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

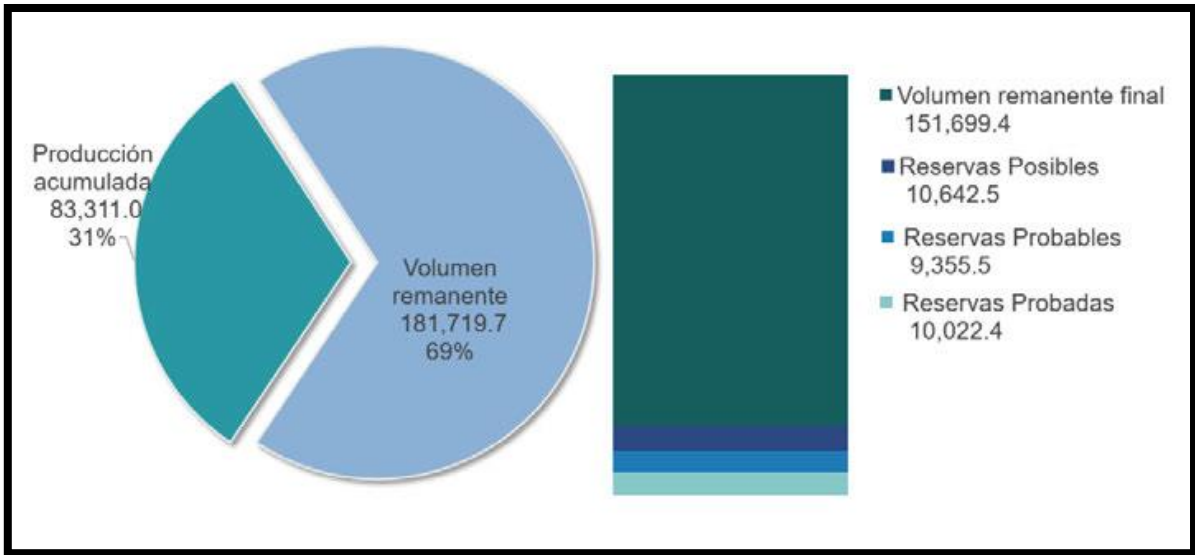


Figura 5.4 Clasificación de Recursos y Reservas en México.
Gas (mmpc) (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

En la tabla 5.1 se observan las reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos del país al 1 de enero del 2018, con respecto al aceite, gas y petrolero crudo equivalente.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmpc	PCE mmb
1P	6,464.2	10,022.4	8,483.7
2P	12,280.7	19,377.9	16,162.0
3P	19,419.8	30,020.4	25,466.8

Tabla 5.1 Reserva de hidrocarburos de México (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

Las reservas de crudo y gas consolidadas se estiman en 6,464.2 millones de barriles (*mmb*) y 10,022.4 miles de millones de pies cúbicos (*mmpc*) respectivamente las cuales se encuentran en la categoría probada o 1P.

Dichas reservas las constituyen 15 campos para gas y aceite respetivamente, un 70% en el aceite y un 47% en el gas

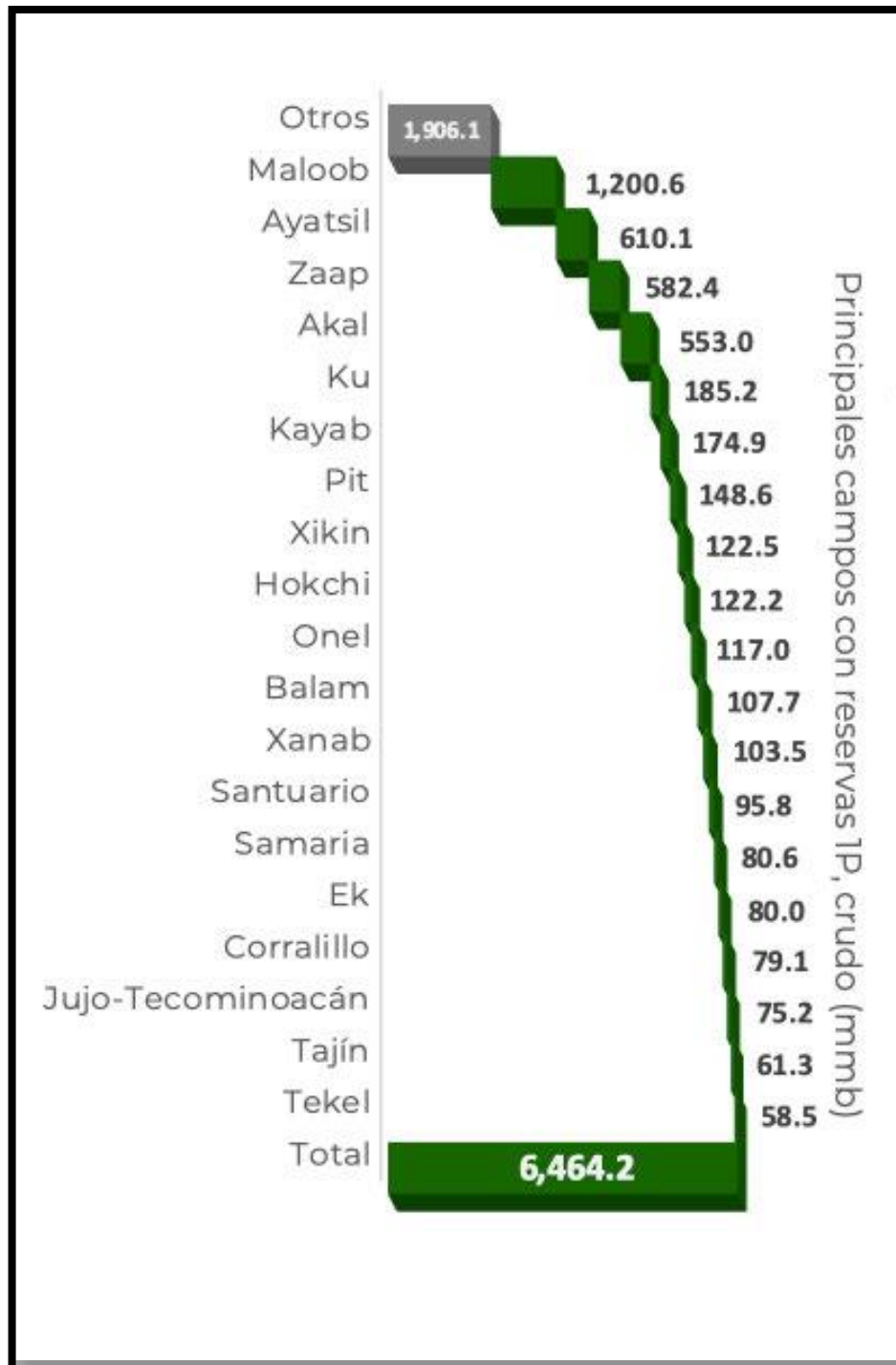


Figura 5.5 Integración de las reservas 1P de aceite (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

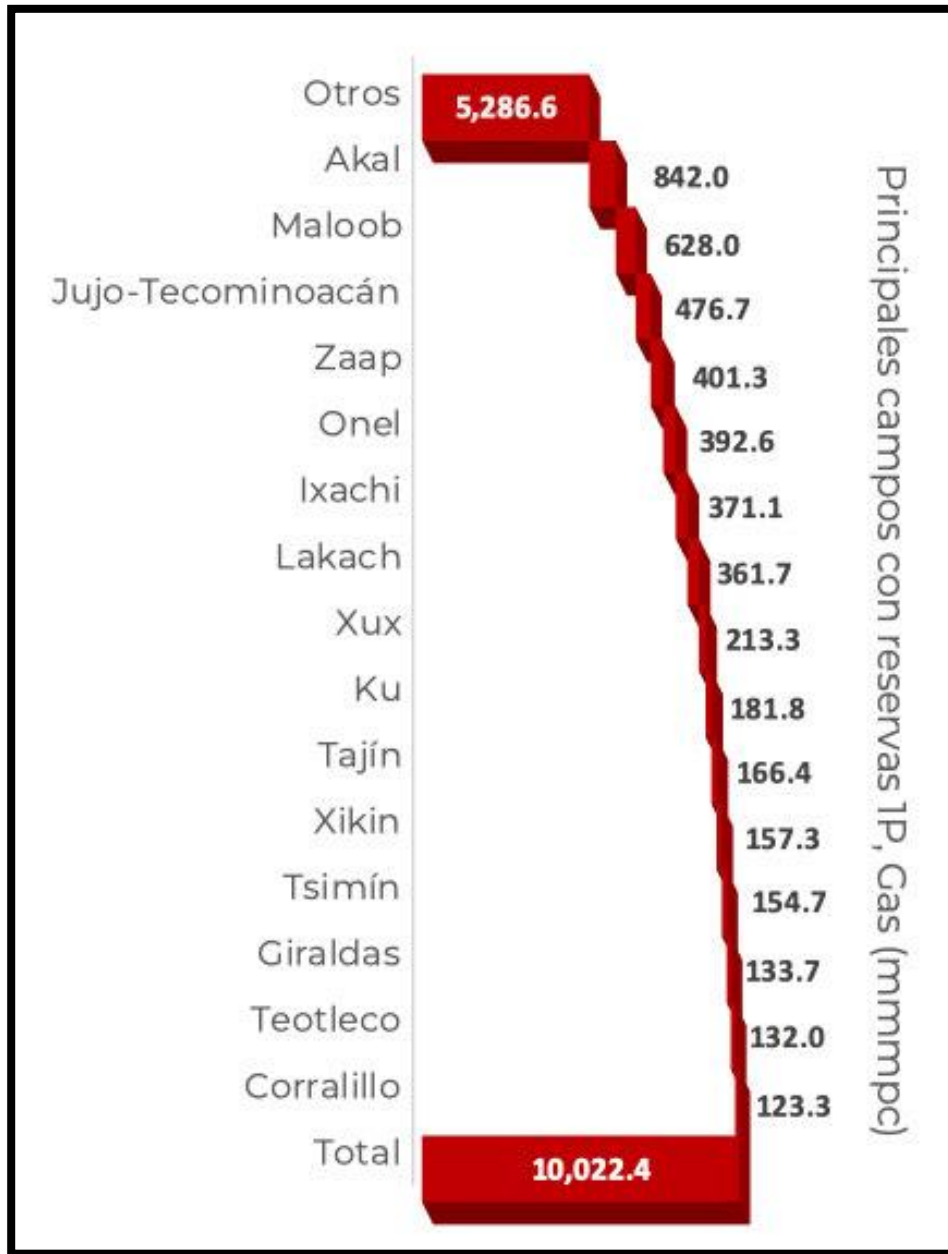


Figura 5.6 Integración de las reservas 1P de gas (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

La reserva de petrolero crudo equivalente (PCE) es la suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido. Al 1 de enero del 2018 se informó que la reserva 3P de petróleo crudo equivalente es de 25,466.8 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*) y la reserva 1P de petrolero crudo equivalente es de 7,678.3 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*)

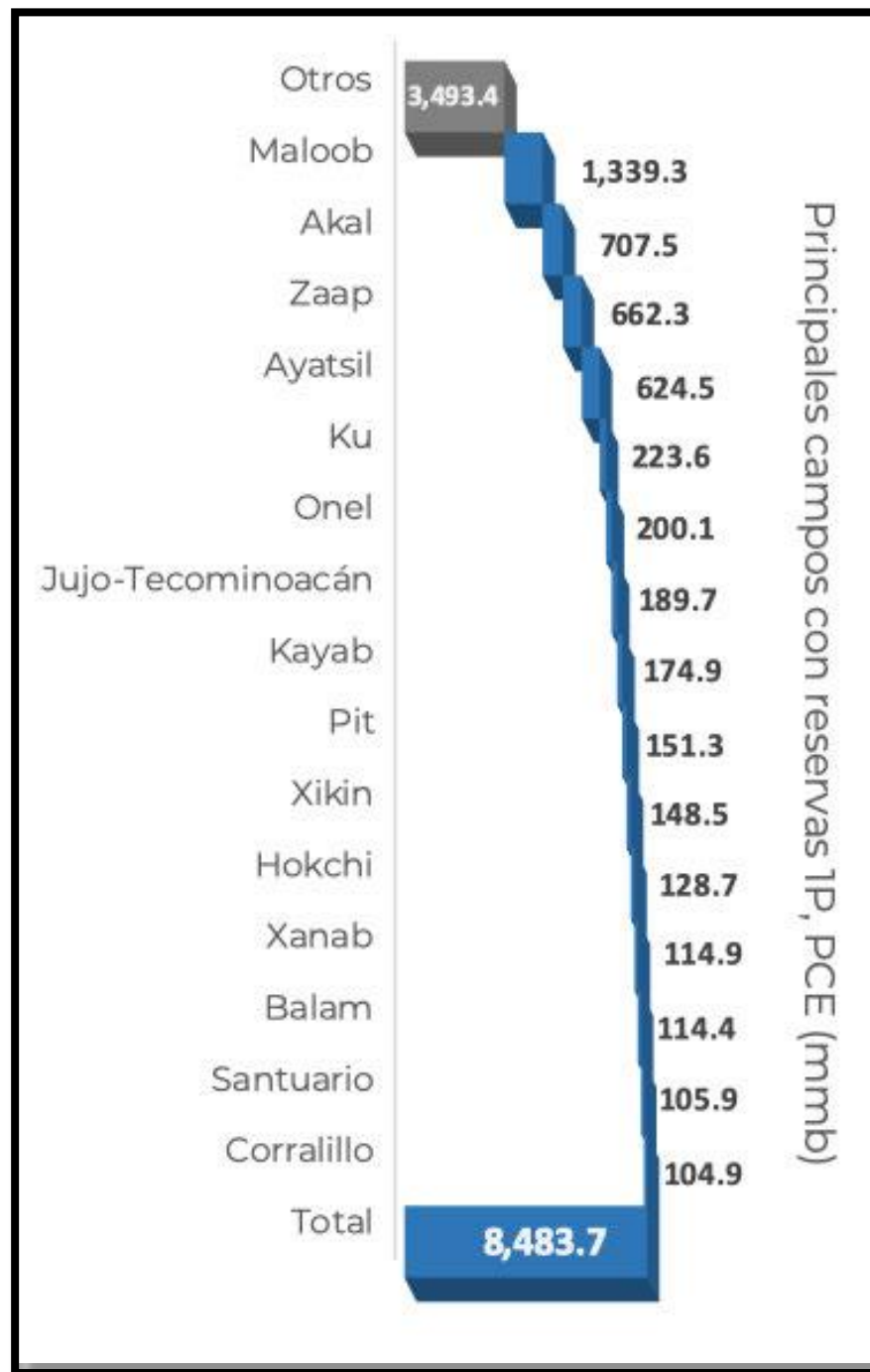


Figura 5.7 Principales campos de reserva 1P de petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

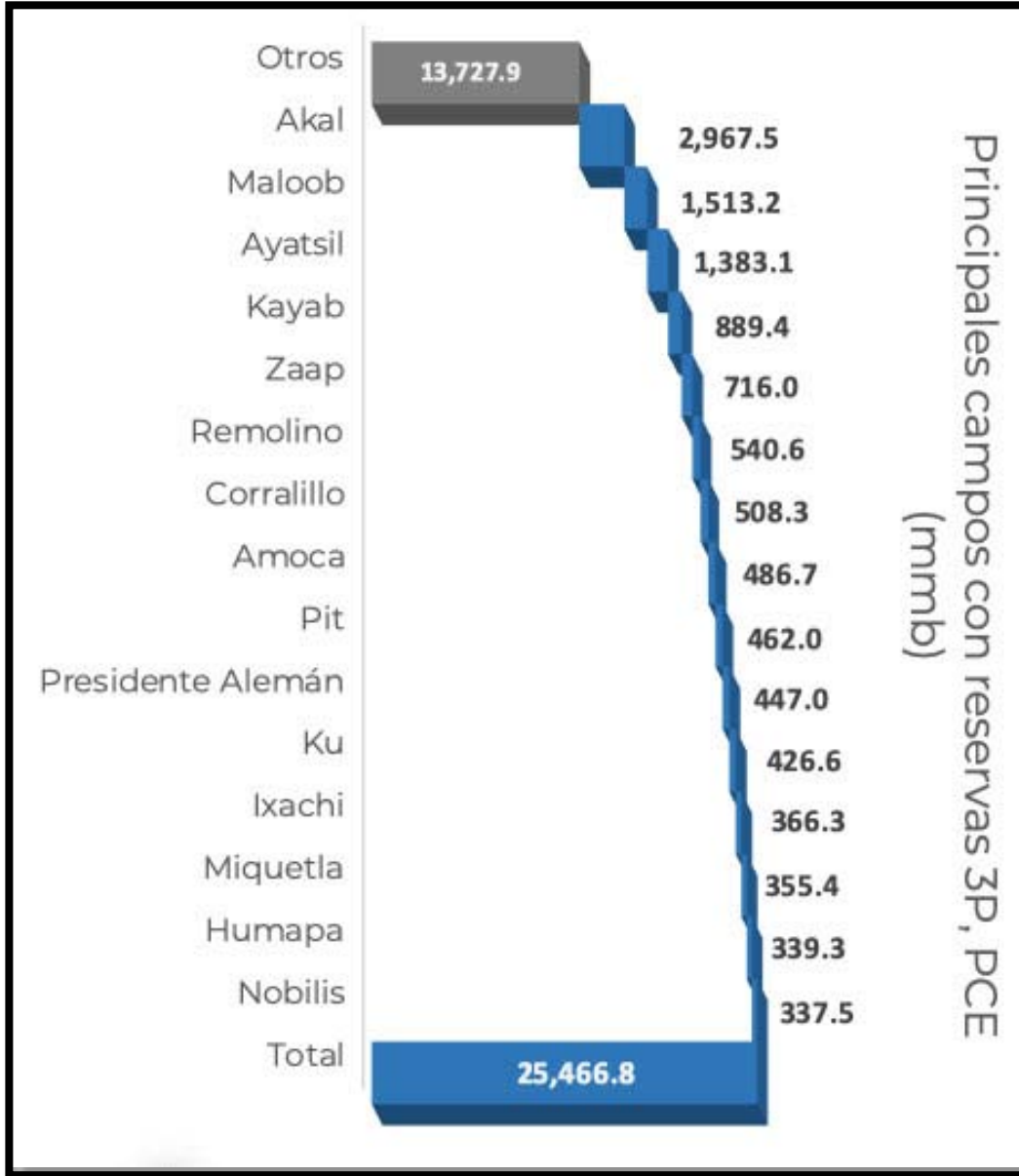


Figura 5.8 Principales campos de reserva 3P de petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

V.2 Cuencas Petroleras del País

Las reservas estimadas del país están distribuidas en las principales cuencas productoras del país, con la adquisición e interpretación de información geológica y geofísica han permitido estimar la magnitud del potencial petrolero de México.

La reserva de Petróleo Crudo Equivalente en la categoría probada asciende a 8,483.7 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*), la mayor parte de esta reserva se encuentra en las cuencas del Sureste cuyo porcentaje es del 84.0% respecto del total, la segunda cuenca es la Tampico-Misantla con una participación del 10.6%, la cuenca de Burgos y Veracruz, ambos concentran alrededor del 4.5%, por su parte, la cuenca del Golfo de México Profundo abarca apenas el 0.7% y por último la cuenca de Sabinas que apenas aporta del 0.1%.

En la categoría de reserva 2P, medido en Petróleo Crudo Equivalente, asciende a 16,162.0 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*), y su distribución porcentual corresponden para las cuencas del Sureste en un 73.6%, la cuenca de Tampico-Misantla un 21.2%, la cuenca de Burgos y Veracruz presentan una concentración cerca del 4.1% individualmente, la cuenca del Golfo de México Profundo son tan solo el 1.0% y, de manera marginal, la cuenca de Sabinas con el 0.1%.

Las reservas 3P ascienden a 25,466.8 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*), en este rubro las cuencas del Sureste concentrando un alto porcentaje de las reservas el cual asciende al 67.6% respecto del total, la cuenca de Tampico-Misantla contribuye con el 25.2%, la cuenca del Golfo de México Profundo se posiciona con el 3.4%, la cuenca de Veracruz con un 2.0%, la cuenca de Burgos contribuye con el 3.4% y de manera muy marginal, la cuenca de Sabinas cerca del 0.05%.



Figura 5.9 Cuencas petroleras del país (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

Las cuencas del Sureste en su conjunto con la cuenca Tampico-Misantla son las que más contribuyen con las reservas de la Nación, juntas alcanzan cerca del 95% para las categorías 1P y 2P, y para la categoría 3P se encuentra alrededor del 93%. Por ello se tiene una gran cantidad de proyectos que se encuentran en ejecución en estas zonas.

V.3 Distribución de reservas por ubicación

La distribución de los campos en México de acuerdo a su ubicación se realiza en dos principales categorías, terrestres y marinos, estos últimos se subdividen en aguas someras y aguas profundas.

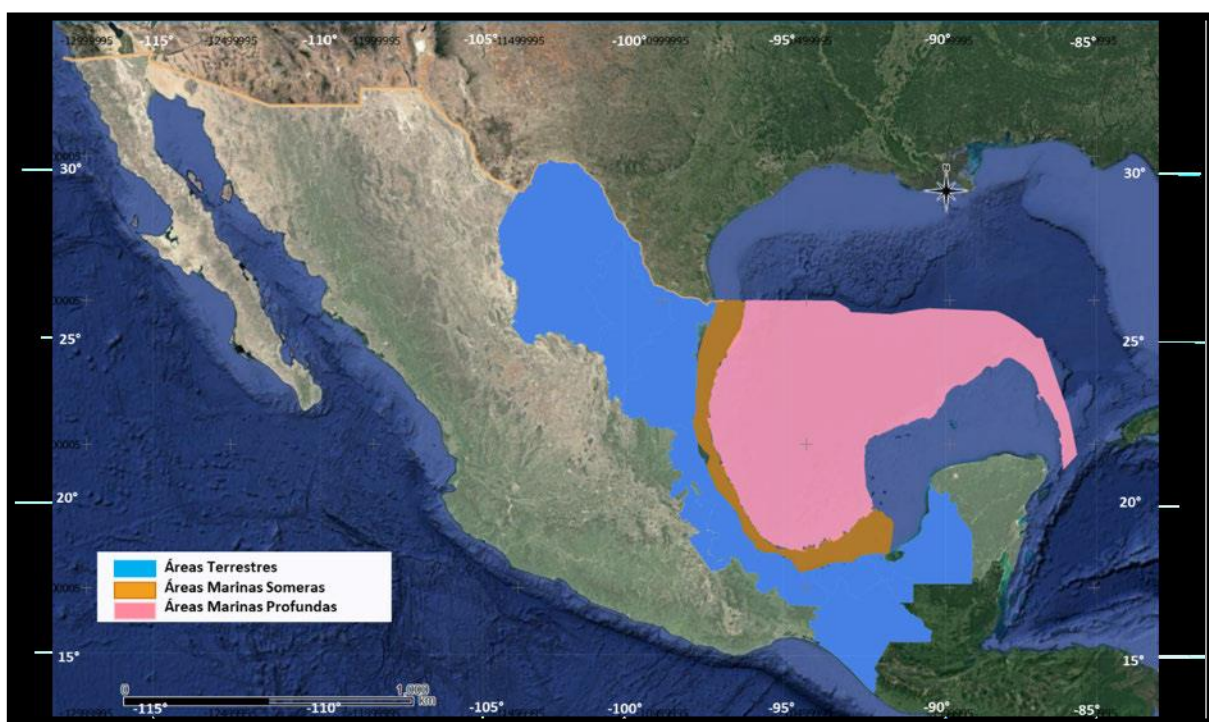


Figura 5.10 Distribución de reservas por ubicación (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

A su vez cada distribución tiene un estimado de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente de acuerdo a la ubicación de los campos.

	Aceite			Gas			PCE		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Aguas Someras	5,053.2	8,995.5	13,340.0	4,545.2	7,461.5	10,399.4	5,952.8	10,442.2	15,338.8
Aguas Profundas	-	-	498.9	361.7	937.8	2,002.4	63.5	164.7	876.8
Terrestres	1,411.0	3,285.2	5,580.9	5,115.5	10,978.6	17,618.6	2,467.4	5,555.0	9,251.2
TOTAL	6,464.2	12,280.7	19,419.8	10,022.4	19,377.9	30,020.4	8,483.7	16,162.0	25,466.8

Tabla 5.2 Reservas de hidrocarburos por ubicación (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

La reserva de aceite en la categoría 3P contribuye principalmente de campos de aguas someras los cuales aportan el 69% del total de estas, seguidas por los campos terrestres cuya aportación asciende al 29 % y con un 2% se encuentra los campos en aguas profundas

Con respecto a las reservas de gas en la categoría 3P, los campos terrestres cuentan con el 59%, un 34% pertenece a campos de aguas someras y el 7 % a campos de aguas profundas

Las reservas 3P de petróleo crudo equivalente de acuerdo con la ubicación de los campos, esa constituida de la siguiente manera, con un equivalente al 60 % en campos de aguas someras, mientras que el 36% pertenece a campos terrestres y el 4% a campos en aguas profundas.

V.3.1 Campos Terrestres

Los principales campos terrestres que aportan en conjunto, 916 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*mmbpce*), el cual es aproximadamente del 36% de las reservas en la categoría 1P son Jujo-Tecominoacan, Santuario Coralillo, Samaria, Ixachi, Tajin, Coapechaca, Agua Fría, Tamaulipas Constituciones y Teotleco.

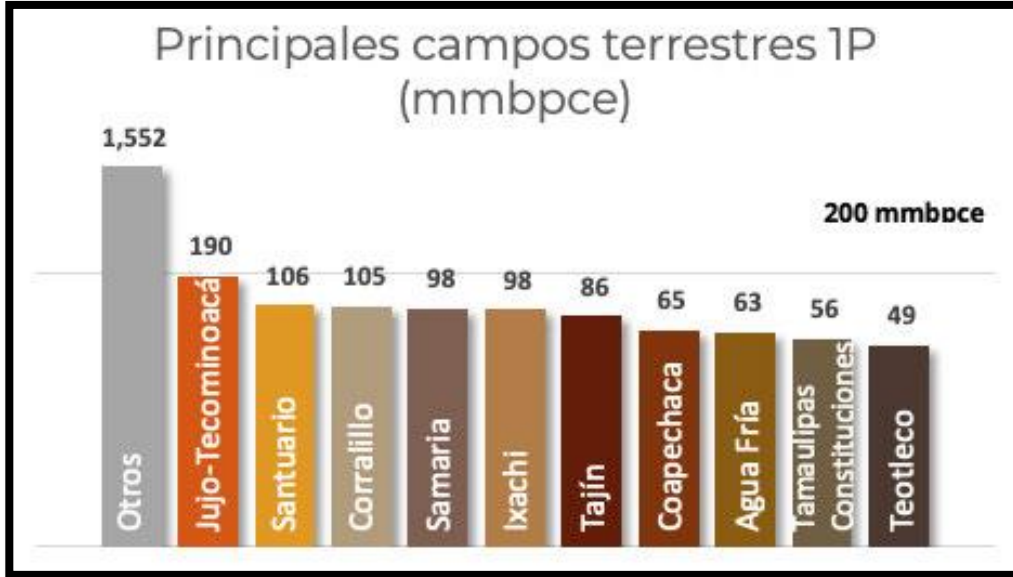


Figura 5.11 Principales campos terrestres reserva 1P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

En la categoría 2P, los diez principales campos son Corralillo, Presidente Aleman, Remolino, Tajin, Miquetla, Ixachi, Jujo-Tecominiaca, Agua Fría y Palo Blanco, mostrados en la Figura 5.10, mismos que aportan el 40% del total de reservas 2P de petróleo crudo equivalente de los campos terrestres, lo cual equivale a 2,245 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*).

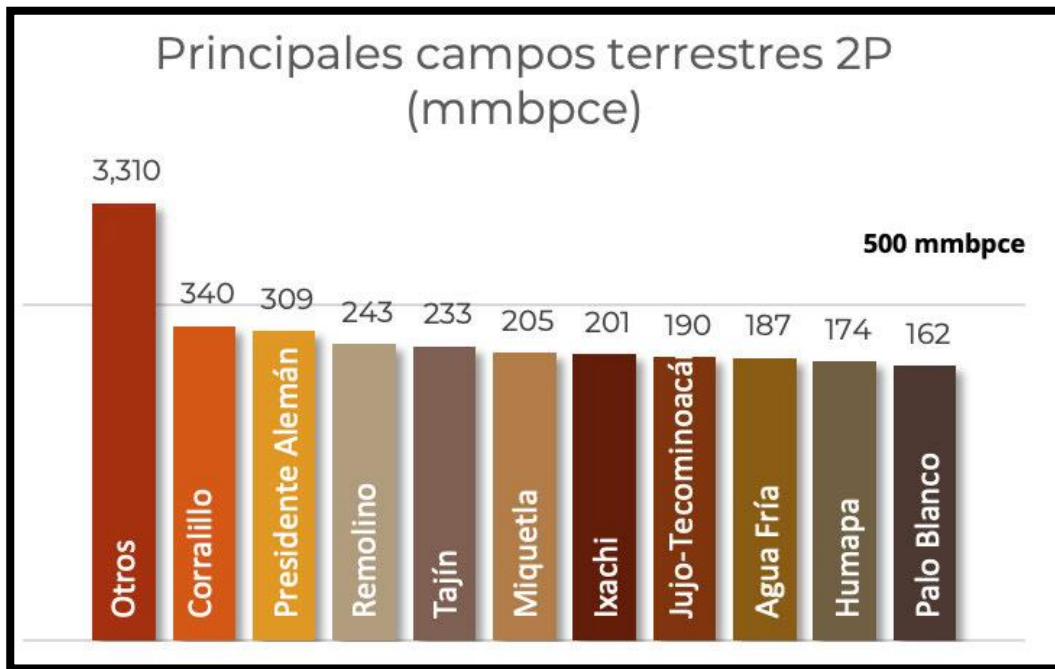


Figura 5.12 Principales campos terrestres reserva 2P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

Finalmente, en la categoría de reservas 3P, los campos terrestres cuentan con 9,251 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*), de este volumen los diez principales campos son: Remolino, Corralillo, Presidente Aleman, Ixachi, Miquetla, Humapa, Coyol, Tajin, Amatitlan y Coyotes, los cuales aportan el 40%, que en su conjunto suman 3,708 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*).

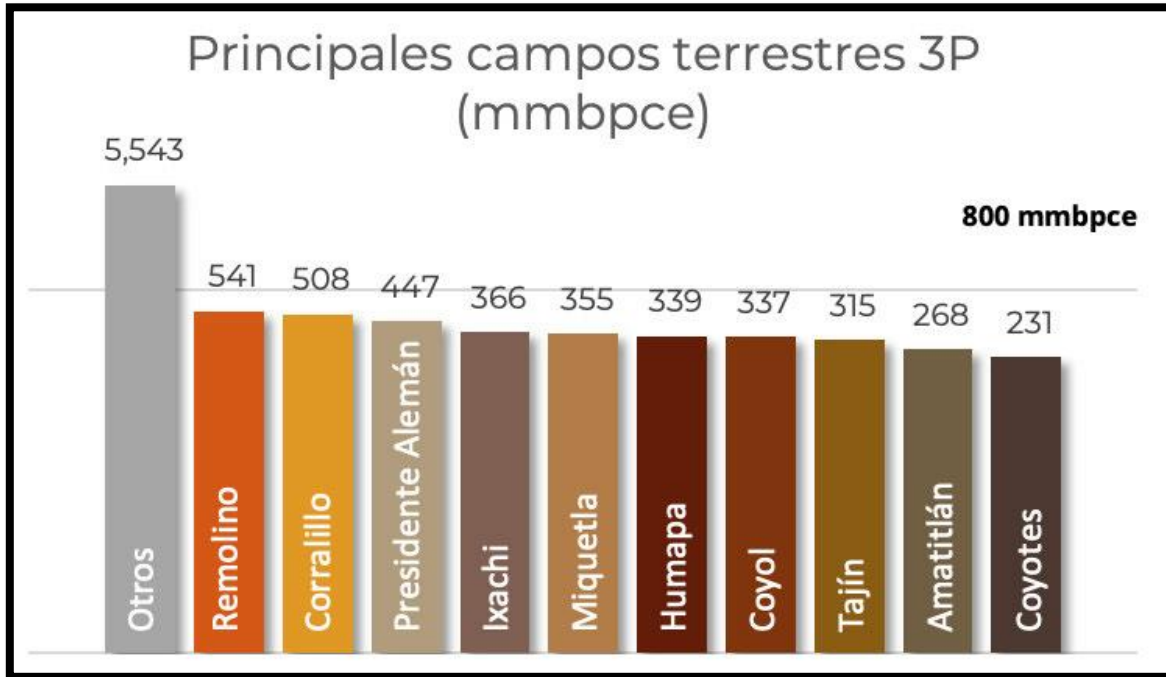


Figura 5.13 Principales campos terrestres reserva 3P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

V.3.2 Campos Marinos

Los principales campos marinos con reservas 1P de petróleo crudo equivalente aportan aproximadamente el 72% de las reservas en esta categoría. El campo Maloob es el que mayor presenta contribución, la cual equivale al 22% de las reservas 1P de petróleo crudo equivalente del total de los campos marinos. Cabe señalar que estos campos pertenecen únicamente a aguas someras, debido a que la mayoría de los campos de aguas profundas únicamente cuentan con reservas posibles.

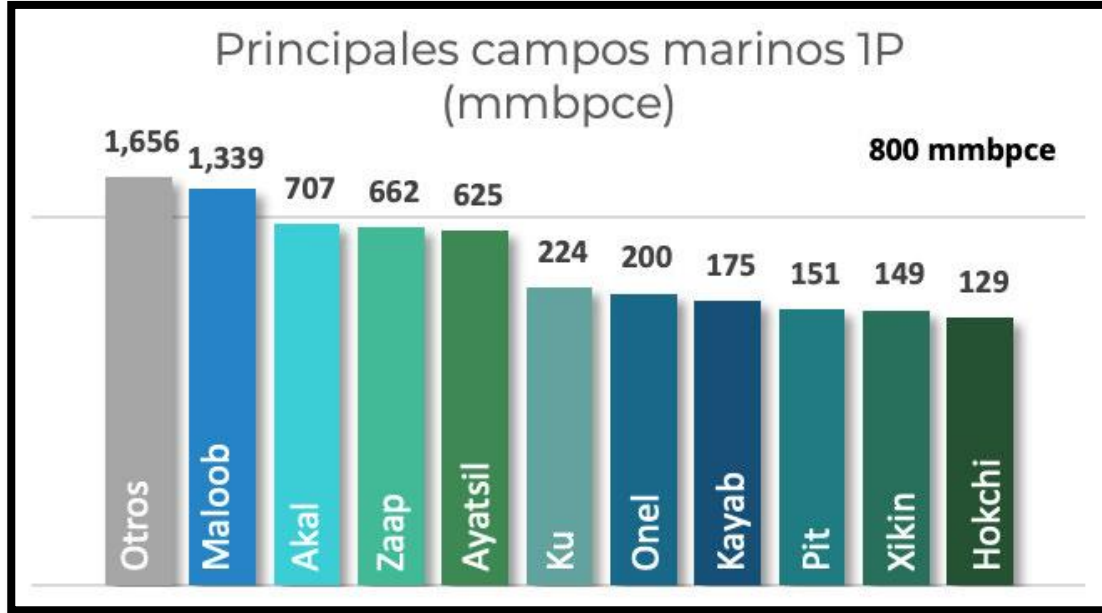


Figura 5.14 Principales campos marinos reserva 1P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

Los principales campos marinos en la categoría 2P suman 6,725 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*mmbpce*) que representa el 63% del total de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente de los campos marinos, los cuales son Akal, Maloob, Ayatsil, Zaap, Ku, Balam, Pit, Xanab, Xikin y Kayab. De igual forma que en la categoría 1P, los principales campos marinos son aquellos con ubicación en aguas someras.

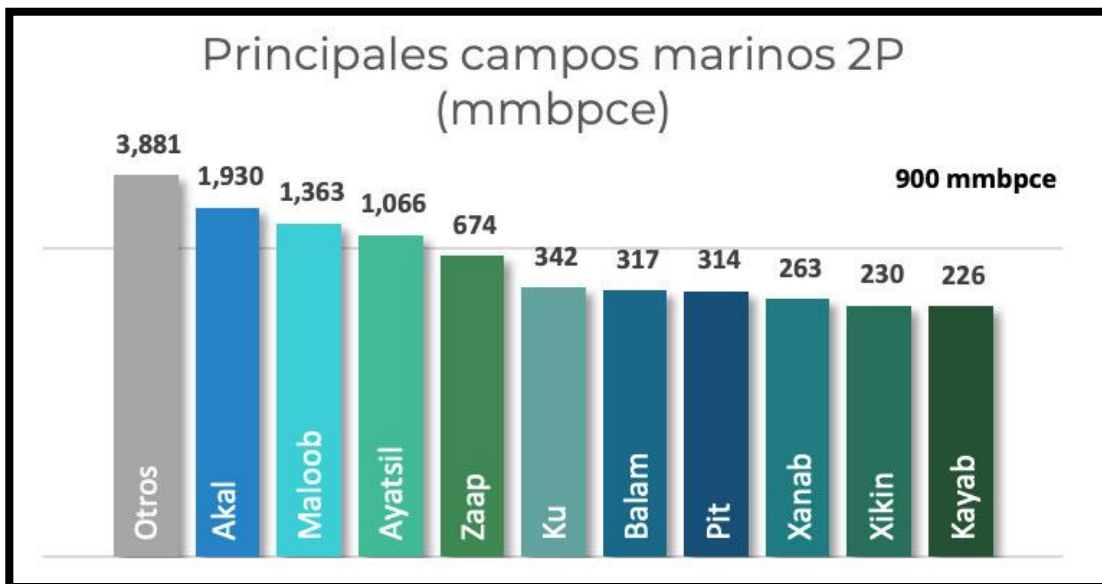


Figura 5.15 Principales campos marinos reserva 2P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

El total de las reservas 3P de petróleo crudo equivalente es igual a 16,216 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*), de este volumen los diez principales campos marinos contribuyen con el 59% aproximadamente, dentro de los diez principales campos marinos en esta categoría se encuentra Nobilis, un campo de aguas profundas el cual aporta 337 millones de barriles de petrolero crudo equivalente (*mmbpce*) equivalente al 2% del total de reservas 3P de los campos marinos.

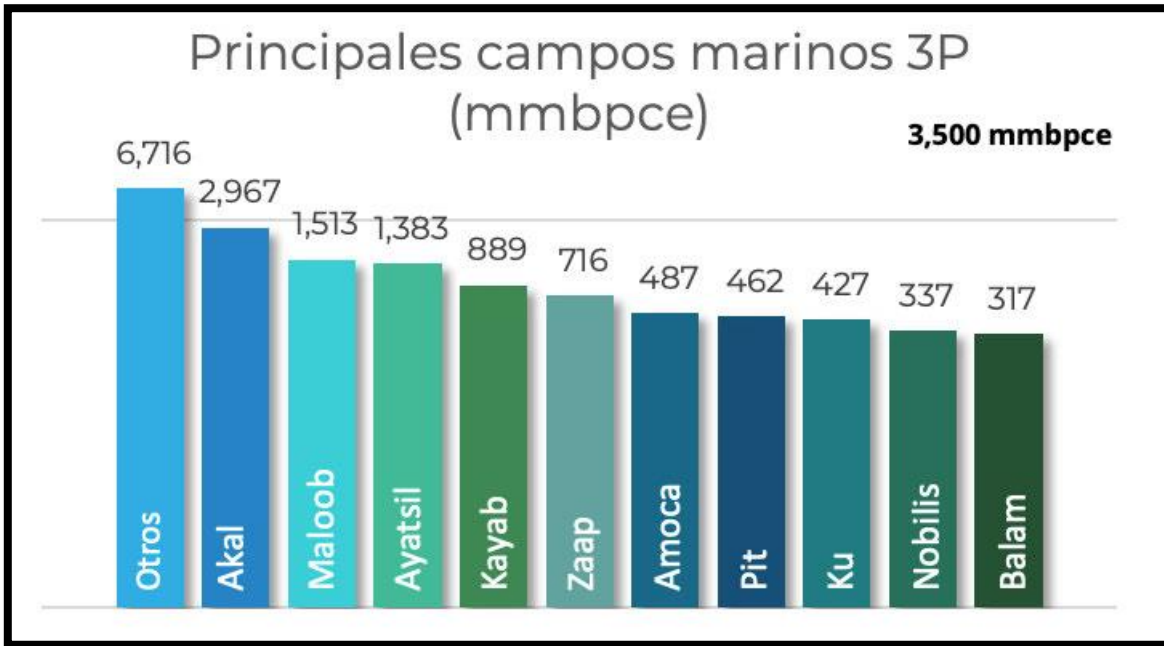


Figura 5.16 Principales campos marinos reserva 3P petróleo crudo equivalente (Reservas de Hidrocarburos en México, CNH, Febrero 2019)

V.4 Reforma Energética

México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en la riqueza energética. Sin embargo, el sector petrolero mexicano enfrenta retos considerables y urgentes por atender, entre los que se encuentran la caída de la producción y la necesidad de mayor inversión a nivel industria.

A pesar de invertir más en exploración y extracción de petróleo y gas natural, la producción de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles diarios (*mmbd*) en 2004, a 2.5 millones de barriles diarios (*mmbd*) en 2013. El petróleo y gas natural del futuro provendrán de los llamados “recursos no convencionales”, que se encuentran en cuencas de lutitas y en aguas profundas. Aunque México cuenta con grandes

Reservas de estos recursos, carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer estos hidrocarburos de forma competitiva.

El principal obstáculo para materializar plenamente el potencial de nuestro país en este tipo de yacimientos era el marco constitucional. Antes de la Reforma, la Constitución obligaba a Pemex a llevar a cabo, por sí solo, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las restricciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

De acuerdo con estimaciones de Pemex, desarrollar el potencial la industria nacional de exploración y extracción requeriría de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año dado el portafolio de inversión que se tiene identificado. Sin embargo, Pemex sólo contaba en su presupuesto anual con alrededor de 27 mil millones de dólares.

La Reforma Energética permitirá la modernización del sector energético de nuestro país, sin privatizar las empresas públicas dedicadas a la producción y al aprovechamiento de los hidrocarburos y de la electricidad. La reforma tiene como objetivos:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Petróleos Mexicanos (Pemex) como Empresas Productivas del Estado, 100% públicas y 100% mexicanas.
- Reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro
- energético, así como transparencia y rendición de cuentas en las distintas actividades de la industria energética.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las futuras generaciones.
- Impulsar el desarrollo, con responsabilidad social y ambiental.

La estructuración de la reforma energética pretende brindar los siguientes beneficios a la nación:

- Bajar las tarifas eléctricas y bajar el precio del gas natural.
- Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas natural superiores a 100%.

- Aumentar la producción de petróleo a 3.5 millones de barriles (*mmb*) de aceite y a 10 mil 400 millones de pies cúbicos de gas (*mmmpc*) para 2025
- Generar aproximadamente 2 puntos porcentuales más para 2025.
- Crear cerca de 2 millones y medio de empleos en 2025.
- Sustituir las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y fomentar la utilización de gas natural en la generación eléctrica.

VI.1 Campo Abkatum

El campo Abkatum se encuentra localizados en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 149 kilómetros (*km*) al noroeste de la terminal de marítima de Dos Bocas, en paraíso Tabasco y a 78 kilómetros (*km*) de la Ciudad del Carmen, Campeche.

Se descubrió en el año 1979 y un año después inicio su explotación, cuenta con un área de 94.72 kilómetros cuadrados (*km²*), su formación productora es de brechas del paleoceno cretácico superior y medio, el tipo de trampa es un anticlinal asociado a un acuífero y la litología es de brechas calcareas y calizas dolomitizadas con abundante presencia de fracturas.

Abkatum es un campo catalogado en aguas someras, presenta un tirante de agua de 30 metros (*m*), debido a la reforma energética, en la actualidad es operado por PEMEX por la asignación/contrato A-0001-M-Campo Abkatum.

El Campo presenta el mecanismo de producción empuje hidráulico y Expansión de gas en solución, la terminación de los pozos es de agujero entubado, en contacto de agua aceite original estaba localizado a 3,810 metros (*m*) y el contacto agua aceite actual se localiza a 3,217 metros (*m*). Se han perforado 128 pozos en el campo de los cuales solo 12 son productores y 4 son pozos inyectoros el resto están cerrados o taponeados.

La producción actual del campo es de 12.639 miles de barriles diarios (*mbd*) de aceite y 16.196 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) de gas, de igual forma el campo produce agua 0.963 miles de barriles diarios (*mbd*). La producción acumulada de aceite asciende a 2,250.671 millones de barriles (*mmb*) y 1,858.223 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas

Reservas	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmbpce)
1P	5.00	5.80	6.20
2P	77.30	116.60	100.90
3P	135.20	209.50	177.50

Tabla 6.1 Reservas del Campo Abkatum (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En la siguiente tabla 6.2 se listan las características del campo Abkatum, estas propiedades facilitan la toma de decisiones para la óptima producción del campo

Tipo de fluido		Aceite ligero y gas asociado
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	28
Viscosidad @ c.y.	cp	0.58
RGA promedio	m^3/m^3	126
Porosidad	%	8.2
Permeabilidad	mD	1020
Saturación inicial de agua	%	12 a 25
Salinidad del acuífero	ppm	90,000
Temperatura del yacimiento	$^{\circ}F$	275
Presión inicial	kg/cm^2	386
Presión de saturación	kg/cm^2	175
Presión actual	kg/cm^2	210.8
Prof. media del yacimiento	m	3610

Tabla 6.2 Características de campo Abkatum (Seminario Sierra IG-UNAM 2017)

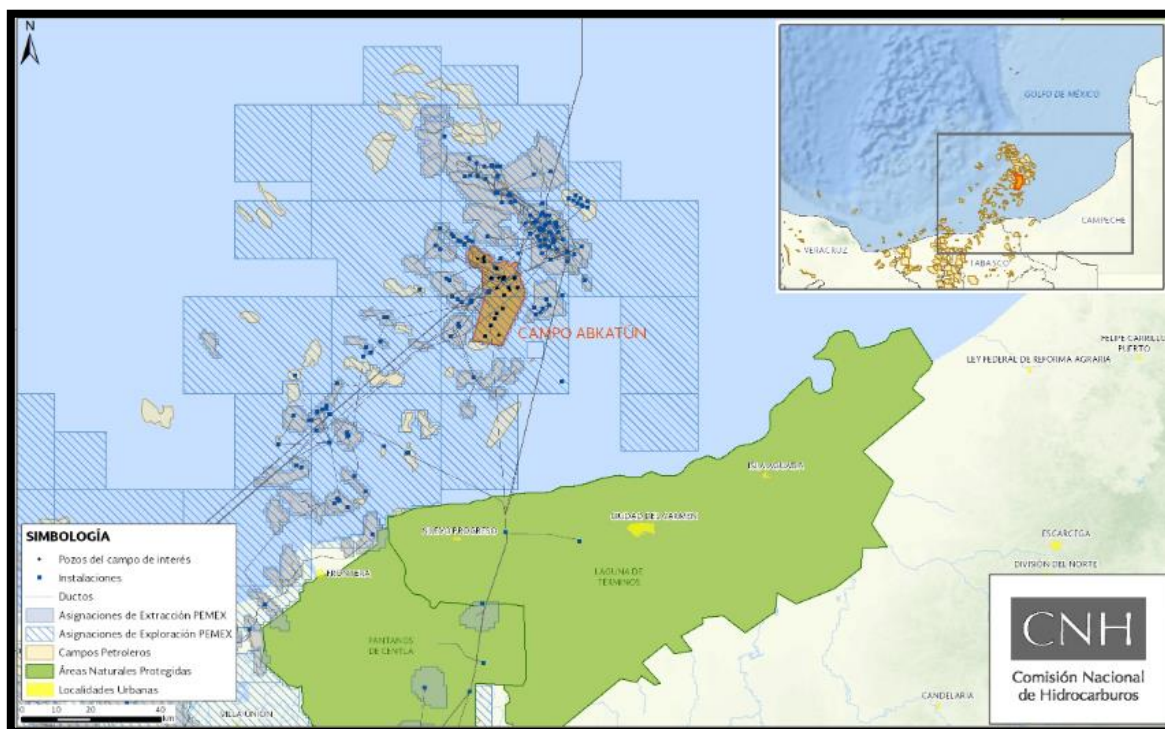


Figura 6.2 Campo Abkatum (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Con base a las características presentes del campo se puede observar que existe solo una fase en el yacimiento, la presión actual del yacimiento es mayor a la presión de saturación, lo que indica que se encuentra solo la fase líquida en el yacimiento. El contacto agua-aceite actual se localiza a 3,217 metros (*m*) y sabiendo que el aceite a producir es un aceite ligero de 28 °API.

Para llevar a cabo el sistema artificial de producción de Bombeo Neumático se considera una profundidad entre 1,000-3,000 metros (*m*) con un máximo de 5,000 metros, los cuales cumple este campo donde el aceite está a 3,217 metros (*m*) en lo más profundo del yacimiento, de igual forma la temperatura del yacimiento es de 275 °F y el rango de aplicación es de 100 a 250 °F. Ambas características son ideales para el implemento del sistema, sabiendo que no existe gas suelto en el yacimiento y que solo existe la fase líquida favorece para la instalación del sistema.

En la actualidad el campo Abkatum cuenta con diseños de Bombeo Neumático, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha sugerido al operador de campo, que en este caso es PEMEX, que implemente una recuperación mejorada por inyección de gas.

VI.2 Campo Poza Rica

El campo Poza Rica pertenece a la cuenca Tampico-Misantla, localizado en los municipios Poza Rica, Coatzintla, Tihuatlan y Papantla, en el estado de Veracruz. Fue descubierto en 1930 y explotado hasta 1932, cuenta con un área de 185.34 kilómetros cuadrados (km^2), el yacimiento es de carbonatos, con una trampa de tipo nariz estructural, asimétrica, con buzamiento hacia el sureste, formación productora de calizas arcillosas y lutitas calcareas de cretácico tamabra y litología de flujos de escombros y granos de carbonatos de caliza tamabra.

Cuando la reforma energética entro en vigor el campo Poza Rica sea le asigno a PEMEX como su operador, en la asignación/contrato A-0280-M-Campo Poza Rica. El campo en la actualidad es productor, en el cual se han perforado 878 pozos de los cuales solo 172 son pozos productores, la terminación de los pozos son con agujero descubierto y con 10 pozos inyectores.

El campo Poza Rica presenta la expansión de gas y expansión roca-fluido como mecanismo de producción en el yacimiento, la existencia de gas ya está presente y de igual forma existe un contacto agua-aceite.

La producción del campo actualmente es de: 8.31 miles de barriles diarios (*mbd*), 7.533 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) y 17.63 miles de barriles diarios (*mbd*), se produce una mayor cantidad de agua, aproximadamente el doble de la producción de aceite. La producción acumulada de aceite y gas son de 803.786 millones de barriles (*mmb*) y 60.654 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) respectivamente para cada uno.

Reserva	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmbpce)
1P	31.60	34.70	32.80
2P	67.50	71.20	70.60
3P	121.10	126.00	126.50

Tabla 6.3 Reservas del Campo Poza Rica (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En la tabla 6.4 se listan las principales características del campo Poza Riza, permitiendo con estas la toma de decisiones durante la producción y futuras implementación de sistemas artificiales de producción y métodos de recuperación secundaria o mejorada.

Densidad del fluido	$^{\circ}API$	31
Viscosidad @ c.y.	cp	0.8
RGA promedio	m^3/m^3	146
Densidad relativa de gas		0.771
Porosidad	%	12
Permeabilidad	mD	25
Saturación inicial de agua	%	15
Salinidad del acuífero	ppm	60,000
Temp. del yacimiento	$^{\circ}F$	194
Presión inicial	kg/cm^2	245
Presión de saturación	kg/cm^2	245
Presión actual	kg/cm^2	220
Prof. media del yacimiento	m	2,200
Contacto Agua-Aceite original	m	2,270

Tabla 6.4 Características de campo Poza Rica (Seminario Sierra IG-UNAM 2017)

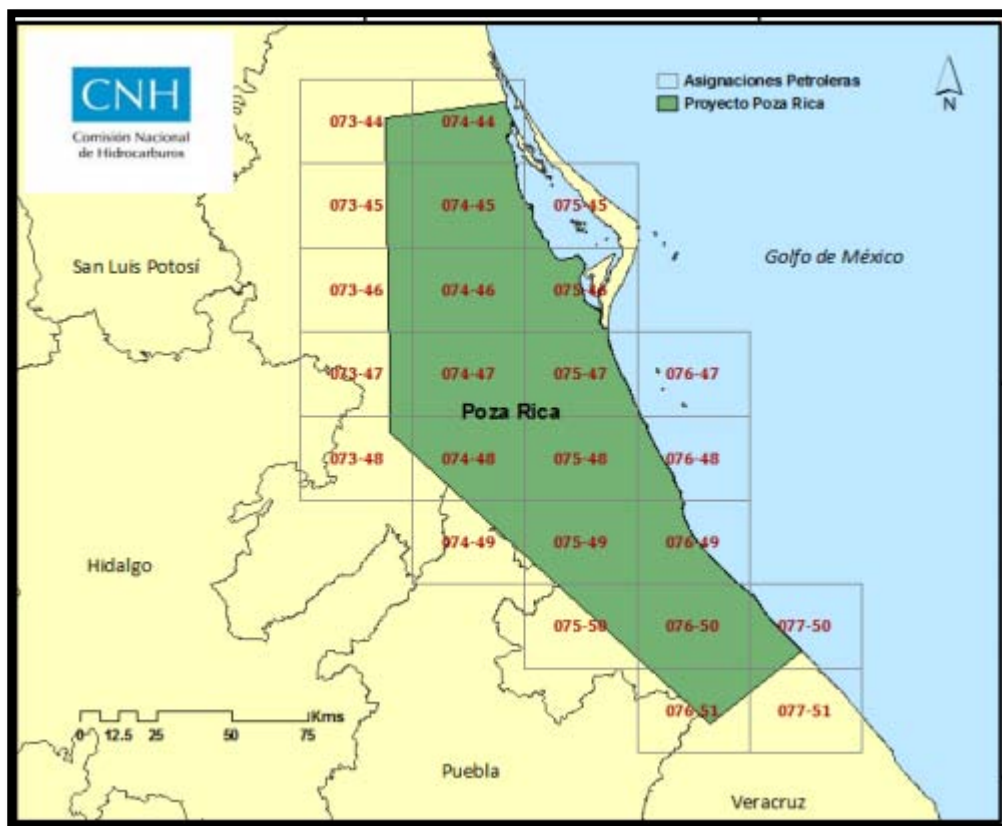


Figura 6.3 Plano estructural del campo Poza Rica (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En campo Poza Rica cuenta con tres sistemas artificiales de producción: bombeo hidráulico, bombeo mecánico y bombeo neumático, de igual forma presenta el método de recuperación secundaria de inyección de agua implementada por su operador (PEMEX).

De las características del campo Poza Rica de la tabla 6.4 se observa que la presión actual del yacimiento está por debajo de la presión de saturación, lo cual nos dice que ya existe la presencia de gas en el yacimiento, por otro lado, el contacto agua-aceite está apenas por debajo de la profundidad media del yacimiento. Actualmente ya se produce aceite, gas y agua.

El tipo de aceite que se presenta en este campo es de 31 °API el cual pertenece a un crudo ligero, el campo presenta una profundidad media de 2,200 metros (*m*), una temperatura de 194 °F en el yacimiento.

Para el bombeo mecánico se es necesario tener una profundidad de 30 a 3,350 metros (*m*), una temperatura de 100° a 350 °F y una densidad de 6 a 35°API, dicho campo cumple con estos requisitos para poder implementar este sistema.

En el caso de bombeo neumático se requiere una profundidad de 1,000 a 3,000 metros (*m*) el campo presenta una profundidad de 2,200 metros (*m*), la cual está dentro del rango y la temperatura deseada es de 100 a 250 °F siendo 194°F la del campo, por estos aspectos y siendo un campo que produce gas, se implementa el bombeo neumático, en donde se puede utilizar el mismo gas para inyectarlo al sistema.

VI.3 Campo Samaria

El campo Samaria pertenece al complejo Antonio J. Bermúdez, el cual está formado por los campos: Cunduacan, Oxlacaque, Samaria, Iride y Platanal. Los campos más desatacados son Samalia, Iride y Cunduacan.

Ubicado en las Cuencas del Suroeste, localizado a 20 kilómetros (*km*) al noroeste de Villahermosa, Tabasco, descubierto en el año de 1964, actualmente produciendo bajo la asignación/contrato A-0296-M-Campo Samaria por el operador PEMEX.

El campo cuenta con un área de 108.10 kilómetros cuadrados (*km²*) y un espesor promedio bruto de 800 metros (*m*), la formación productora es del paleoceno inferior, cretácico superior, medio, inferior, jurásico superior tithoniano y jurásico kemmeridgiano, el tipo de trampa es un anticlinal con orientación NO a SE, afectado en sus flancos por fallas de tipo extensional y su litología es de calizas y dolimitas fracturadas.

Los mecanismos de producción del campo Samaria son: expansión roca-fluido y compactación, expansión de gas, drene gravitacional. No se encuentran definidos los contactos agua-aceite y contacto gas-aceite, pero se sabe que en el yacimiento existen los tres fluidos y la columna operativa de aceite es de 240 metros (*m*). Se han perforado 535 pozos de los cuales solo 178 son productores, 25 pozos son inyectores y el resto se encuentran cerrados o taponeados. La terminación de los pozos es de agujero entubado.

La producción actual del campo Samaria está repartida de la siguiente manera: 21.812 miles de barriles diarios (*mbd*) de aceite, 15.768 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) de gas y 25.744 miles de barriles diarios (*mbd*) de agua. La producción acumulada asciende a 1,692.97 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 2,108.20 miles de millones de pies cúbicos (*mmpc*)

Reservas	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	PCE (mmbpce)
1P	80.60	70.80	98.50
2P	99.60	75.50	118.70
3P	116.20	77.90	135.90

Tabla 6.5 Reservas del Campo Samaria (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

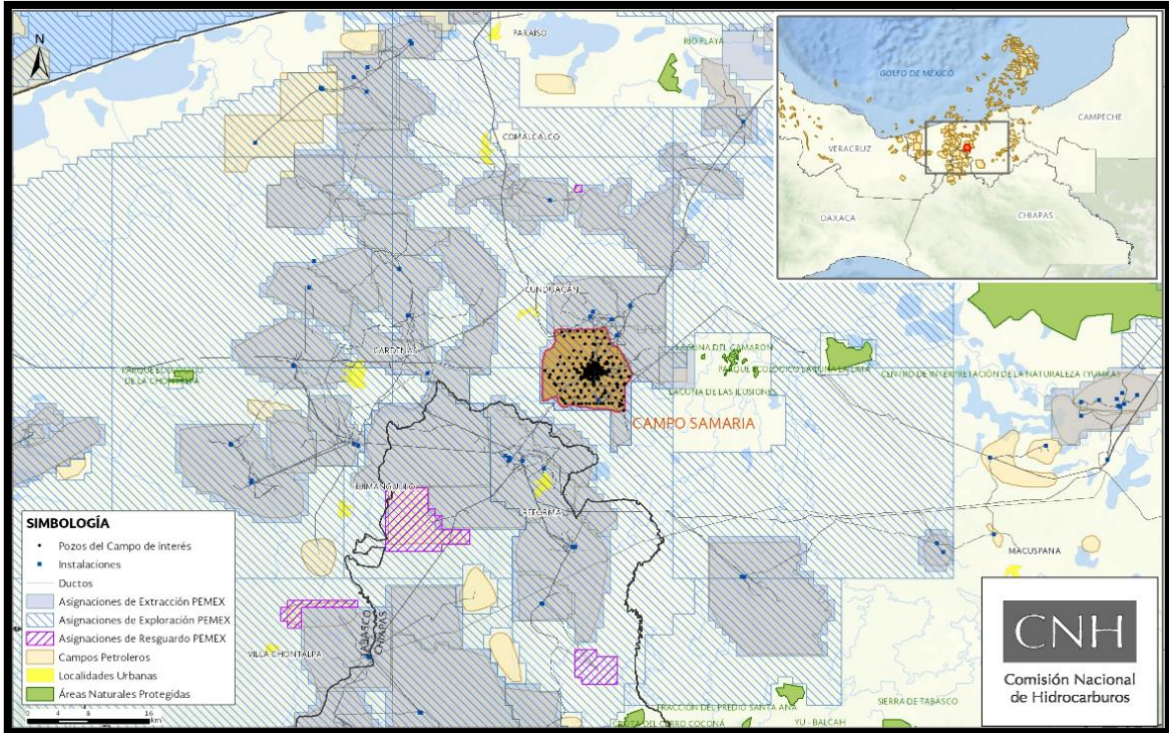


Figura 6.4 Campo Samaria (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Tipo de fluido		Aceite ligero
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	28 a 31
Viscosidad @ c.y.	cp	0.32
RGA promedio	m^3/m^3	230
Densidad relativa del gas		0.78
Porosidad	%	4
Permeabilidad	mD	100
Saturación inicial de agua	%	19
Salinidad del acuífero	ppm	150,000
Temp. del yacimiento	$^{\circ}F$	262.4
Presión inicial	kg/cm^2	533
Presión de saturación	kg/cm^2	319
Presión actual	kg/cm^2	160
Prof. media del yacimiento	m	4,035

Tabla 6.6 Características del campo Samaria (Seminario Sierra IG-UNAM 2017)

El campo Samaria cuenta con la implementación de sistemas artificiales como: bombeo de cavidades progresivas, bombeo electro-centrifugo, bombeo mecánico y bombeo neumático, de igual forma presenta la recuperación mejorada de inyección de gas.

En la tabla 6.6 se listan las características del campo Samaria, las acules ayudan en la toma de decisiones durante la explotación del campo. Se observa que el aceite a producir es un presenta un aceite ligero de unos $28-30^{\circ}API$, la presión actual del campo es menor a la presión de saturación, por lo cual se cabe que en el yacimiento se encuentran dos fases, de las cuales la fase liquida está constituida por aceite y agua, la profundidad media del yacimiento es de 4,035 metros (m) recordando que 240 metros (m) pertenecen a la columna operativa de aceite, y la temperatura del yacimiento es de $262.4^{\circ}F$.

Para un bombeo neumático necesitamos una densidad API de 6° a 35° , una temperatura de 100° a $350^{\circ} F$ y que la profundidad sea de 30.5 a 3,352 metros (m), teniendo una tolerancia máxima de $550^{\circ} F$ y 4,876 metros (m) para la temperatura y profundidad respectivamente. Dado que las características de campo cumplen los requisitos se utiliza este sistema.

El sistema artificial por bombeo electro-centrifugo permite manejar altos gastos de producción, opera a profundadas superiores de 4,572 metros (m) y con un separador de gas pueden manejar cierta cantidad de gas libre. De esta forma es utilizado en el campo.

Un bombeo de cavidades progresivas permite un desplazamiento máximo de 4,000barriles por día (bpd), con una profundidad máxima de 1,981 metros (m) y a una temperatura no mayor a $338^{\circ} F$, la profundidad a la cual se encuentra el aceite en el yacimiento es de 4,000 metros (m), lo cual dificulta su eficiencia, este sistema esta implementado en el campo, sin embargo, no es el más eficiente para este.

La profundidad media del yacimiento es de 4,035 metros (m) y la temperatura presente en el yacimiento es de $262.4^{\circ}F$, para efectuar un bombeo neumático se necesita que la profundad máxima no rebase los 5,000 metros (m) y la temperatura máxima sea de $400^{\circ}F$. La misma producción de gas del campo facilita la inyección de gas para el sistema artificial. El bombeo neumático es empleado en el campo Samaria.

VI.4 Campo Pol

El campo Pol pertenece a aguas someras, cuenta con un tirante de agua de 34 metros (*m*) y se encuentra localizado en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 129 kilómetros (*km*) al noroeste de la terminal marina de Dos Bocas, en paraíso Tabasco y a 79 kilómetros (*km*) al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

Fue descubierto en 1980 y explotado en 1981, la formación productora es de brecha del paleoceno, cretácico superior y medio, con una trampa de tipo anticlinal alargado con orientación NO-SE, cuya área del campo es de 57.53 kilómetros cuadrados (*km²*) y el espesor promedio bruto es de 165 metros (*m*) y litología de calizas dolomitizadas fracturadas.

Actualmente el campo es productor, siendo operado por PEMEX bajo la asignación/contrato A-0278-M-Campo Pol. Teniendo tan solo 34 pozos perforados, de los cuales 2 pozos son productores, 5 pozos inyectores y el resto se encuentran cerrados o taponeados, cuya terminación de los pozos es de agujero entubado.

El mecanismo de producción presente en el yacimiento es de empuje hidráulico, actualmente el contacto agua-aceite se localiza a 3,710 metros (*m*), teniendo una columna operativa de aceite de 127.71 metros (*m*), lo cual en la actualidad permite una producción de 1.705 miles de barriles diarios (*mbd*) de aceite, 2.441 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) de gas y alrededor de mil barriles (*mbd*) de agua. La producción de aceite es baja en comparación a otros campos petroleros, sin embargo, este campo no presenta ningún sistema artificial de producción o algún método de recuperación secundaria o mejorada.

La producción acumulada del campo Pol asciende a 954.727 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 908.202 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas. Teniendo en reserva 2.60 millones de barriles (*mmb*) de aceite, 3.60 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas y 3.3 millones de barriles (*mmb*) de petróleo crudo equivalente.

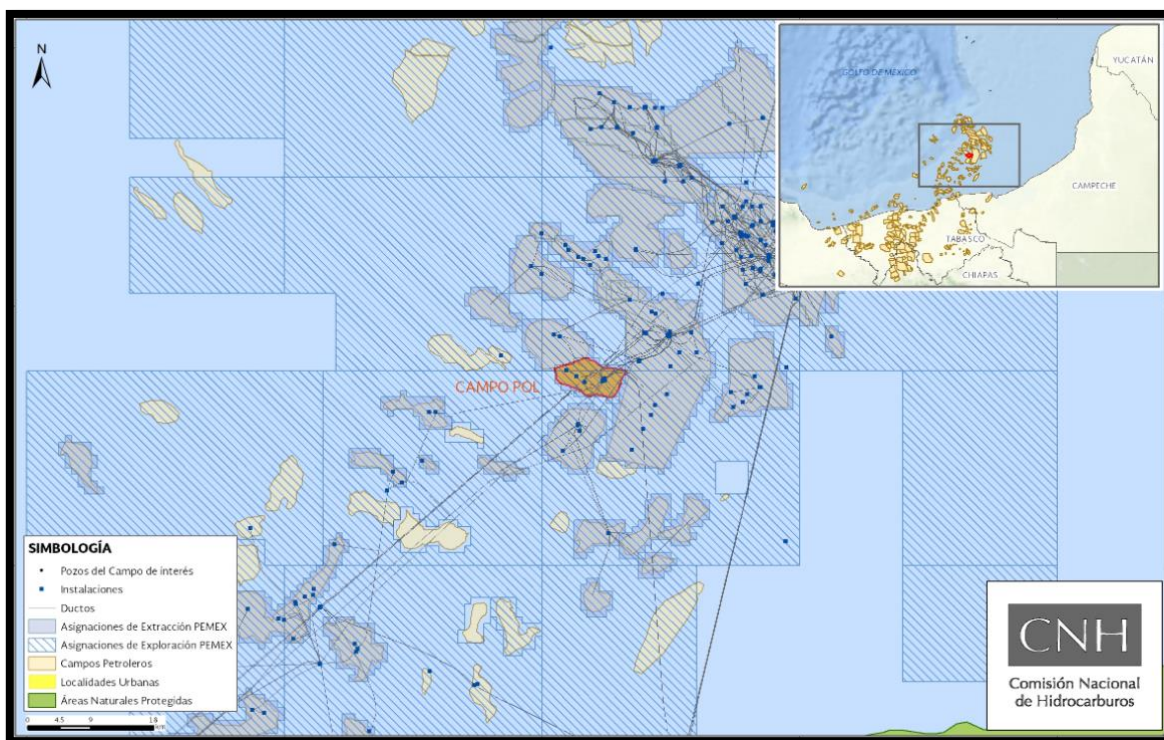


Figura 6.5 Campo Pol (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Tipo de fluido		Aceite ligero y gas asociado
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	31
Viscosidad @ c.y.	Cp	0.3
RGA promedio	m^3/m^3	141
Porosidad	%	9.9
Permeabilidad	mD	800
Saturación inicial de agua	%	14
Salinidad del acuífero	Ppm	70,000
Temp. del yacimiento	$^{\circ}F$	284
Presión inicial	kg/cm^2	405
Presión de saturación	kg/cm^2	245.1
Presión actual	kg/cm^2	235.7
Prof. media del yacimiento	m	3690
Contacto agua-aceite original	m	3960
Contacto agua-aceite actual	m	3710

Tabla 6.7 Características de campo Pol (Seminario Sierra IG-UNAM 2017)

En tabla 6.7 se presentan las características del campo, dentro las cuales podemos destacar que el aceite de interés tiene una densidad de 31 °API siendo un crudo ligero, el campo presenta un acuífero el cual proporciona el empuje hidráulico, la presión en el yacimiento actual es de 235.7 (kg/cm^2) la cual está por debajo de la presión de saturación 245.1 (kg/cm^2), esto nos indica que en el yacimiento ya inicia a existir la formación gas libre. El yacimiento contiene agua, aceite y gas actualmente.

El contacto agua-aceite actual se localiza a 3,710 metros (m), recordando que la columna operativa del aceite es de 127.71 metros (m), esto nos indica que la zona productora está ubicada en un intervalo de profundidad, el cual va de 3,710 a 3,582.29 metros (m), en este intervalo se localiza el aceite.

El campo Pol no presenta ningún sistema artificial de producción, si se le pudiera implementar un sistema artificial de producción se tendría una mejor producción en el campo. Para implementar el bombeo neumático se necesitan cumplir ciertos requisitos, entre los cuales la profundidad y temperatura.

La profundidad de interés se localiza en un rango de 3,710 a 3,582.29 metros (m) para el bombeo neumático se necesita que la profundidad máxima no sea mayor a 5,000 metros (m) para el bombeo continuo y para un bombeo intermitente que no rebase los 3,000 metros (m), y a su vez que la temperatura máxima sea menor a los 400 °F, en campo tiene una temperatura en el yacimiento de de 284 °F, dicha temperatura está por debajo de este rango.

Las características presentes en el campo como: la profundidad de interés y la temperatura en el yacimiento, la baja RGA y tipo de aceite todo esto permitirían la instalación de un bombeo neumático continuo, ya que se cumplen los requisitos para este

VI.5 Campo Onel

El campo Onel se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 132 kilómetros (*km*) al noroeste de la terminal marítima de Dos Bocas, en Paraíso Tabasco y a 79 kilómetros (*km*) al noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche.

Fue descubierto en el año 2004, la roca almacén con hidrocarburos es de brechas calcareas dolomitizadas del cretácico superior-terciario inferior. Siendo un campo de aguas someras con 74 metros (*m*) de tirante de gua, cuenta con un área de 70 kilómetros cuadrados (*km²*), actualmente productor y operado por PEMEX mediante la asignación/contrato A-0245-M-Campo Onel.

El campo inicio a producir en el año 2013, tiene apenas 8 pozos perforados de los cuales 7 son productores y 1 está cerrado, estos son tienen la terminación de tipo agujero descubierto y agujero entubado

El campo Onel solo presenta fluidos líquidos en el yacimiento, el contacto agua-aceite original se localiza a 4,430 metros (*m*) de profundidad y el contacto de agua-aceite actual está ubicado a una profundidad de 4,362 metros (*m*). Aun no existe la presencia de gas libre en el yacimiento.

Los mecanismos de producción que presenta el campo son de expansión roca-fluido y expansión de gas en solución, esto ha permitido una producción acumulada de 75.04 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 105.697 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas, hoy en día su producción es de 65.237 miles de barriles diarios (*mbspd*) de aceite, 85.801 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) de gas y menos de mil barriles (*mbspd*) de agua.

Reservas	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmbpce)
1P	117.00	392.60	200.10
2P	125.90	411.00	212.90
3P	125.90	411.00	212.90

Tabla 6.8 Reservas del campo Onel (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En la tabla 8.6 se presentan las características del campo Onel, para facilitar la toma de decisiones durante la producción del campo y en la figura 6.5 se muestra la localización geográfica del campo.

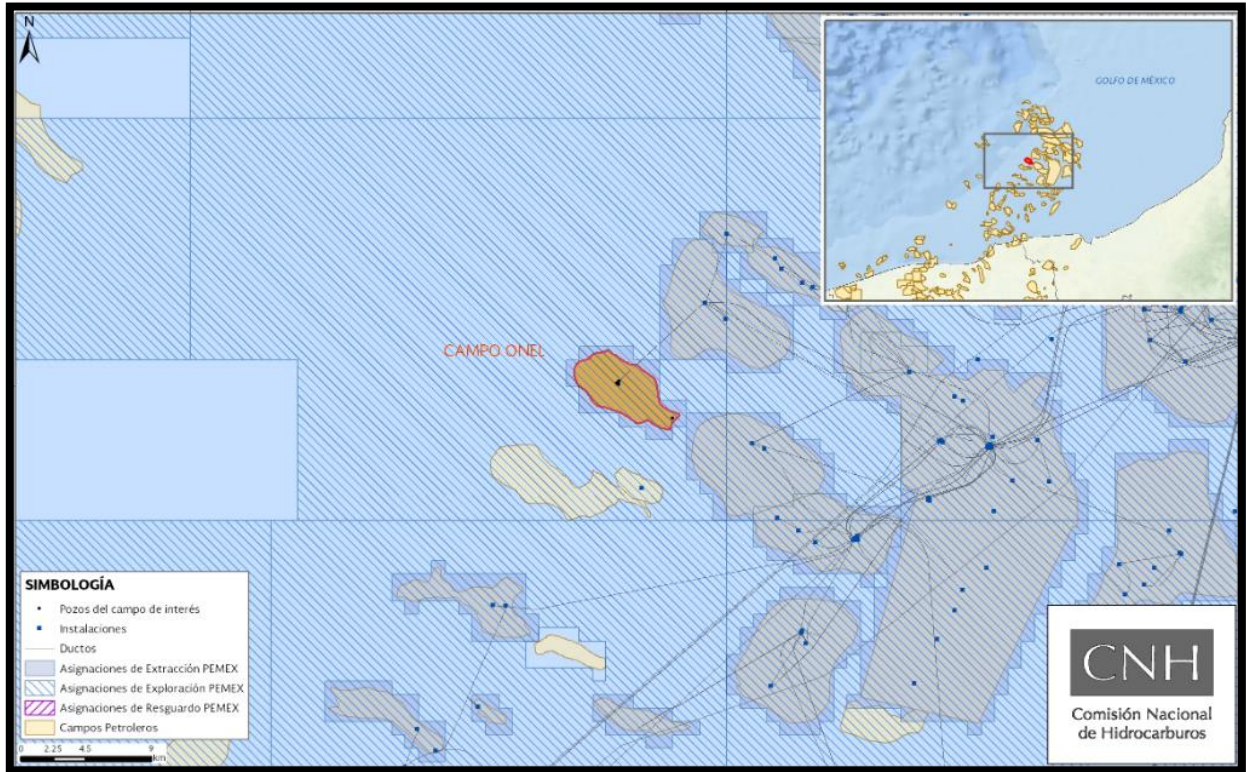


Figura 6.6 Campo Onel (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Tipo de fluido		aceite ligero
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	34
RGA promedio	m^3/m^3	292
Porosidad	%	5
Columna operática de aceite	m	58
Factor de recuperación	%	25
Temp. del yacimiento	$^{\circ}F$	309
Presión inicial	kg/cm^2	582
Presión de saturación	kg/cm^2	332.4
Contacto Agua-Aceite original	m	4430
Contacto Agua-Aceite actual	m	4362

Tabla 6.9 Características de campo Onel (Comisión Nacional de Hidrocarburos y análisis PVT de Onel-1 Pemex-Halliburton)

El campo Onel es un campo joven con apenas seis años de explotación, contado con más de 60 mil barriles de aceite producidos al día y sus reservas lo convierten en un campo prometedor para la industria de nuestro país. La producción de agua en comparación de a la productividad de aceite, es mínima, lo cual favorece en el objetivo producir solo aceite y que el agua permanezca en

El campo presentan un aceite ligero con una densidad de 34 °API, solo existe la fase líquida en el yacimiento, el contacto agua-aceite se localiza a 4,362 metros (*m*) de profundidad, teniendo 58 metros (*m*) de columna operativa del aceite, la presión inicial del yacimiento es de 582 (*kg/cm²*) y la presión de saturación es de 332.4 (*kg/cm²*), esto nos indica que aún no se ha liberado gas en el yacimiento, los hidrocarburo se encuentran en fase líquida. Tiene una RGA baja de 292 y una temperatura de 309 °F.

El campo es joven y con una buena producción con apenas siete pozos productores, si se deseara aumentar la producción o iniciar la planeación de de implementar un sistema artificial de producción, una buena opción sería el bombeo neumático.

El bombeo neumático maneja altos gastos de producción, no presenta problema en pozos costa fuera. Teniendo de igual forma la producción de gas en superficie esto facilitaría la obtención e inyección de gas para este sistema.

La profundidad de interés del aceite se localiza en un rango 4,304 metros (*m*) y cuentan con temperatura en el yacimiento es de 309 °F, para el bombeo neumático el rango de aplicación común es de 1,000 a 3,000 metros (*m*) de profundidad y de 100 a 250 °F en la temperatura. Ambas características del campo están fuera de este rango, sin embargo, el bombeo neumático tiene como rango máximo 5,000 metros (*m*) y 400 °F, dentro de estos rangos máximos ya se puede aplicar el sistema.

Tal vez sea muy pronto para implementar un sistema artificial de producción, pero se puede iniciar a planear para un futuro, el bombeo neumático es una buena opción para aumentar la producción de campo Onel, considerando una producción óptima y racional.

VI.6 Campo Caan

El campo Caan se encuentra localizado en la plataforma continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 135 kilómetros (*km*) de la terminal marítima de Dos Bocas, en el municipio de Paraíso Tabasco, a 80 kilómetros (*km*) de la Ciudad del Carmen, Campeche y a 20 kilómetros (*km*) al sur del campo Akal.

Fue descubierto en 1985 actualmente es productor y operado por Pemex bajo la asignación/contrato A-0053-M-Campo Caan, es un campo de aguas someras y cuenta con un área de 52.8 kilómetros cuadrados (*km²*), la formación productora es de brechas del cretácico superior con un espesor de 70 metros (*m*) y presenta porosidad primaria intercrystalina y secundaria por facturas.

El campo Caan presenta expansión de gas en solución, empuje hidráulico y casquete de gas como mecanismos de producción, el contacto agua-aceite original se localiza a 3,850 metros (*m*) y el contacto agua-aceite actual se ubica a 3,633 metros (*m*) de profundidad, el contacto gas-aceite actual se localiza a 3,507 metros (*m*) aproximadamente de profundidad, siendo entonces, la columna operativa del aceite de 126.36 metros (*m*).

Se han perforado 43 pozos en el campo, de los cuales solo 8 son pozos productores el resto se encuentran cerrados o toponeados, la terminación que tienen estos pozos es de agujero descubierto y agujero entubado. Actualmente el campo Caan tiene una producción de 2.554 miles de barriles diarios (*mbspd*) de aceite, 16.605 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) y 3.582 miles de barriles diarios (*mbspd*) de agua. Siendo la producción acumulada de aceite de 909.733 millones de barriles (*mmb*) y 1,847.662 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas.

El campo Caan no presenta ningún sistema artificial de producción y de igual forma no cuenta con ningún método de recuperación secundaria o mejorada. Las reservas del campo son de 3 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 11.8 miles de millones de pies cúbicos (*mmmpc*) de gas.

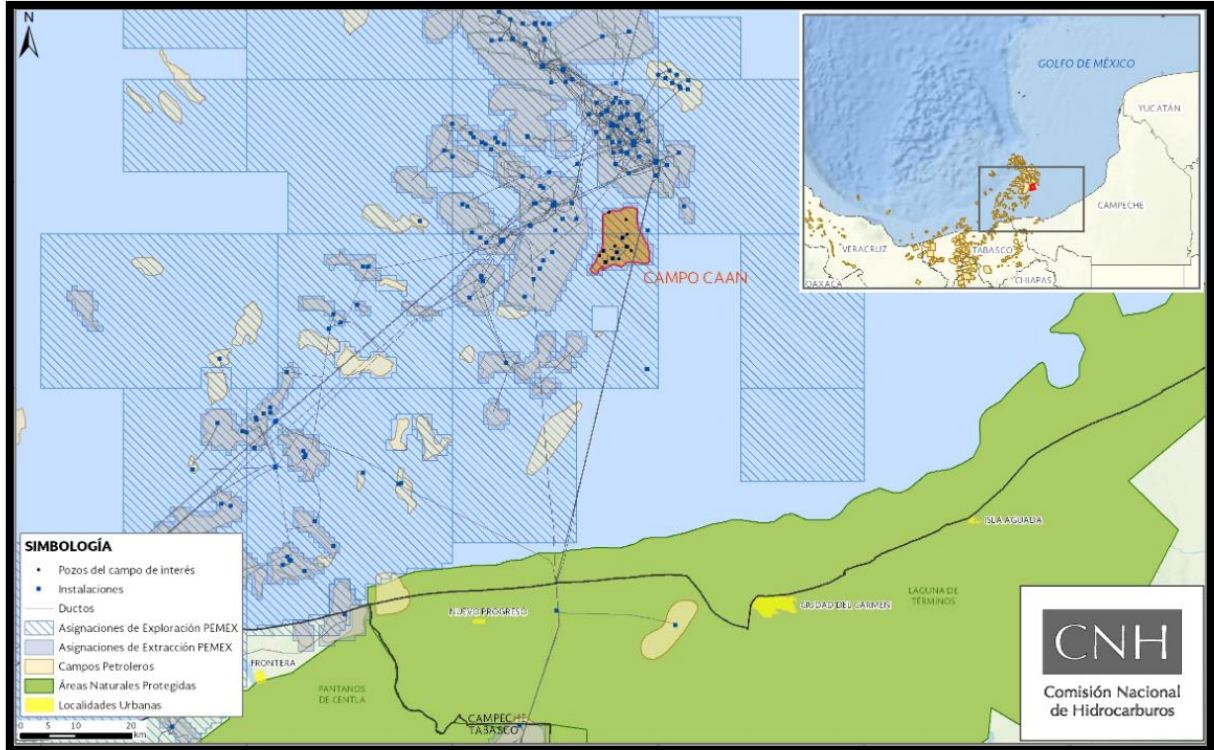


Figura 6.7 Campo Caan (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Tipo de fluido		aceite ligero
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	37
RGA promedio	m^3/m^3	283
Porosidad	%	8.8
Factor de recuperacion aceite	%	58
Temp. yacimiento aprox.	$^{\circ}F$	280
Presion inicial	kg/cm^2	351
Presion de saturacion	kg/cm^2	295
Contacto Agua-Aceite original	m	3850
Contacto Agua-Aceite actual	m	3633

Tabla 6.10 Características de campo Caan (Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex Producción y Exploración)

El campo Caan ha bajado su producción a 2.554 miles de barriles diarios (*mbpd*) de aceite cuando en su momento llegó a producción un máximo de 201.97 miles de barriles diarios (*mbpd*) de aceite, tal vez esto se deba a que el campo sigue produciendo con la misma energía del yacimiento, sin hacer uso de sistemas artificiales de producción o alguna recuperación mejorada o secundaria.

Con ayuda de la tabla 6.10 se observa que el aceite producido del campo es un aceite ligero de 37 °API y cuenta con una RGA baja. El contacto agua-aceite se localiza a 3,633 metros (*m*) de profundidad y la columna operativa del aceite es de 126.36 metros (*m*), actualmente el yacimiento ya cuenta con casquete de gas, por lo cual la existencia de aceite, agua y gas ya es un hecho. La temperatura aproximada del yacimiento es de 280 °F.

Una posible propuesta para mejorar la producción del campo Caan sería la instalación de un sistema artificial de producción, en este caso podría ser un bombeo neumático, siendo muy confiable en la producción, costos bajos de operación y considerando la producción de gas en superficie del campo, este gas podría utilizarse en la inyección de bombeo neumático.

La profundidad de interés del aceite se localiza entre 3,507 y 3,633 metros (*m*) de profundidad, para el bombeo neumático se necesita que la profundidad máxima no rebase los 5,000 metros (*m*), la profundidad del aceite en el yacimiento está por debajo de este rango máximo y se necesita que la temperatura máxima no exceda los 400 °F, en el yacimiento se presenta una temperatura de 280 °F, de igual forma está en el rango máximo. El sistema artificial de bombeo neumático puede ser utilizado en el campo Caan con la finalidad de mejorar la producción.

VI.7 Campo Tsimin

El campo Tsimin forma parte de las Cuencas del Suroeste se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 kilómetros (*km*) de la terminal marina de Dos Bocas, Paraíso Tabasco. Pertenece al elemento paleográfico conocido como Pilar Tectónico de Akal, localizándose en la zona limítrofe sur.

El campo Tsimin está constituido por dos yacimientos: uno a nivel del jurásico superior kimmeridgiano de gas y condensado y otro a nivel del cretácico de aceite volátil, ambos con de calizas fracturadas.

Se ubica en aguas someras con un tirante de agua de 17 metros (*m*), fue descubierto en 2008 y empezó a producir hasta el 2012, tiene un área de 25.7 kilómetros cuadrados (*km*²), actualmente es operado por PEMEX bajo la asignación/contrato A-0352-M-Campo Tsimin

En el campo solo se han perforado 7 pozos los cuales son productores todos, actualmente se producen 18.759 miles de barriles diarios (*mcpd*) de aceite y 100.515 millones de pies cúbicos diarios (*mmpcd*) de gas. La producción acumulada del campo asciende a 95.635 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 419.426 miles de millones de pies cúbicos (*mmpc*) de gas, en tan solo siete años de vida productora. Tiene una reserva de 18.4 millones de barriles (*mmb*) de aceite y 154.7 miles de millones de pies cúbicos (*mmpc*) de gas

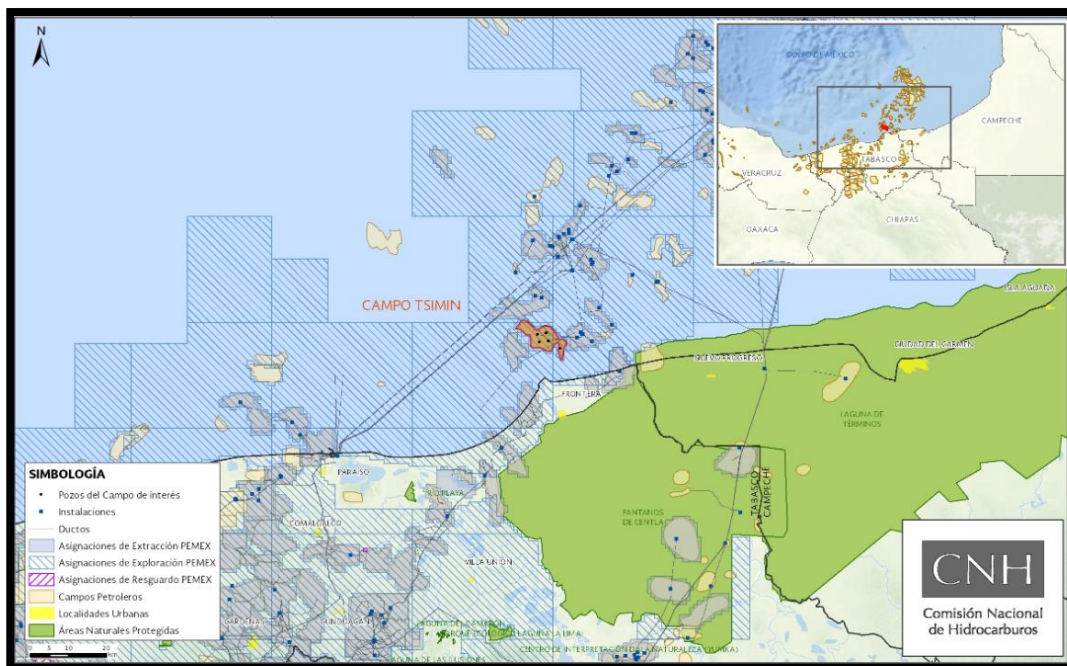


Figura 6.8 Campo Tsimin (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

En la tabla 6.11 se listan las características del campo Tsimin con respecto a los yacimientos con los que presenta el campo.

		Cretácico	Jurásico Superior K.
Tipo de fluido		aceite volátil	gas y condensado
Densidad del fluido	$^{\circ}API$	42	40
RGA promedio	m^3/m^3	468	878
Porosidad	%	4.2	5.6
Permeabilidad	mD	24	66
Saturación de agua	%	26	12.7
Temp. del yacimiento	$^{\circ}F$	356	329
Presión inicial	kg/cm^2	790	840
Presión de saturación	kg/cm^2	340	390
Prof. media del yacimiento	m	4,628	5,482

Tabla 6.11 Características de campo Tsimin (Pemex Producción y Exploración)

El campo Tsimin no cuenta con sistema artificial de producción o métodos de recuperación secundaria o mejorada. El campo está conformado por dos yacimientos y uno de ellos es de gas y condensado produce una gran cantidad de gas.

Siendo dos yacimientos completamente diferentes, cada yacimiento cuenta con características propias, por esto el estudio del campo se debe tratar por separado, para obtener un mejor resultado. En el año 2015 el campo Tsimin presentaba una producción máxima que ascendía a más 75 mil barriles diarios ($mbpd$) de aceite, sin embargo esa producción decayó en los siguientes años, actualmente no ha podido restablecer su producción y se encuentra a la baja.

El primer yacimiento se localiza a uno a nivel del cretácico, es de aceite volátil, produce crudo superligero de 42 $^{\circ}API$ localizado a una profundidad media de 4,628 metros (m), la temperatura del yacimiento es de 356 $^{\circ}F$, una RGA baja de 468 (m^3/m^3). El campo solo ha producido durante siete años, se espera que la presión aun no haya alcanzado la presión de saturación, de esta forma solo se encontraría una fase en el yacimiento.

El bombeo neumático permite aumentar la producción del campo, una ventaja que presenta es la facilidad de trabajar con altas RGA, para implementar este sistema se necesita no superar una profundidad máxima de 5,000 metros (m) y el rango de temperatura máxima es de 400 $^{\circ}F$.

Para este caso de yacimiento a nivel del cretácico las características de presión y temperatura están cerca del rango máximo de aplicabilidad, se puede utilizar el sistema de bombeo neumático para mejorar la producción, el gas de inyección para el pozo se obtendría de la alta producción de gas que tiene el campo.

El segundo yacimiento del campo se localiza a nivel del jurásico superior kimmeridgiano y es de gas y condensado, produciendo un aceite superligero de 42 °API y presentando una RGA mayor que el primero de 840 (m^3/m).³ La profundidad media del yacimiento se localiza a 5,482 metros (m) y presenta una temperatura de 329 °F, este yacimiento cuenta con una mayor profundidad, la cual puede dificultar cualquier operación realizada o a realizar.

Si se deseara instalar el sistema artificial de producción de bombeo neumático, este no tendría éxito para mejorar la producción del campo. Mientras que la temperatura está localizada por debajo de rango máximo del sistema. profundidad media del yacimiento rebasa el rango máximo de profundidad, el cual es de 5,000 metros (m), debido a esto el sistema no podría operar adecuadamente. De igual forma el yacimiento es de gas y condensado, esto nos indica que la mayor producción será de gas y una pequeña parte de aceite, la mayoría del aceite se quedará estático en el yacimiento.

El objetivo del bombeo neumático es inyectar gas a la tubería de revestimiento para aligerar la columna de líquido, permitiendo fluir al fluido hasta la superficie, en este caso los fluidos del pozo en su mayor parte es gas, el principio del sistema artificial de producción no funcionaría.

El campo Tsimin es un campo muy peculiar al contar con dos yacimientos de distintas características, entre ellas los tipos de fluidos a producir, siendo el gas el fluido que más produce el campo. El bombeo neumático solo se podría implementar en ciertos pozos siempre y cuando estos pertenezcan al yacimiento del jurásico superior kimmeridgiano, que produce aceite superligero. Para el yacimiento del cretácico, sería una mejor opción alguna recuperación secundaria o mejorada.

Conclusiones

México es un país que se caracteriza por su industria petrolera, siendo hace tiempo uno de los países más productores del mundo, actualmente la producción ha descendido, sin embargo, sus numerosos campos petroleros, amplias reservas y actual producción permiten que el país compita dentro de la industria petrolera mundial.

La demanda energética en especial la de hidrocarburos aumenta día con día, para satisfacerla es necesario desarrollar nuevas tecnologías para implementarlas en los distintos campos petroleros del país, y vencer los retos que se nos presentan durante la simulación, perforación, producción dentro de la industria petrolera.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha sufrido una mala planeación en su desarrollo como empresa, afectando directamente en la exploración y producción de sus campos, en algunos de ellos se presentó una rápida declinación en la producción y afectando las reservas ya contempladas. Originalmente por la inversión insuficiente con la que contaba la empresa.

Con el uso de la reforma energética el país logrará retomar su rumbo entre los primeros productores a nivel mundial y permitirá satisfacer la alta demanda energética actual y de años venideros. Contando con el uso de nuevas empresas para el desarrollo y producción de ciertos campos petroleros de país, las cuales tienen la experiencia necesaria para explorar los campos de forma racional y óptima prolongando la vida productiva de los campos y mejorando producción nacional.

El desarrollo de nuevas tecnologías en el ámbito petrolero ha permitido optimizar la planeación durante la explotación de algún campo, haciendo el uso de sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria o recuperación mejorada.

Los sistemas artificiales de producción aportan energía al pozo para poder desplazar al fluido desde el subsuelo hasta la superficie, con el fin de generar una mejor y óptima producción, es muy común observar a estos sistemas en campos petroleros maduros.

La implementación de un sistema artificial de producción es una decisión de alta importancia, se deben conocer los sistemas, el campo, los pozos perforados, propiedades de los fluidos y propiedades del yacimiento, con base a toda esta información de debe hacer un análisis cuidadosamente para seleccionar

adecuadamente el sistema artificial de producción que garantice el mejor desempeño en el pozo y en el campo.

Cada sistema artificial de producción cuenta con diferentes características y rangos de aplicación, es necesario conocer adecuadamente cada uno de estos, ventajas y desventajas para saber en qué escenario y casos dentro de la industria petrolera se puede desarrollar de forma correcta el uso de estos sistemas artificiales de producción.

El bombeo neumático es un sistema muy utilizado dentro de la industria permitiendo levantar al aceite dentro del pozo haciendo uso de la inyección de gas, con solo la instalación de válvulas a ciertas profundidades claves. Con la facilidad de utilizar el mismo gas producido por el pozo como gas de inyección del sistema.

La planeación del proyecto es de suma importancia en la industria petrolera, ya que esta determinará desarrollar la mejor opción para operar los campos, pozos e instalaciones. Es necesario contar con la información suficiente, así como el conocimiento adecuado para llevar a cabo esta tarea.

México en la actualidad cuenta con importantes campos petroleros, los cuales generan altas producciones, deseables para cualquier otro país. Es nuestro deber cuidar y explotar de forma racional y responsable estos campos, para asegurar la integridad, bienestar y el futuro del país.

Lista de Tablas

Tabla 1.1 Rango de aplicación para sistema de bombeo mecánico.....	10
Tabla 2.1 Clasificación del aceite según sus grados API.....	23
Tabla 2.2 Rango de aplicación para el tipo de bombeo neumático continuo.....	32
Tabla 5.1 Reserva de hidrocarburos de México.....	73
Tabla 5.2 Reserva de hidrocarburos por ubicación.....	80
Tabla 6.1 Reserva del campo Abkatum.....	88
Tabla 6.2 Características del campo Abkatum.....	89
Tabla 6.3 Reservas de campo Poza Rica.....	91
Tabla 6.4 Características del campo Poza Rica.....	92
Tabla 6.5 Reservas del campo Samaria.....	94
Tabla 6.6 Características del campo Samaria.....	95
Tabla 6.7 Características del campo Pol.....	98
Tabla 6.8 Reservas del campo Onel.....	100
Tabla 6.9 Características del campo Onel.....	101
Tabla 6.10 Características del campo Caan.....	104
Tablas 6.11 Características del campo Tsimin.....	107

Lista de Figuras

Figura 1.1 Esquema de un equipo de Bombeo Mecánico.....	9
Figura 1.2. Componentes principales del Bombeo por Cavidades Progresivas..	12
Figura 1.3. Componentes del equipo de Bombeo Electro-Centrifugo Sumergible	15
Figura 1.4. Componentes principales del equipo Bombeo Hidráulico.....	17
Figura 2.1. Gráfica de la viscosidad μ como una función de la presión.....	24
Figura 2.2. Gráfica del comportamiento de la Relación Gas Aceite (RGA) en el yacimiento.....	25
Figura 2.3 Esquema de los tipos de flujo que se presentan en dentro de la tubería de producción.....	28
Figura 2.4. El esquema describe el proceso de formación de la fase gaseosa dentro de la columna de líquido y su evolución en el tiempo.....	29
Figura 2.5 Esquema del Bombeo Neumático.....	30
Figura 2.6 Representación en esquemas del ciclo del bombeo neumático intermitente.....	34
Figura 3.1 Representación de una Instalación abierta.....	40
Figura 3.2. Esquema de una Instalación semicerrada.....	41
Figura 3.3 Esquema de una Instalación cerrada.....	42
Figura 3.4. Esquema de una instalación dual.....	44
Figura 3.5 Esquema de una instalación de flujo anular.....	45
Figura 3.6 Esquema con los componentes principales de una válvula balanceada.....	47
Figura 3.7 La figura es el esquema de una válvula desbalanceada.....	48
Figura 4.1 Representación gráfica de un diferencial de superficie con las fuerzas que intervienen en el proceso de ascensión capilar.....	58
Figura 4.2 Representación gráfica del ascenso capilar del casquete de una esfera en un tubo capilar cilíndrico.....	59

Figura 5.1 Probabilidad en el volumen de Reservas de hidrocarburos.....	70
Figura 5.2 Clasificación de los recursos.....	72
Figura 5.3 Clasificación de Recursos y Reservas en México. Crudo (mmb).....	72
Figura 5.4 Clasificación de Recursos y Reservas en México. Gas (mmmpc)....	73
Figura 5.5 Integración de las reservas 1P de aceite.....	74
Figura 5.6 Integración de las reservas 1P de gas.....	75
Figura 5.7 Principales campos de reserva 1P de petróleo crudo equivalente....	76
Figura 5.8 Principales campos de reserva 3P de petróleo crudo equivalente....	77
Figura 5.9 Cuencas petroleras del país.....	78
Figura 5.10 Distribución de reservas por ubicación.....	79
Figura 5.11 Principales campos terrestres reserva 1P petróleo crudo equivalente.....	81
Figura 5.12 Principales campos terrestres reserva 2P petróleo crudo equivalente.....	81
Figura 5.13 Principales campos terrestres reserva 3P petróleo crudo equivalente.....	82
Figura 5.14 Principales campos marinos reserva 1P petróleo crudo equivalente.....	83
Figura 5.15 Principales campos marinos reserva 2P petróleo crudo equivalente.....	83
Figura 5.16 Principales campos marinos reserva 3P petróleo crudo equivalente.....	84
Figura 6.1 Campos Petroleros del País.....	87
Figura 6.2 Campo Abkatum.....	89
Figura 6.3 Plano estructural del campo Poza Rica.....	92
Figura 6.4 Campo Samaria.....	95

Figura 6.5 Campo Pol.....	98
Figura 6.6 Campo Onel	101
Figura 6.7 Campo Caan.....	104
Figura 6.8 Campo Tsimin.....	106

Bibliografía

- [1] M.I. Gómez Cabrera José Ángel. "Apuntes de Producción de Pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. México. 1985
- [2] Fleshman R., Obren L. H. "Artificial lift for high-volume production" Artículo presentado en Oklahoma USA, 1999
- [3] Ing. Héctor Díaz Zertuche "Bombeo Electrocentrifugo Sumergido". México, D.F. 2002
- [4] Henri C. "Well production practical handrook", Insstitu francais du Petrole Publications, Technip, 2000.
- [5] Kermit E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods Vol 2a", University of Tulsa
- [6] Jaime Larios González "Notas de la asignatura Sistemas Artificiales de Producción". FI. UNAM. 2014
- [7] L.J. Dunn, C.M. Matthews, T.A. Zahacy. "Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production". SPE 30271. 1995
- [8] Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Reservas de Hidrocarburos en México", México, Febrero 2019
- [9] Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Chuc", México, Octubre 2013
- [10] Pemex Exploración y Producción, "Producción de hidrocarburos Periodo:2012-2018", México, 2019
- [11] Ing. Osiel flores Brito, Ing. Blanca Estela Gonzalez Vatierra "Proyecto estratégico de desarrollo Tsimin-Xux-Kinb, una alternativa de negocios para PEP", México, Junio 2013
- [12] Ing. Osiel flores Brito, Ing. Blanca Estela Gonzalez Vatierra "Proyecto estratégico de desarrollo Tsimin-Xux-Kinb, una alternativa de negocios para PEP", México, Junio 2013

- [13] Brown KE. Gas Lift. Theory and practice, including a Review of Petroleum Engineering fundamentals. Englewood Clifts, New Jersey. USA. Prentice-Hall 1967.
- [14] International Energy Outlook 2006, DOE/EIA-0484, Administración de Información Energética. USA. 2006.
- [15] Pike B. Con. Importance of Mature Assets Development for Future Energy Spplles, dnver Colorado, USA.Octuber 2006.
- [16] Abraham K. High Prices, Instability Keep Activity High, Wordl Oil227. No. 9. September 2006.
- [17] Fleshman R. Harryson and Lekic O. Artificial Lift for High Volume Production. Oilfiel Review 11. No. 1 48-63. 1999.
- [18] Donnelly R. Artificial Lift. Oil and Gas Production. Austin TX. USA. PTEX, 1985.
- [19] L.A. Sena Unidades de las magnitudes físicas y sus dimensiones. Ed Mir Moscú. URSS.1979.
- [20] A. Ortiz Gómez, M. Medina y A. Medina. 2008. Estudio experimental de la forma de inyección de gas para generar bombeo neumático (Gas-Lift). Memorias de Congreso Nacional de Física. Zacatecas, Zac. México, 2008.
- [21] A. Ortiz Gómez y A. Mediana. 2007 Estudio experimental del crecimiento de burbujas en líquidos viscosos emergiendo de boquillas cónicas. Memorias de CIBM8, Cusco Perú Octubre de 2007.
- [22] A. Ortiz Gómez y A. Medina. 2008 Estudio Experimental de la Generación de Burbujas de Aire en Cilindros Pequeños Sumergidos en Líquidos Viscosos.
- [23] F. J. Higuera y A. Medina, 2006 Injection and coalescence of bubbles in quiescent inviscid liquid, European.
- [24] F. J. Higuera, 2005, Injection and coalescence of bubble in very viscous liquid, J. Fluid Mech., 530, 369-378.
- [25] Longuet-Higgins, M. S., Kerman, B. R. &Lunde, K. 1991 The release of air bubbles from an underwater nozzle. J. Fluid Mech. 230, 365-390.
- [26] Clift, R., Grace, J. R. & Weber, M. E. 1978 Bubbles, Drops, and Particles. Academic.

- [27] Kumar, R. & Kuloor, N. R. 1970. The formation of bubbles and drops. *Adv. Chem. Engng* 8, 255–368
- [28] Bretherton F. P. 1960. The motion of long bubbles in tubes. Trinity College, Cambridge.
- [29] F. P. Bretherton. The motion of bubbles in tubes. Trinity College, Cambridge. 1960.
- [30] K. Wichterle and I. Obalova. *Suspended Particle Circulation in Gas-lift Tanks*. VSB-Technical University Ostrava. Czech Republic. 1999.
- [31] S. Guet and G. Ohms. Fluid Mechanical Aspects of the Gas-Lift Technique. *Rev. Fluid Mech.* 38, 225-249. 2006.
- [32] Noriega, M. L. Riethmuller, J. B. campos, A. M. F. R. Pinto. Chemical Flow Patterns in the wake of a Taylor Bubble rising through vertical columns of stagnant and flowing Newtonian Liquids: an experimental study. *Engineering Science*, 61. 7199-7212. 2006.
- [33] James N. McCoy. Acoustic Determination of Buttonhole Pressures in Gas-Lift Wells. Wall effect on bubble. *Petroleum Engineer*. Wichita falls, Tx. 1976.
- [34] C. Madeleine and P. Thizon. J. Behavior in highly viscous liquids. *Fluid Mech.* 107. 330-373. 1981.
- [35] A. Ortiz Gómez. Experimental Measurement Process of a Volume Displacement of Oil Caught in a Fractured Rock by Gravity and Using Surfactant Foam. *Experimental and Computational Fluid Mechanics*. Environmental Engineering, Springer. 227-233. 2014.
- [36] A. Ortiz Gómez, A. López Villa y A. Medina. Estudio numérico de la formación de burbujas en líquidos viscosos. *AppliedMatth* 4. Memorias del cuarto CIMA. 253-266. Octubre 2008.
- [37] A. Ortiz Gómez, A. López Villa y A. Medina. Formación de burbujas en líquidos viscosos contenidos en conos y cilindros. *Revista Mexicana de Física, SMF*. V 55. 3. 166-179. Junio de 2009.
- [38] Ronald V Giles. *Mecánica de los fluidos e hidráulica*. Schaum. Ed. McGraw Hill. México. 1975.
- [39] Arps, J.J. (1944), "Analysis of Decline Curves", *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, vol. 160, USA, pp. 228-247.

[40] Aspo (2001), Analysis of the UK Oil Production, LB-Systemtechnik GmbH Daimlerstr.

[41] 15D-85521 Ottobrunn, document, pp. 11, 22nd February (consultado el 12 de abril de 2014), disponible en Babadagli, Tayfun (2007), "Development of Mature Oil Fields –A Review", Journal of Petroleum Science and Engineering, 57, USA, pp. 221-246.

[42] High-Impact Reservoirs, Oil Field Review, 21, núm. 4, USA, pp. 14-29.

[43] El futuro de la producción de aceite en México, Documento Técnico, pp. 126. 2013.

[44] Éxitos y fracasos de Pemex, Exploración y Producción", Documento Técnico. 2009.

[45] Giant Oil Field Decline Rates and their Influence on World Oil Production. Energy Policy, vol. 37, USA, pp. 2262-2272.

[46] Ivanhoe, L. y G. Leckie, Global Oil, Gas Fields, Sizes Tallied, Analyzed", Oil and Gas Journal. USA, pp. 87-91. 1993.

[47] Jan Kjärstad, Filip Johnsson (2009), Resources and Future Supply of Oil, Energy Policy, vol.37, USA, pp. 441-464.

[48] Luhnow, D. (200

7). México Oil Output Cools", Rigzone Magazine. Morales J. C. Pérez y H. Márquez. 2007.

[49] Giant Oil Fields – The Highway to Oil, Giant Oil Fields and their Importance for Peak Oil. Licentiate thesis from Uppsala University, pp. 168.

[50] Sorrell Steve, Jamie Speirs et al. (2012), "Shaping the Global Oil Peak: A Review of the Evidence on Field Sizes, Reserve Growth, Decline Rates and Depletion Rates", Energy, vol. 37, USA, pp. 709-724.

[51] UK Energy Research Centre (2009). An assessment of the evidence for a nearterm peak in global oil production. 2012, pp. 198.