



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Uso de Bombeo Multifásico en la Extracción de
Crudo Pesado y Extrapesado en Instalaciones
Costa Afuera**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Amador Hernández Jesús Eduardo

Hernández Pérez Oscar Arturo

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Jaime Larios González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Resumen

Para satisfacer la demanda de hidrocarburos, la atención de la industria petrolera mundial en años recientes se ha orientado a incrementar la explotación de crudo pesado y extrapesado, en México no ha sido la excepción, ya que a partir de la declinación del campo Akal, en el año 2007 se incrementó la explotación de campos marinos de crudo pesado y extrapesado [1], ahora bien, la explotación, procesamiento y transporte de estos hidrocarburos ha implicado numerosos desafíos y retos de ingeniería, lo cual ha incentivado el surgimiento de nuevas tecnologías e innovaciones en los métodos originalmente desarrollados para la explotación de los crudos convencionales. El uso de bombeo multifásico a boca de pozo ha sido una alternativa para facilitar el manejo y transporte de este tipo de hidrocarburos, minimizando la infraestructura que antes se utilizaba en los métodos convencionales, su uso cada día toma más relevancia, ya que por la naturaleza de los fluidos que se transportan, se requiere de una fuente energía que mantenga el impulso constante de los mismos, logrando reducir la contrapresión en la cabeza de los pozos y con ello incrementar la producción de los mismos.

En este trabajo se realiza una descripción del uso de bombeo multifásico en los campos de la zona marina de México, principalmente en campos de crudo pesado y extrapesado, exponiendo sus beneficios y oportunidades que se tienen, explicando la función, partes, parámetros y principio básico de operación de estas.

Abstract

To meet the demand for hydrocarbons, the attention of the world oil industry in recent years has been oriented to increase the exploitation of heavy and extra-heavy crude oil, in Mexico has not been the exception, since, following the decline of the Akal field, the exploitation of marine fields of heavy and extra-heavy crude oil increased in 2007, processing and transportation of these hydrocarbons has involved numerous engineering challenges and challenges, which has encouraged the emergence of new technologies and innovations in the methods originally developed for the exploitation of conventional crude oils. The use of multiphase pump at the well's mouth has been an alternative to facilitate the handling and transport of this type of hydrocarbons, minimizing the infrastructure that was previously used in conventional methods, its use becomes more and more relevant because of the nature of the fluids being transported, an energy source is required to maintain the constant momentum of the wells, reducing back pressure at the head of the wells and thereby increasing their production.

In this paper, a description of the use of multiphase pumping is made in the fields of the México marine zone, mainly in fields of heavy and extra-heavy crude oil, exposing its benefits and opportunities that exist, explaining the function, parts, parameters and basic principle of operation of these.

Agradecimientos

Amador Hernández Jesús Eduardo:

A Dios, por permitirme llegar hasta este momento.

A mi madre Adriana, por acompañarme en cada momento de mi preparación académica, por darme las herramientas necesarias para seguir adelante, por tener el carácter necesario para no dejarme rendir, en las buenas y las malas sé que puedo contar con ella.

A mi padre Mariano, por ser un gran apoyo, darme las palabras necesarias, de enseñarme a caminar por este largo y difícil camino que es la vida, que no ha dejado de darme palabras para seguir adelante.

A mi hermana Estela, por no dejarme dar por vencido, saber motivarme aun de las maneras más exageradas, siendo una buena amiga, porque a pesar de los malos momentos no dejamos de apoyarnos.

A mi abuela Rosa, por ser parte fundamental en mi vida, por ser mi segunda madre, que me ha cuidado y apoyado todos los días, por darme palabras de aliento, así como anécdotas de experiencia propia para saber enfrentar al mundo, porque sin ella tal vez yo no me encontraría aquí, alimentándose y preocupándose por mí en todo momento, gracias infinitas.

A mis abuelos, que a pesar de haber dejado este mundo hace muchos años, nunca han dejado de acompañarme, ni cuidarme desde donde sea que se encuentren, algún día nos volveremos a ver, hasta entonces, que sigan observándome.

A mi compañera de vida, Adriana Ocaña, que ha caminado a mi lado en los momentos más difíciles de la carrera, que me da las palabras necesarias cuando más las necesito, que sin importar las situaciones no ha dejado de ser mi mejor amiga, confidente y apoyo, a tu lado deseo caminar todos mis días, gracias por estar.

A mi compañero de trabajo de tesis, Oscar, por tantos años de amistad, desde tercer semestre de CCH que a lo largo de casi 8 años no ha dejado de apoyarme, ni escucharme, que aun con las diferencias que hemos llegado a tener la amistad sigue ahí presente, que sin duda estos en deuda con él.

A mis amigas de años, Valeria, Samara, Monse, Vilchis, Lorena, por estar a mi lado a lo largo de todo el proceso, que sería de mi en estos momentos si no fuera por ellas, definitivamente son parte fundamental de mi vida, gracias niñas.

A mis compañeros y amigos a lo largo de la carrera, David, Iván, Emiliano, Dibs, Ricardo, Daniel, Luis, por los buenos momentos, risas y consejos que me dieron a lo largo de este trayecto.

A mi director de tesis, el M.I. Jaime Larios González, por todo el apoyo durante la realización de este trabajo, por la confianza depositada y sobre todo por la paciencia que tuvo a lo largo de este año, enormes gracias.

A la Facultad de Ingeniería y la Universidad Nacional Autónoma de México, por todo lo que me ha dado desde el primero día que pise sus instalaciones, conocimientos, experiencias, profesores, momentos inolvidables y amistades increíbles.

Hernández Pérez Oscar Arturo:

A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México, por todas sus experiencias, oportunidades y enseñanzas que me ha brindado.

A mi Mamá María del Socorro Pérez Ramos, por enseñarme demasiadas cosas, educarme bien, demostrarme que no existen las cosas imposibles, demostrarme que querer es poder y siempre estar cuando la necesito.

A mi Papá Hernández Gallardo Ubaldo, por apoyarme durante toda mi vida estudiantil, ayudarme a cumplir mis metas, sus consejos para llevarme siempre por el buen camino.

A mis hermanas Corina Hernández y Mayte Hernández, por apoyarme en todas las dudas que iban surgiendo, por corregirme, escucharme, cuidarme y saber que siempre poder contar con ellas a pesar de las diferencias que se lleguen a tener.

A Dios por brindarme salud y la oportunidad de vivir mis sueños y metas que me he propuesto.

A mi novia Mariana Quelite Cruz, mi amiga, compañera de vida, que ha estado conmigo la mayoría de la carrera apoyándome en los desvelos, momentos de tristeza, estrés y enojo, por esperarme afuera de mi salón cuando salía a las 9 de la noche y me invitaba de cenar, sin importar los inconvenientes, diferencias siempre está apoyándome.

A mis amigos, Luis Jair, Andrés, Damián, Oviedo, Brayan, José Luis, Oscar Albino, Alexis, Andrea, Daniel, Diego, Marcos, Vicente, Omar, Aurora, por su apoyo y a tantos años de amistad que han compartido lleno de cariño, confianza y apoyo.

A mi asesor de tesis M.I. Jaime Larios González, por haber confiado en nuestro trabajo, los consejos, su apoyo, conocimiento y sus enseñanzas que nos brindó durante el trabajo.

A mi Amigo y compañero de tesis Eduardo Amador, por los consejos que me brindo durante la carrera, el apoyo y lo más importante su amistad.

A todos los maestros de la facultad de ingeniería que he conocido durante mi estancia en la facultad, por brindarnos su tiempo, conocimiento, consejos y apoyo para formarnos como ingenieros.

Contenido

Resumen	1
Abstract	2
Introducción	9
Objetivo	10
Capítulo 1 Generalidades.....	1
1.1 Conceptos básicos	1
1.1.1 Petróleo.....	1
1.1.2 Yacimiento.....	2
1.1.3 Campo	2
1.1.4 Cuenca.....	2
1.1.5 Sistema petrolero	2
1.2 Clasificación de los hidrocarburos.....	4
1.2.1 Por su densidad API	4
1.2.2 Mecanismos de producción	6
1.2.2.1 Expansión de gas en solución	7
1.2.2.2 Empuje por capa de gas	8
1.2.2.3 Expansión roca-fluido.....	9
1.2.2.4 Empuje por segregación gravitacional	10
1.2.2.5 Empuje por agua.....	11
1.2.3 Clasificación de las reservas de petróleo	12
1.2.4 Probabilidad de las reservas.....	13
1.2.5 Métodos de estimación de reservas	14
1.2.5.1 Análisis mediante curvas de presión	14
1.2.5.2 Balance de materia	15
1.2.5.3 Método volumétrico.....	15
1.3 Antecedentes de los Yacimientos en México	16
1.3.1 Clasificación de los yacimientos.....	16
1.3.2 Zonas de explotación de yacimientos en México.....	18
Capítulo 2	20
Importancia del aceite pesado y extrapesado en México	20
2.1 Propiedades del aceite pesado y extrapesado en México	20
2.2 Cuencas de producción de aceite pesado y extrapesado en el Golfo de México	21
2.2.1 Producción de aceite en México	22
2.3 Flujo multifásico en tuberías	24
2.3.1 Patrones de flujo en tubería horizontales	24
2.3.2 Patrones de flujo en tubería verticales	25
2.4 Transporte del aceite pesado y extrapesado.....	26
2.4.1 Métodos de transporte en aparejo de producción.....	27
2.4.1.1 Calentamiento.....	28
2.4.1.2 Reductores de fricción	29
2.4.2 Métodos de transporte en ductos superficiales.....	30
CAPÍTULO 3.....	31
Sistema Integral de Producción.....	31
3.1 Componentes del Sistema Integral de Producción en campos de aceite pesado y extrapesado	31
3.1.1 Análisis Nodal.....	32
3.1.2 Ejemplo de comportamiento de afluencia en México	33
3.2 Filosofía general de operación de un SIP en campos de crudo pesado y extrapesado ..	36
CAPÍTULO 4.....	38
Uso de sistemas artificiales de producción en la extracción de aceite pesado y extrapesado en el Golfo de México	38
4.1 Introducción.....	38
4.2 Diferencias entre los distintos tipos de sistemas artificiales de producción	39
4.3 Bombeo electrocentrifugo	41

4.3.1 Ventajas	42
4.4 Bombeo neumático.....	43
4.4.1 Ventajas	45
4.4.2 Componentes y características del BNC	46
4.5 Sistemas híbridos y sistemas duales	47
4.5.1 Sistemas híbridos	47
4.5.1.1 Tipos de sistemas híbridos	47
4.5.2 Sistemas duales	48
Capítulo 5	49
Uso de nuevas alternativas en la explotación de aceite pesado y extrapesado en el Golfo de México	49
5.1 Calentamiento de ductos	49
5.2 Inyección de químicos en aparejos de producción y líneas de transporte.....	50
5.3 Mezcla de crudo ligero con crudo pesado y extrapesado	51
5.3.1 Calculo de mezcla	52
5.4 Bombeo superficial de líquido en salidas de aceite en separadores de primera etapa ...	53
5.5 Bombeo multifásico a boca de pozo	55
Capítulo 6	56
Aplicaciones del bombeo multifásico en el sistema integral de producción.....	56
6.1 Definición	56
6.2 Aplicaciones de la bomba multifásica	57
6.3 Tipos de bombas multifásicas.....	58
6.3.1 Bombas helicoaxiales	58
6.4 Empresas encargadas de la fabricación	60
6.4.1 NETZSCH	60
6.4.1.1 Características.....	61
6.4.1.2 Beneficios de la bomba multifásica NEMO	62
6.4.2 SULZER.....	62
6.4.2.1 Beneficios de la bomba multifásica SULZER.....	62
6.4.2.2 Características del diseño	63
6.4.3 PCM.....	63
6.4.3.1 Ventajas de la bomba multifásica de precarga PCM.....	64
6.4.4 One Subsea	64
6.4.4.1 Ventajas de la bomba multifásica de OneSubsea.....	64
6.5 Parámetros para el diseño de las bombas multifásicas	65
6.5.1 Presión diferencial	65
6.5.2 Viscosidad.....	65
6.5.3 Gasto de operación	66
6.5.4 Temperatura.....	66
6.5.5 Producción de arena.....	66
6.5.6 Baja presión de succión.....	67
6.6 Filosofía de operación del uso de bombeo multifásico	67
6.7 Condiciones de operación y diseño de la bomba multifásica	70
6.8 Costos.....	71
6.9 Beneficios	74
Conclusiones	77
Recomendaciones	78
Referencias bibliográficas	79

Listado de ilustraciones

Ilustración 1. Sistema petrolero [4]	3
Ilustración 2. Clasificación de los hidrocarburos [9].....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 3. Relación entre viscosidad y temperatura del petróleo [6]	6
Ilustración 4. Mecanismos de producción [7].	7
Ilustración 5. Empuje por casquete de gas [7].	8
Ilustración 6. Empuje por capa de gas [7].....	9
Ilustración 7. Empuje roca fluido [7].	10
Ilustración 8. Empuje por segregación gravitacional [7].	11
Ilustración 9. Empuje por agua [7].	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 10. Clasificación de las reservas [9].	13
Ilustración 11. Criterio de las reservas [9].....	13
Ilustración 12. Curvas de declinación de producción.....	14
Ilustración 13. Cuencas de la región marina [9].	19
Ilustración 14. Eras geológicas	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 15. Producción de petróleo crudo, Mbls	21
Ilustración 16. Producción de aceite en el campo Maloob, Mbls	23
Ilustración 17.Red de oleoductos y gasoductos de México [13].	27
Ilustración 18. Respuesta de la viscosidad al incremento de temperatura [16].	28
Ilustración 19. Sistema Integral de Producción [17].	31
Ilustración 20. Presión en el sistema integral de producción con y sin bombeo multifásico.	32
Ilustración 21. Análisis nodal del pozo.....	33
Ilustración 22. Curva de comportamiento de afluencia, pozo Puma-1.	34
Ilustración 23. Comportamiento del sistema, curvas VLP e IPR.	35
Ilustración 24. Análisis de pozo fluyente con BEC, Puma-1.	35
Ilustración 25. Diagrama general de manejo de producción en instalaciones costa afuera para campos de crudo pesado y extrapesado [13].	37
Ilustración 26. IPR del pozo con VLP.....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 27. Componentes del bombeo electrocentrifugo.....	42
Ilustración 28. Equipo fundamental del bombeo neumático.....	45
Ilustración 29. Sistema híbrido auxiliar BEC-BNC.....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 30. Esquema del uso de sistemas duales.....	48
Ilustración 31. Incremento de temperatura usando resistencias eléctricas.	50
Ilustración 32. Diagrama general de mezclado de crudo ligero con crudo extrapesado en tuberías superficiales.....	51
Ilustración 33. Diagrama general con bombeo superficial en salida de aceite de separadores de primera etapa [1] [13].	54
Ilustración 34. Diagrama del arreglo de bombas en separadores de primera etapa [13].	54
Ilustración 35. Diagrama general con bombeo multifásico en cabeza de pozo [1] [13].	55
Ilustración 36. Bomba multifásica convencional marca NEMO.	56
Ilustración 37. Partes de una bomba multifásica.	58
Ilustración 38. Tipos de bombas multifásicas.	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 39. Bomba helicoaxial marca Framo.....	59
Ilustración 40. Bomba doble tornillo marca Flowserve.....	60
Ilustración 41. Partes de la bomba multifásica marca NEMO.	62
Ilustración 42. Diagrama de planta de un proceso de extracción de hidrocarburos con bombeo multifásico.....	68

Ilustración 43. Pantalla de una descripción del estado de bombas multifásicas (Filosofía de operación de SDMC, Cameron)	69
Ilustración 44. Variables en el pozo y en la bomba multifásica	69
Ilustración 45. Pantalla del proceso e instrumentación para una bomba multifásica (Filosofía de operación de SDMC, Cameron)	70
Ilustración 46. Curva característica de bombeo para una bomba multifásica tipo tornillo..	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 47. Grafica de producción de BN vs BMF.....	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 48. Grafica de ganancia de BN vs BMF	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 49. Diseño convencional de instalaciones superficiales sin bombeo multifásico	74
Ilustración 50. Diseño de una instalación superficial usando bombeo multifásico	75
Ilustración 51. Reducción de daño al medio ambiente con uso de bombeo multifásico	75
Ilustración 52. Beneficios del uso de bombeo multifásico en campos de crudo pesado	79

Nomenclatura

API – American Petroleum Institute
A – Areá (acres)
Bo – Factor de volumen del aceite
BIs – Barriles
MBIs – Miles de barriles
MMBIs – Millones de barriles
CAF -Core Annular Flow
BNC – Bombeo neumático continuo
CNH – Comisión Nacional de Hidrocarburos
FGV – Factor Gas Volumen
Fr – Factor de recuperación
H – Espesor neto (pies)
IMP – Instituto Mexicano del Petróleo
IPR - Inflow Performance Relationship
J – Índice de productividad (bbl/psi)
MME – Mezcla Mexicana de Exportación
N – Volumen de hidrocarburos recuperables (barriles)
OOIP – Original Oil In Place
POES – Petróleo Original En Sitio
PIT - Indicador de transmisión de presión
Pwf – Presión de fondo fluyendo
Pb – Presión de burbuja
RGA – Relación Gas Aceite
Rs – Relación de solubilidad
SAP – Sistemas Artificiales de Producción
SDMC-Sistema de monitoreo y control
SD – Sistema dual
SH – Sistema híbrido
SIP – Sistema Integral de Barrels Producción
STB – Standar
Sw – Saturación de agua

Introducción

A través de la historia petrolera de México se ha ido avanzando en los trabajos de exploración y producción de los recursos con los que cuenta el país, pasando de los métodos convencionales de perforación en zonas terrestres.

Avanzando de la producción marina en donde se ha encontrado la principal producción de la historia del país. Teniendo que adentrarse a la exploración, en zonas que superan los 500 metros de tirante de agua, incluso hasta los 2,900 metros. que se conocen como aguas ultraprofundas, donde los métodos convencionales no son suficientes para producir de los yacimientos.. [2]

Con el pasar de los años se han ido agotando las reservas convencionales de aceite ligero y extra ligero, quedando un gran porcentaje de reservas no convencionales como son el crudo pesado y extrapesado, en estos yacimientos se dificulta su extracción, transporte, manejo y procesamiento.

El manejo y transporte de hidrocarburos de crudo pesados y extrapesados en instalaciones costa afuera se dificulta por la propia naturaleza de los fluidos, siendo la viscosidad el parámetro que más afecta, ya que a medida que se genera una pérdida de temperatura en las líneas de transporte, esta propiedad incrementa considerablemente y con ello incrementan las caídas de presión. A través de los años, a lo largo del mundo, se han ido utilizando metodologías para eficientar el transporte y manejo de crudos pesados y extrapesados tanto a nivel pozo como a nivel superficial, tales como; inyección de químicos para reducir la fricción en tuberías, procesos térmicos para incrementar la temperatura en tuberías, inyección de crudo ligero para incrementar los grados API del crudo a transportar y, por último, el uso de equipo de bombeo multifásico a boca de pozo [3]. Cada una de estas alternativas tiene sus pros y contras en cuanto a lo técnico y económico y tendrá que evaluarse minuciosamente para su aplicación.

A partir del año 2007, en México se tuvo la necesidad de incrementar la extracción de campos de crudo pesado y extrapesado en instalaciones costa afuera, debido a una estrategia para compensar parcialmente la caída de producción por la declinación del campo Akal, sin embargo, en los inicios de la extracción de crudo pesado y extrapesado se presentaron diversas problemáticas, y con la finalidad disminuir estas problemáticas, en el año 2011 se instaló e inició operaciones el sistema integral de bombeo multifásico

Identificación de la probroblematica

El siguiente trabajo de tesis surge con el propósito de encontrar una alternativa a la disminución de las reservas y extracción de crudo ligero y extraligero, debido a que en la actualidad, la mayor parte del volumen de hidrocarburo que se extrae en México proviene de yacimientos de crudo pesado y extrapesado. Aún con los métodos y tecnologías ya conocidos e implementados no se ha logrado obtener la producción deseada.

Por ello se ha decidido contemplar el uso de nuevas tecnologías, como lo es el bombeo multifásico, sirviendo como complemento a los SAP, así como métodos de recuperación secundaria, brindando apoyo en el transporte de los hidrocarburos pesados y extrapesados, ya que reduce la presión en cabeza de pozo, así como la viscosidad, logrando una mejor recuperación.

El uso de la bomba multifásica fue implementado inicialmente en países sudamericanos, como Colombia y Venezuela, siendo que cuentan con reservas de hidrocarburos pesados, donde se logró resolver la problemática de extracción en campos terrestres. El uso de esta tecnología aún no es totalmente conocido en México, donde hace pocos años se decidió comenzar a utilizarse en algunas zonas de la región marina del Golfo de México.

Objetivo

Describir en forma general qué es y cómo se utiliza el equipo de bombeo multifásico en la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesados de campos marinos.

El objetivo principal de este trabajo es describir en forma general la aplicación del equipo de bombeo multifásico en campos marinos de crudo pesado y extrapesado en México, describiendo sus componentes principales y los beneficios obtenidos con su aplicación.

Abordar, así como describir uno de los problemas más comunes que se presentan actualmente dentro de la industria petrolera en México, como lo es la extracción de crudo pesado y extrapesado en campos de la región marina, haciendo énfasis en la importancia del uso de un equipo de bombeo multifásico, partiendo desde su descripción, pasando por sus aplicaciones, componentes principales y aterrizando en los beneficios que se obtiene con este método de extracción.

La metodología requerida para la elaboración de este trabajo es conocer a detalle el principio de funcionamiento y la utilidad que tiene la bomba multifásica hoy en día, siendo una tecnología conocida y aplicada en países como Venezuela y Colombia, pero aún desconocida en México, proporcionando un escalón más en el desarrollo y mejoramiento de los equipos con los que ya se cuentan.

- 1.- Conocer las reservas con las que cuenta México hoy en día, para poder delimitar las regiones donde se tiene presencia de hidrocarburos pesados y extrapesados, ya que permitirá conocer la información de los yacimientos que son candidatos al uso del bombeo multifásico. Identificar los campos.
- 2.- Conocer el diseño, así como las capacidades de la bomba multifásica, permitiendo entender el principio de operación y desarrollo, a partir de datos que puedan proporcionar las empresas que se dedican a su fabricación.
- 3.- Conocer los costos que implica la implementación del bombeo multifásico en los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de México, desde su rentabilidad, hasta sus niveles de producción.
- 4.- Dar a conocer las ventajas y desventajas que se tiene al usar el bombeo multifásico en los campos de la región marina, así como sus limitantes de acuerdo a las condiciones del yacimiento y las características de los fluidos presentes.

Alcances

Los alcances de este trabajo son:

Describir las problemáticas más comunes, que se presentan actualmente dentro de la industria petrolera en México en la extracción de crudo pesado y extrapesado en campos costa afuera.

Describir de forma general los métodos superficiales que se utilizan a nivel mundial en la extracción de crudos pesados y extrapesados.

Describir de forma general la importancia y beneficios del uso de equipo de bombeo multifásico en la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesados en instalaciones superficiales costa afuera.

Describir un ejemplo de aplicación real del uso de equipo de bombeo multifásico en la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesados en campos costa afuera en México.

En este trabajo de investigación se adentra en poder mostrar a la comunidad petrolera los beneficios que ha tenido el uso del bombeo multifásico para la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesado, tomando en consideración la problemática que enfrenta México como país petrolero, ya que una importante cantidad de las reservas pertenece a esta categoría, de ahí que los métodos tradicionales no han logrado una recuperación significativa.

A través de ejemplos de campo aproximados a la realidad y graficas visuales, conocer los beneficios económicos que se tiene el uso de una bomba multifásica.

Metodología de Análisis-Síntesis

-Análisis. - Se partió del desglose de los métodos utilizados a lo largo de la historia (mecanismos de producción, sistemas artificiales de producción y métodos de recuperación secundaria y mejorada) para lograr la extracción de los hidrocarburos, principalmente en las zonas marinas, siendo el crudo pesado y extrapesado uno de los mayores retos en la actualidad.

-Síntesis. – Conforme se fue realizando el trabajo de investigación, se obtuvo que los yacimientos en las zonas marinas llegan a contener hidrocarburos con una densidad de 6° a 10° API , siendo que los métodos utilizados ya no podían recuperar niveles de producción óptimo, debido a la alta viscosidad, así como el arrastre de arenas, por lo que se optó en el uso de una bomba multifásica.

Capítulo 1

Generalidades

En este capítulo se hace una breve recopilación sobre los conceptos básicos que se deben tener en cuenta al momento de adentrarse en la industria petrolera, desde sus inicios, pasando por la extracción y producción de petróleo, para posteriormente abordar la importancia que tienen los yacimientos de México, principalmente en la región marina, que es donde se enfoca el tema principal del trabajo de investigación aquí presentado, además se hace consideración sobre la estimación de las reservas en los yacimientos y el comportamiento de afluencia que se tiene para identificar la producción que se tendrá en el pozo, conforme se vayan registrando cambios en la presión.

1.1 Conceptos básicos

Para conocer la importancia que tiene los hidrocarburos hoy en día, se debe hacer un breve recuento sobre algunas definiciones básicas, así como de todas las partes que conforman un pozo petrolero y el proceso que se requiere para transportar los hidrocarburos desde el subsuelo hasta la superficie, y de ahí poder transportarlos a cada región del país a través de ductos (gasoductos y oleoductos) con lo que cuenta México, donde debe ser tratado el crudo y ser separado en agua, petróleo y gas en instalaciones como refinerías y plantas de proceso, para su aprovechamiento, desde grasas, gasolinas, maquillaje, plásticos, etc. Todo esto se realiza con el objetivo final de brindar beneficio a la población y a la nación principalmente.

1.1.1 Petróleo: Término proveniente del latín “petroleum”, el cual se conoce como aceite de piedra. Es una mezcla que se encuentra presente en los tres estados de la materia, sólido, líquido y gas, la cual está compuesta por un incontable compuestos denominados hidrocarburos, que se constituyen por átomos de carbono e hidrógeno, así como otras sustancias y contaminantes en menor cantidades como lo son nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. (Tabla.1) [4].

Tabla 1. Composición del petróleo

ELEMENTO	% PESO
Carbono	83-87
Hidrógeno	10-14
Nitrógeno	0.1-2
Oxígeno	0.1-1.5
Azufre	0-2
Metales	<0.1

1.1.2 Yacimiento: Lugar localizado debajo de la superficie de la tierra, el cual ha sido privilegiado por condiciones, así como por sucesos sedimentarios mineralógicos, biológicos y químicos que han permitido la formación y acumulación de hidrocarburos [4].

1.1.3 Campo: Es una zona delimitada territorialmente, conformada por uno o más yacimientos, siendo delimitados por una variedad de pozos. Se le concede el término de campo cuando se considera que cuenta con una magnitud económica favorable, con presencia de hidrocarburos [4].

1.1.4 Cuenca: Lugar de la corteza terrestre que ha sufrido de sucesos geológicamente naturales a lo largo de los años, que ha permitido la acumulación de hidrocarburos dentro de las rocas sedimentarias que lo conforman, las cuales suelen pertenecer a las mismas edades geológicas [4].

1.1.5 Sistema petrolero: También conocida como máquina natural de hacer petróleo, es el sistema natural que incluye todos los elementos, así como los

procesos geológicos existentes que permiten que un yacimiento de aceite y gas exista en la naturaleza.

Se encuentra conformado por: roca generadora, roca almacén, roca sello, trampa, migración y sincronía (Figura 1), siendo este último la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que se pueda dar la formación y entrapamiento de hidrocarburos [4].

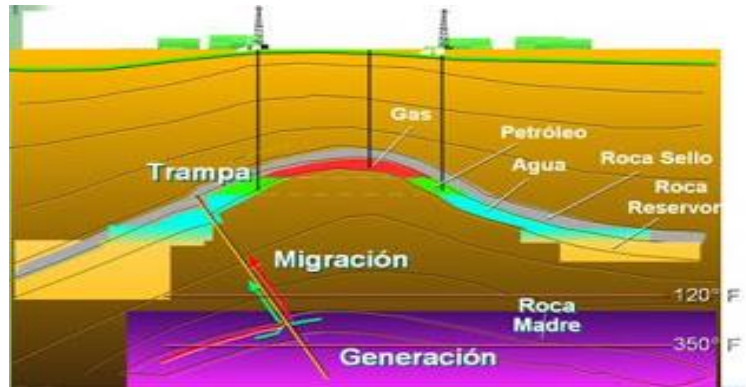


Ilustración 1. Sistema petrolero [4]

1.2 Clasificación de los hidrocarburos

Se conoce que alrededor del mundo existen diferentes tipos de crudos, de los cuales cada uno cuenta con diferentes características, tanto físicas como químicas. Para ello se ha decidido crear una clasificación más general del petróleo como lo es a través de su gravedad API, contenido de azufre (Figura 1.2).

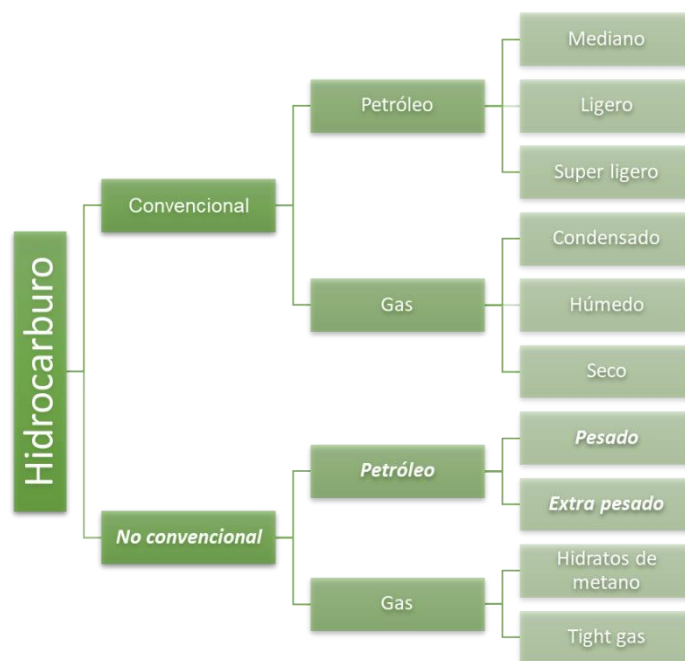


Ilustración 2. Clasificación de los hidrocarburos [7].

1.2.1 Por su densidad API

La densidad del petróleo a nivel mundial se clasifica de acuerdo con el “American Petroleum Institute” (API), donde se hace una comparación de la densidad del crudo con el agua a temperaturas iguales, de tal manera que se describe “qué tan pesado o liviano es el petróleo”, siendo la medida inversa de su gravedad específica.

El cálculo de la densidad API requiere el uso de la densidad relativa del petróleo desgasificado, a condiciones estándar (60°F), obteniendo la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \left(\frac{141.5}{\gamma_{\circ}}\right) - 131.5$$

Para tener un mejor control de la clasificación de los distintos tipos de petróleo se han establecido parámetros a nivel internacional (Tabla 2).

Tabla 2. Clasificación de los tipos de petróleo conforme °API [5].

Aceite crudo	Densidad (gr/cm³)	Densidad °API
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0-0.92	10-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Extraligero	<0.83	>39

El petróleo mexicano se clasifica de acuerdo con cinco tipos de hidrocarburos [6] (Tabla 3), en donde se considera su concentración de azufre como se muestran a continuación:

Tabla 3. Clasificación de los crudos en México [7]

Tipo de aceite	Maya	Olmeca	Istmo	Altamira	Talam
Grados API	22	33.6	39.3	16	15.7
% Azufre	3.3	1.3	0.8	5.5	4.5
Zonas provenientes	Cantarell y Ku Maloob Zaap	Tabasco y Chiapas	Litoral de Veracruz	Tampico	Sur

Entre las comparaciones que hay de las viscosidades y la densidad API de los diferentes crudos, se ha llegado a la observación que la viscosidad es inversamente

proporcional a la gravedad $^{\circ}\text{API}$ y directamente proporcional a la temperatura (Figura 3), debido que al elevarse más este parámetro se tiene una mayor movilidad de los fluidos [8].

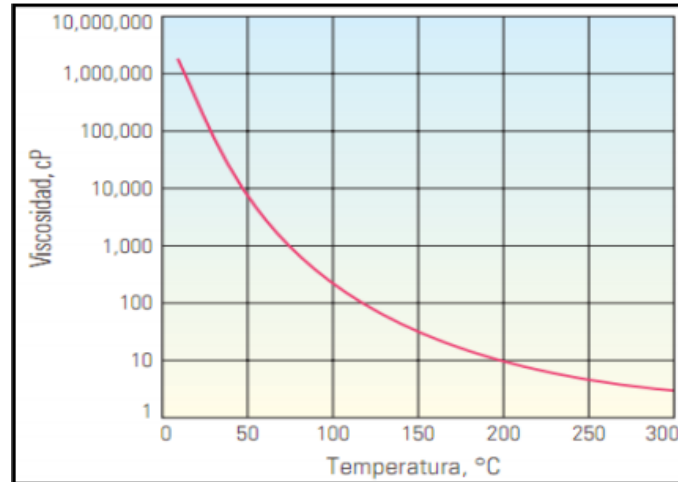


Ilustración 3. Relación entre viscosidad y temperatura del petróleo [9].

1.2.2 Mecanismos de producción

Para poder extraer el petróleo que se encuentra almacenado dentro de las rocas del yacimiento se requiere de la perforación de pozos, siendo estos el mecanismo de drenaje principal. Una vez que se tiene comunicación entre la superficie y el yacimiento comienza la extracción de los hidrocarburos, que mediante la energía natural con la que cuenta, permite el desplazamiento de los fluidos que se encuentran atrapados.

A estas fuerzas naturales se le conoce como mecanismos de producción, que son fuerzas que afectan al yacimiento durante toda su etapa de explotación, desde la etapa inicial, donde se encuentra a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Dependiendo de la configuración estructural y estratigráfica con que cuente el yacimiento se tendrá un diferente tipo de empuje, por lo que la magnitud de cada uno de los mecanismos de producción (Figura 4) estará en función de las caídas de

presión y los fluidos presentes en el yacimiento, dentro de estos mecanismos se encuentran los siguientes [10]:

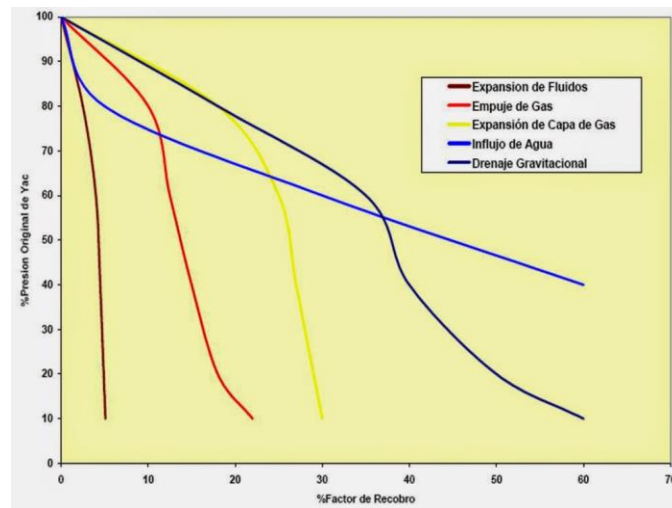


Ilustración 4. Mecanismos de producción [10].

- Empuje por expansión de gas en solución.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje por expansión roca-fluido.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Empuje por agua.

1.2.2.1 Expansión de gas en solución

Se presenta en yacimientos saturados, donde la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima de la presión de saturación (P_b). Cuando la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima de la presión de saturación (P_b), en donde el hidrocarburo se encuentra líquido y con pequeñas burbujas dispersas de gas, lo que ejerce una presión al aceite hacia las zonas de los disparos (Figura 5).

El aceite podrá fluir hacia el pozo debido a la energía del gas que se libera, permitiendo una recuperación que se encuentra en un rango de 5-30% del volumen de aceite original in-situ [11]. Dentro de los factores que permiten este índice de

recuperación se puede encontrar la alta densidad API, así como la baja viscosidad del aceite.

Las principales características con las que cuenta este mecanismo de producción son las siguientes [10]:

- Se tiene una declinación exponencial en la producción.
- La producción de agua se encuentra en niveles que son relativamente bajos.
- Se tiene caídas de presión en una etapa temprana de la producción.
- La RGA comienza a incrementarse hasta que el gas se agota, donde comienza a disminuir.

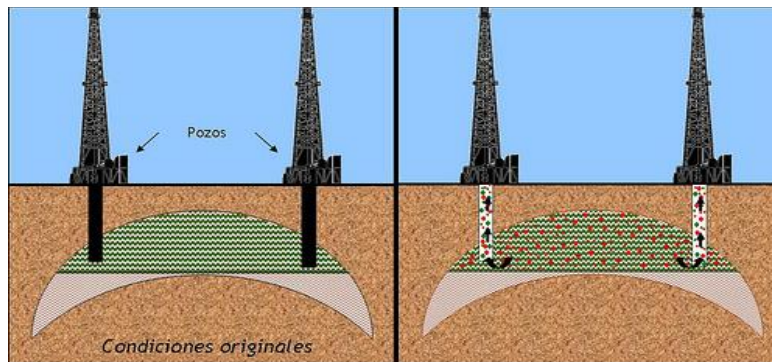


Ilustración 5. Empuje por casquete de gas [10]

1.2.2.2 Empuje por capa de gas

También conocido como empuje por casquete de gas, es el método que se presenta en yacimientos saturados, en los que se encuentra el hidrocarburo en dos fases, líquida y gaseosa. Las condiciones de yacimiento de presión se encuentran por debajo de la presión de saturación, permitiendo la existencia de una capa de gas por encima del aceite, donde el gas comenzará a expandirse conforme su presión disminuye debido a la producción del yacimiento, desplazando al petróleo hacia los pozos productores (Figura 6).

Dentro del rango de recuperación con el que cuenta este método se encuentran valores entre el 20-40% del volumen de petróleo original in-situ [11]. Algunas de las características que se puede encontrar en el yacimiento con este mecanismo de producción son las siguientes [10]:

- Alta densidad API del petróleo.
- Alta permeabilidad en la formación.
- Baja viscosidad del petróleo.
- Diferencias de densidad entre el petróleo y el gas de la formación.

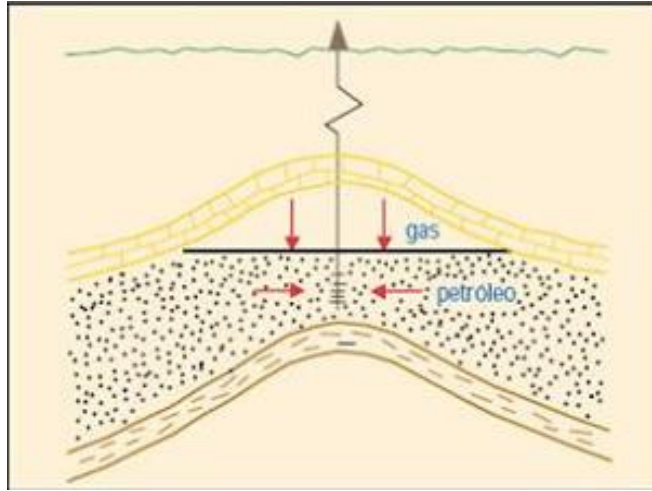


Ilustración 6. Empuje por capa de gas [10].

1.2.2.3 Expansión roca-fluido

Es uno de los mecanismos de producción más importantes que se encuentra en todos los yacimientos del mundo, donde se tendrá una diferencia de presión de sobrecarga en la roca, así como la presión que ejerce el poro (Figura 7), dando origen a la reducción del volumen poroso en el yacimiento y la expansión que ocurre por los fluidos presentes dentro de dichos poros.

Entre los fenómenos más conocidos de la física en yacimientos, se conoce que la expansión y movimiento de los fluidos sucederá en la dirección que le sea más fácil, en este caso se tendrá un desplazamiento desde las zonas de mayor presión hacia las de menor presión, siendo comúnmente en la dirección del poro comunicado, para finalmente llegar hacia el pozo. Además, se debe considerar que el espacio poroso debe quedar ocupado por los fluidos remanentes que queden en el yacimiento. Obteniéndose un menor factor de recuperación, a comparación de todos los mecanismos que hay, con un rango que se encuentra entre el 5-10% [12].

Algunas de las características más importantes con las que cuenta este mecanismo de producción son los siguientes [11]:

- La presión en el yacimiento declina rápidamente.
- La RGA es similar a la R_{si} en el yacimiento.

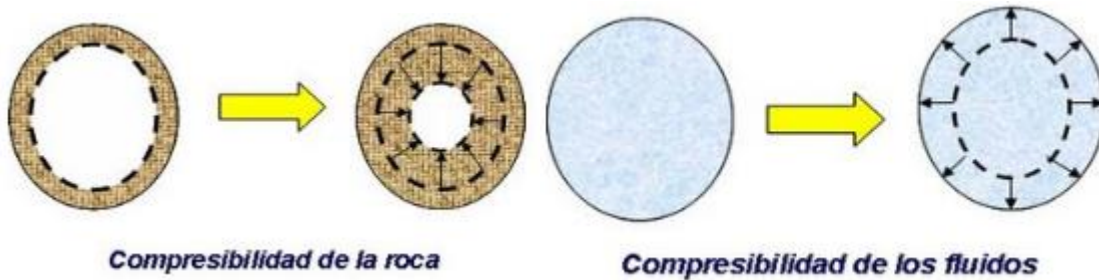


Ilustración 7. Empuje roca fluido [10].

1.2.2.4 Empuje por segregación gravitacional

Otro mecanismo también muy poco común en los yacimientos petroleros, pero al encontrarse se considera de los más eficientes en cuanto a productividad. Dicho mecanismo se da a partir de un acomodo en estratos de grandes tamaños, así como altas permeabilidades, en este caso permeabilidad vertical, permitiendo un acomodo de los fluidos de acuerdo a sus densidades (Figura 8), por lo que el agua al ser el fluido de mayor densidad queda en la parte inferior, posteriormente el petróleo y finalmente el gas, siendo este el que cuenta con una menor densidad debido al buzamiento presente, permitiendo que el gas empuje con una fuerza vertical hacia el petróleo.

Entre todos los mecanismos de empuje que se encuentran dentro de los yacimientos, el de segregación gravitacional se considera entre los más óptimos, contando con un factor de recuperación que se encuentra entre el 50-60% [10].

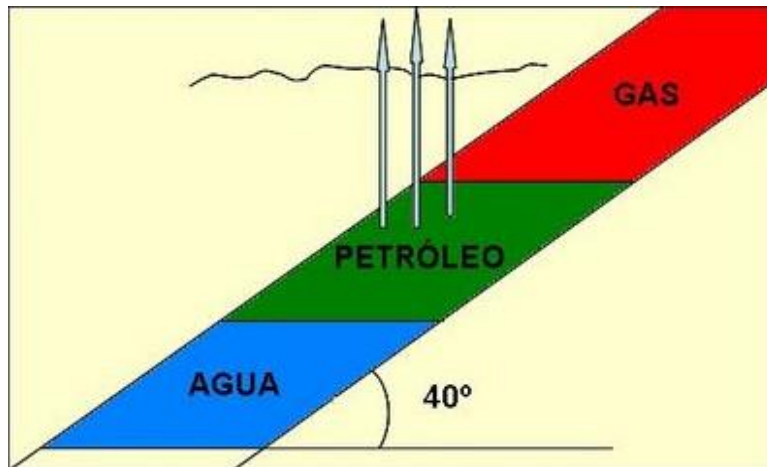


Ilustración 8. Empuje por segregación gravitacional [10].

1.2.2.5 Empuje por agua

Es considerado como el mecanismo de producción más eficiente entre todos los mencionados anteriormente, ya que se encuentra en yacimientos bajo saturados, con presencia de petróleo y agua, en el que el agua pertenece a una porción de roca saturada, conocido como acuífero, ejerciendo una presión ascendente hacia el petróleo, permitiendo que durante su explotación el agua pueda desplazar al petróleo y remplace los poros ocupados por el aceite, logrando que se cuente con un empuje natural, obteniendo un flujo eficiente (Figura 9).

Dentro de este mecanismo se llegan a tener índices de producción de hasta 70% [12].

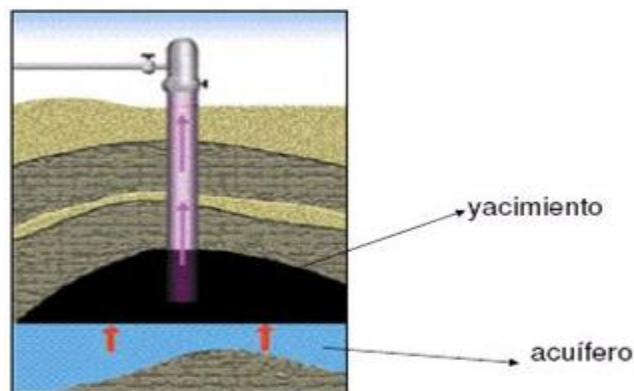


Ilustración 9. Empuje por agua [10].

1.2.3 Clasificación de las reservas de petróleo

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos desarrollados, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas.

Para esto deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha efectiva de evaluación) y basadas en la aplicación de proyectos de desarrollo.

Para esto (Figura 10), se muestra la clasificación de recursos petroleros, e incluye las diferentes categorías de reservas de hidrocarburos. Se observa que existen estimaciones bajas, medias y altas, tanto para los recursos como para las reservas de hidrocarburos, clasificándose estas últimas, como probadas (1P), probadas más probables (2P), y probada más probable más posible (3P) [13].

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto				
		No económico		Económico		
No recuperable	P r e s t i v o s	Estimación baja	No recuperable	C o n c i e n s e s	Estimación baja	P r o d u c i ó n
	R o c u e r c i v o s	Estimación central		R e s e r v a s	Probada + probable	
		Estimación alta			Probada + probable + posible	

Ilustración 10. Clasificación de las reservas [7].

1.2.4 Probabilidad de las reservas

Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones; y pueden clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción.

Como se mencionó anteriormente, las tres clasificaciones en las que se encuentran las reservas son las siguientes (Figura 11):

Reservas 1P: Son las reservas probadas, para esto se emplean métodos probabilistas para su evaluación, donde debería haber una probabilidad de al menos 90% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado, siendo reservas con alta certidumbre.

Reservas 2P: Son las reservas probadas más las reservas probables, donde se cuenta que existe al menos una probabilidad del 50% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 2P.

Reservas 3P: Son las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles, aquí existe al menos una probabilidad de 10% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación 3P.

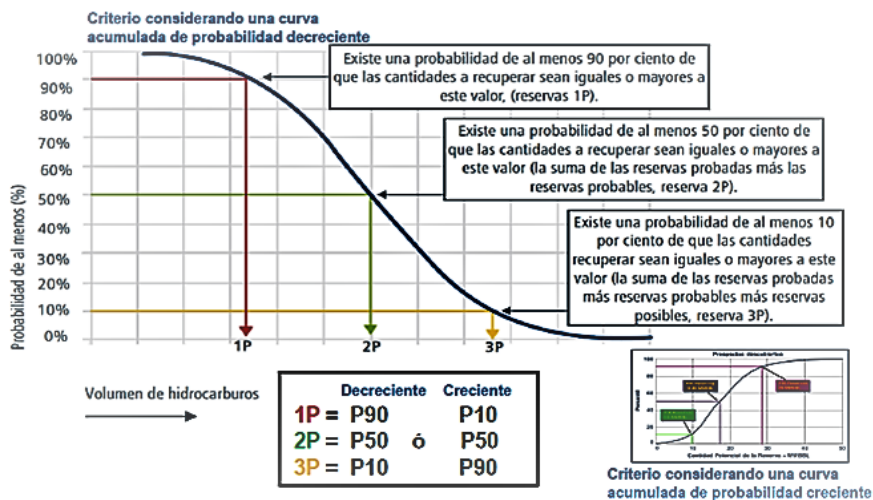


Ilustración 11. Criterio de las reservas [7].

1.2.5 Métodos de estimación de reservas

Estos métodos se usan durante o después de que un yacimiento cuenta con un cierto tiempo en producción, para analizar matemáticamente y poder marcar una tendencia de producción y/o presión.

1.2.5.1 Análisis mediante curvas de presión

Este método se refiere al análisis en las tendencias de declinación producción de petróleo/gas vs el tiempo/la producción acumulada, para estimar reservas que se tendrán a futuro, permitiendo conocer cuáles son los mejores métodos para la explotación de los yacimientos: (Figura 12)

- Hiperbólica
- Armónica
- Exponencial

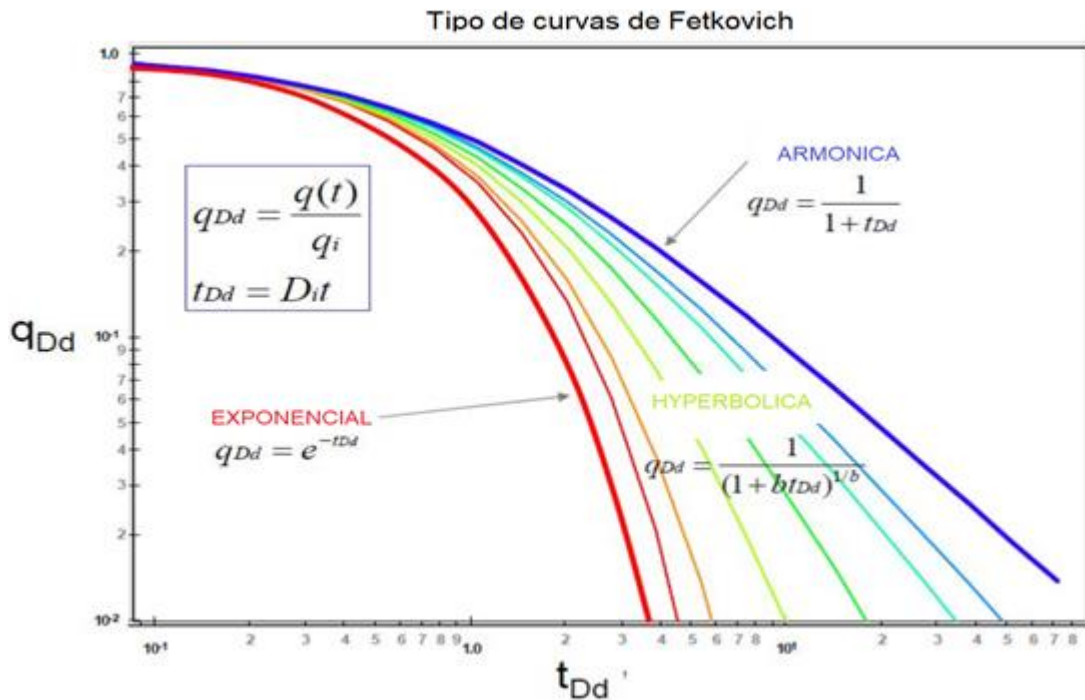


Ilustración 12. Curvas de declinación de producción.

Donde:

q_{Dd} =Función del gasto adimensional.

t_{Dd} =Función adimensional del tiempo.

$q(t)$ = Gasto de la producción.

$q(i)$ = Gasto inicial.

b = Parámetro de declinación que va de 0 a 1.

D_{it} = Declinación inicial en un tiempo.

1.2.5.2 Balance de materia

Este método involucra la estimación de los volúmenes remanentes en el yacimiento, tomando como base los cambios de presión que se efectúan a medida que los volúmenes son producidos del mismo. Es aplicable sólo cuando existen suficientes datos de presión y producción, permitiendo estimar el volumen original en sitio y el probable mecanismo de producción.

1.2.5.3 Método volumétrico

Utilizados cuando los datos geológicos son suficientes para el mapeo estructural e isópaca del yacimiento.

El método utiliza la relación entre el espesor, el área y la porosidad de la formación, conocida como volumen poroso, ya que esta última representa todo el espacio disponible dentro del yacimiento para almacenar los fluidos. Donde el resultado que se tiene al utilizar el volumen poroso y la saturación de aceite nos proporciona la cantidad de fluido que hay dentro.

A lo obtenido anteriormente se debe considerar el factor volumétrico del petróleo inicial, ya que la relación de barriles presentes en el yacimiento cambia conforme disminuye la presión al estar en la superficie [14].

Estimación volumétrica del Volumen Original en Sitio (OOIP/POES).

$$N = (7758 * A * H * \Phi * (1 - S_w) / B_{oi}) * Fr \quad (1.1)$$

donde:

N = [STB] Volumen de hidrocarburo recuperable.

A = Área [acres].

H = Espesor neto [pies].

Φ_c = Porosidad [fracción].

S_{wi} = Saturación de agua [fracción].

B_{oi} = Factor de volumen.

F_r = Factor de Recuperación [fracción].

1.3 Antecedentes de los Yacimientos en México

El petróleo se encuentra entre los recursos natural más importantes, no solo en México sino en todo el mundo, ya que de ahí se puede satisfacer la demanda de energéticos y de petroquímicos básicos, contribuyendo al desarrollo industrial de cada país.

En México se comenzó a explotar el petróleo a inicios de 1900, en zonas terrestres cercanas al Golfo de México, siendo en los ambientes pantanosos del estado de Veracruz, con el pozo La Pez-1, que a la fecha aun sigue produciendo pequeñas cantidades de petróleo, para posteriormente y con el pasar de los años se continuara descubriendo y explotando los recursos naturales con los que cuenta el país, hasta llegar a explorar dentro de las aguas someras frente a las costas, ya que se encontraban acumulaciones de hidrocarburos importantes [15].

Fue hasta la década de los 70 cuando en México se dio el mayor descubrimiento a nivel mundial, el campo Cantarell, el cual llegó a producir hasta 3 millones de barriles al día, aportando más del 70% de la producción a nivel nacional, dicho campo fue de gran importancia, solo por detrás del campo Ghawar en Arabia Saudita [15].

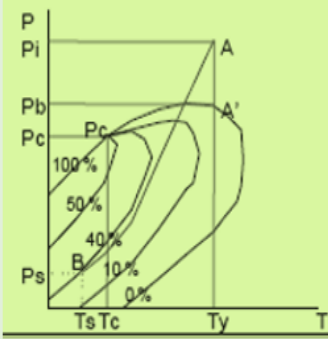
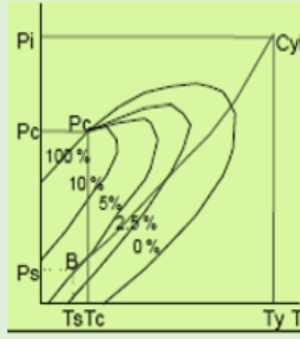
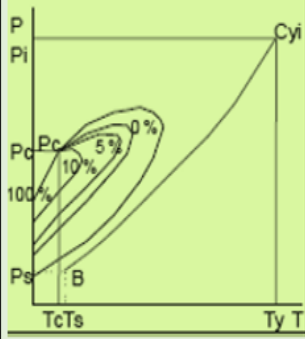
1.3.1 Clasificación de los yacimientos

Su clasificación va a depender de la temperatura, punto crítico, estado en el yacimiento, curvas de calidad, densidad de los fluidos presentes, teniendo como apoyo el uso de los diagramas de fase (Tabla 4), en donde se puede identificar si

es un yacimiento de aceite y gas asociado o un yacimiento de gas, de ahí se pueden clasificar en aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

Tabla 4. Diagrama de fases del petróleo.

tipo	yacimiento de aceite y gas asociado	
	Bajo encogimiento (aceite negro)	Alto encogimiento (aceite volátil)
Características		
Diagrama de fases		
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$
Punto crítico	P_c a la derecha de la cricondenbara	P_c cercano a la cricondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < p_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 faseS)	Si $P > P_b$ @ T_y Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < p_b$ @ T_y Yac. Saturado (2 faseS)
Curvas de calidad	Muy pegada a línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío
Singularidades		
Producción en superficie	Dentro de la región 2 fases	Dentro de la región 2 fases
Composición mezcla original	$(c7+) > 30.5\%$	$(c7+)$ de 11.0 a 30.5%
RGA	< 200	200-1,000
Color líquido	Obscuro	Ligeramente obscuro

tipo	yacimiento de gas		
	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
Características			
Diagrama de fases			
Temperatura	$T_c < T_y < \text{cricondenterma}$	$T_y > \text{cricondenterma}$	$T_y > \text{cricondenterma}$
Punto critico	P_c a la izquierda de la cricondenbara	P_c a la izquierda de la cricondenbara	P_c a la izquierda de la cricondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_r @ T_y$ Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_r @ T_y$ Yac. Saturado (2 fases)	P_y nunca entra en la región de 2 fases, en el yac. Está en estado gaseoso	P_y nunca entra en la región de 2 fases, en el yac. Está en estado gaseoso
Curvas de calidad	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a línea de puntos de burbuja
Singularidades	Fenómenos retrógrados		
Producción en superficie	Dentro de la región 2 fases	Dentro de la región 2 fases	Dentro de la región 2 fases
Composición mezcla original	$(c_7+) > 11.0\%$	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros
RGA	500 - 15,000	10,000 - 20,000	> 20,000
Densidad líquido (API)	41 - 57	45 - 57	> 57
Color líquido	ligeramente coloreado	Casi transparente	Transparente

1.3.2 Zonas de explotación de yacimientos en México

Una de las zonas más importantes en México son las cuencas del suroeste, que están conformadas por campos como lo son Chuc, Abkatún, Pol, Cheek, Kull, Etkal, Homol, Pokoch, Och, Tekel, Ayatsil, Ku, Zaap, Maloob, Akal, Balám, así como otros de gran importancia, los cuales se encuentran frente a las costas de Ciudad del Carmen (Figura 13) [7].

La densidad del aceite que podemos encontrar en algunos de los campos previamente mencionados, va de los 25-8 °API, los cuales se han clasificado dentro de los crudos ligeros hasta extrapesados, estos últimos siendo los de mayor dificultad para su extracción, así como con un alto costo para su procesamiento dentro de las refinerías con las que cuenta el país.

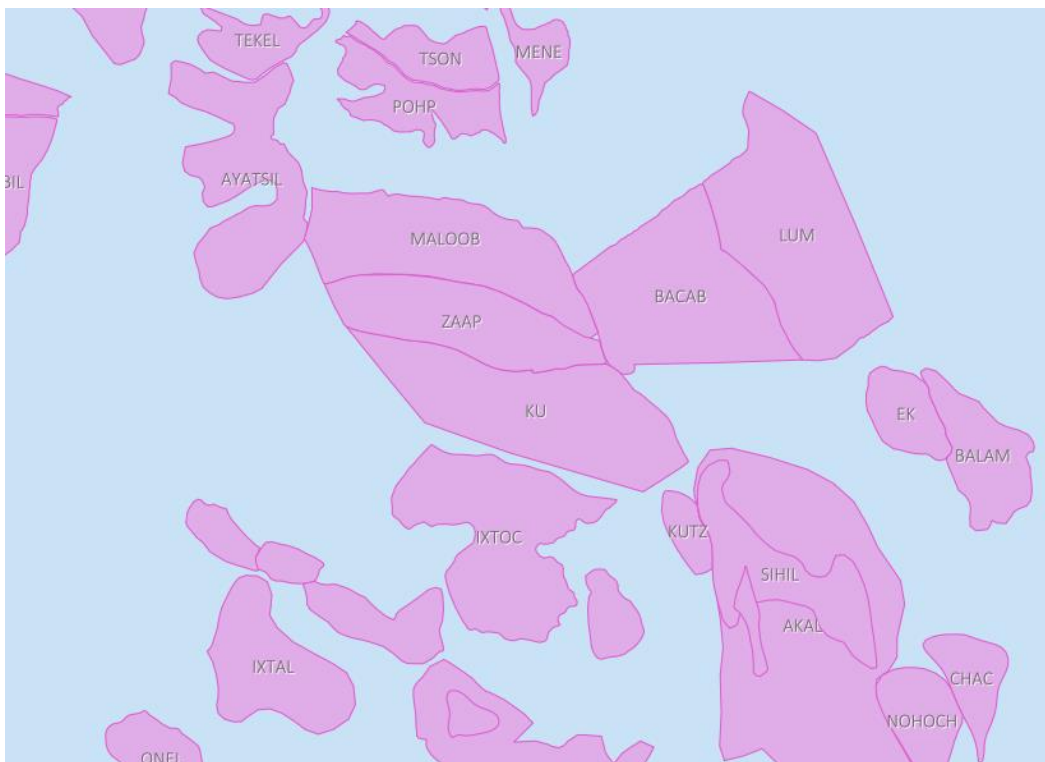


Ilustración 13. Cuencas de la región marina [7].

Capítulo 2

Importancia del aceite pesado y extrapesado en México

Dentro de este capítulo se hará mención sobre la relevancia que ha ido adquiriendo la concentración del crudo pesado y extrapesado que se encuentra en los yacimientos del país, así como los retos que se enfrentan durante la explotación y manejo del aceite. Partiendo de sus características, así como las propiedades que lo conforman, las zonas económicamente importantes para México y la manera en que se ha desarrollado su transporte a través de los últimos años, con el objetivo de entender que consideraciones hay que tener en cuenta en un futuro no muy lejano.

2.1 Propiedades del aceite pesado y extrapesado en México

Actualmente en nuestro país las reservas de aceite ligero y extraligero han disminuido considerablemente, lo cual ha significado que cada vez se tenga que explorar en zonas más profundas y de difícil acceso con restricciones geológicas.

Dentro de este escenario, México jugará un papel importante dentro de pocos años, ya que junto con el bitumen presente en los yacimientos representan el 70% de las reservas totales de petróleo [7].

El petróleo se denomina “pesado” debido a que su densidad es muy superior a la del petróleo ligero, por lo que no fluye con facilidad en las tuberías. Entre las características principales de este tipo de crudos se menciona su viscosidad, que es representada en unidades Centipoise. Dentro de la escala API, podemos encontrar que los crudos extrapesados tienen densidades menores a 10°API y los crudos pesados se encuentran por debajo de los 20°API [6].

La viscosidad de los crudos convencionales se llega a encontrar entre 1 cP, mientras que la viscosidad del agua es de aproximadamente 1 cP. Por otro lado, en los aceites pesados y extrapesados pueden variar entre 20-1,000,000 cP.

Algunas otras particularidades que se presentan dentro de los crudos extrapesados es su alto contenido de azufre, así como el contenido de sales, metales (níquel,

vanadio). Todas estas sustancias pueden afectar significativamente los costos, debido al tratamiento que requiere realizarse a los crudos extrapesados, siendo que para ingresarlos a la refinería se debe cumplir con estándares de calidad en crudo, con el objetivo que no afecten los equipos y plantas con las que procesara, para posteriormente comercializar sus derivados.

2.2 Cuencas de producción de aceite pesado y extrapesado en el Golfo de México

En las cuencas de México, se han encontrado concentraciones de petróleo pesado en yacimientos que pertenecen a algunas eras geológicas como lo son el Cenozoico, donde encontramos el Pleistoceno, Plioceno y Mioceno; así como del Mesozoico, estando presente el Cretácico temprano, en la región de Veracruz [4] (Figura 14), debido a que estos yacimientos llegan a ser someros y poseen roca sello que son menos efectivo, por lo que se expone los fluidos a condiciones que conducen a la formación del petróleo pesado.

ERAS	PERIODOS	ÉPOCAS/ DURACIÓN	AÑOS	CARACTERÍSTICAS
Cenozoico		Holoceno 10 mil años	10 miles	El hombre aprende a cazar y domesticar animales; descubre la agricultura ; aprende a usar los metales, el carbón, aceite, gas y otras fuentes, como la fuerza del viento y los ríos para el trabajo.
		Pleistoceno 2 millones años	2 millones	Se desarrolla el humano actual . La fauna dominante estaba constituida por mamuts, rinocerontes lanudos y otros animales que desaparecieron al finalizar esta época.
		Plioceno 3 millones años	5 millones	La vida marina es prácticamente como la de hoy día. Pájaros y muchos mamíferos desarrollan la apariencia de la actualidad y se extienden alrededor del mundo. Aparecen los hominidos .
		Mioceno 19 millones	24 millones	Los simios aparecen en Asia y África Existen otros animales como murciélagos, monos, ballenas y primitivos osos. Las plantas con flores y los árboles presentan morfologías actuales
	Terciario	Oligoceno 14 millones	38 millones	Surge el mono primitivo. Se desarrollan los camélidos, felinos, cánidos, elefantes, caballos, rinocerontes y roedores. El rinoceronte gigante desaparece al finalizar la época
		Eoceno 17 millones	55 millones	Gran desarrollo de pájaros anfibios, pequeños reptiles y peces. Aparecen los primitivos murciélagos, camélidos, felinos, équidos, monos, rinocerontes y ballenas.
		Paleoceno 8 millones	63 millones	Se extienden las plantas con flores, los invertebrados, peces, anfibios, reptiles y mamíferos.
Mesozoico		Cretácico 75 millones	138 millones	Aparecen las plantas con flores. Los invertebrados, peces y anfibios alcanzan su desarrollo. Son normales los dinosaurios con cuernos y escudos. Los dinosaurios se extinguen al finalizar el periodo.
		Jurásico 67 millones	205 millones	Grandes bosques, moluscos bivalvos. Los dinosaurios alcanzan su máxima longitud. Aparecen las primeras aves . Los mamíferos son pequeños y primitivos
		Triásico 35 millones	240 millones	Coníferas plenamente desarrolladas. Muchos peces adquieren sus formas actuales. Los insectos se desarrollan. Aparecen las primeras tortugas, cocodrilos y dinosaurios así como los primeros mamíferos.

Ilustración 14. Eras geológicas [16]

2.2.1 Producción de aceite en México

En el año 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) contaba con una producción diaria de aceite de 2.429 millones de barriles (MMbbls), pero al pasar de los años se ha venido dando una baja en su producción hasta llegar a 1.672 (MMbbls) por día para inicios del año 2019, esto debido a que se han ido reduciendo las reservas de aceite ligero y extraligero. De la producción total de aceite a nivel nacional que se extrae cada día, el crudo pesado representa aproximadamente el 62.74% (Tabla 5) que proviene principalmente de los bloques de aguas someras del Golfo de México [6].

Tabla 5. Producción de hidrocarburos, Mbbls [6].

Año	Crudo total	Por tipo		
		Pesado	Ligero	Superligero
2014	2,429	1,226	864	299
2015	2,267	1,152	838	277
2016	2,154	1,103	785	266
2017	1,948	1,049	689	210
2018	1,813	1,073	553	188
2019	1,672	1,049	484	139

De los valores anteriormente señalados puede observar una disminución en cuanto a la producción nacional de petróleo con el pasar de años, además de la producción de aceite ligero disminuye significativamente, dejando notar que el crudo pesado sigue dominando las reservas en México (Figura 15).

Uno de los principales campos de producción de petróleo pesado del país es Maloob (Figura 16) aportando una cantidad significativa, observando una comparación entre años pasados.



Ilustración 15. Producción de petróleo crudo, Mbls [6].

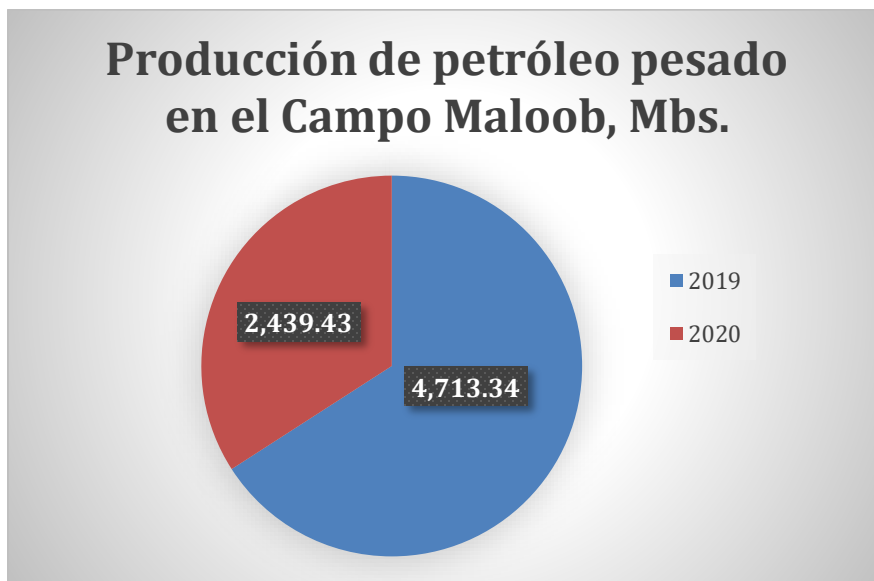


Ilustración 16. Producción de aceite en el campo Maloob, Mbls [7].

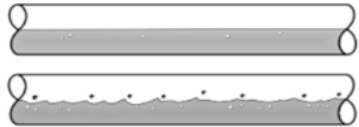
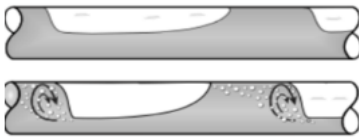
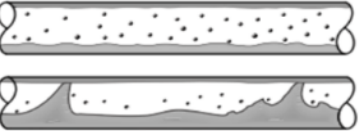

Al hacer una breve comparación entre las reservas probadas por país, Venezuela se ubicó en el primer lugar, con un 17.8% del total. Arabia Saudita concentró 15.9 de las reservas mundiales en 2012. México se ubicó en el décimo octavo lugar, con 0.7% del total mundial [17].

2.3 Flujo multifásico en tuberías

Durante la producción en pozos petroleros se llega a presentar el flujo multifásico, el cual es la distribución que tiene una fase con respecto a otra al interior de la tubería. Los patrones de flujo identificados para flujo multifásico en tuberías horizontales y verticales en función de la velocidad de cada fase se muestran a continuación:





2.3.1 Patrones de flujo en tubería horizontales

Tabla 6. Patrones de flujo para tubería horizontal [27].

Estratificado	Las fases se separan por la gravedad, donde la fase líquida se localiza en la parte inferior de la tubería y la fase gaseosa en la parte superior. Se divide en estratificado suave y ondulante.	
Intermitente	En la tubería se alterna la fase líquido y gas. Por tapones de líquido que llenan la tubería y son separados por tapones de gas. Se divide en burbuja y tapón intermitente.	
Anular	El gas se concentra en el núcleo de la tubería como la fase continua, la fase dispersa es el líquido que genera una película alrededor de la tubería y llegan a existir gotas suspendidas en el gas.	
Disperso	A tasas de flujo altas, la fase líquida es la fase continua, donde el gas se encuentra en formas de burbujas como fase dispersa.	

2.3.2 Patrones de flujo en tubería verticales

Tabla 7. Patrones de flujo para tubería vertical [27].

Burbuja	La fase continua es líquida, mientras que la fase dispersa es el gas libre, el cual se presenta en forma de pequeñas burbujas, moviéndose a velocidades diferentes.	
Slug	La fase dispersa forma tapones de gas que ocupan prácticamente toda la tubería. La fase continua sigue siendo el líquido, la cual rodea la burbuja de gas y se mueve a bajas velocidades.	
Transición	Se presenta un cambio en la fase continua, de líquida a gas. Las burbujas se unen y el líquido puede entrar a la burbuja.	
Anular	La fase continua se presenta en forma de gas, el líquido es la fase dispersa y está en forma de gotitas. La fase dispersa genera una película en la pared de la tubería y la fase gaseosa se ubica en la parte central de la tubería.	

2.4 Transporte del aceite pesado y extrapesado

Uno de los retos más grandes de la industria petrolera en la actualidad es la producción, transporte, refinación del crudo pesado y extrapesado, ya que representa muchos problemas en comparación a los que se presentan con los aceites ligeros; debido a que este tipo de crudos pesados puede fluir a las condiciones naturales del yacimiento, pero en el momento que se encuentra a las condiciones de superficie, ya que al disminuir la presión del yacimiento, el gas disuelto se dispersa como burbujas atrapadas por la viscosidad del petróleo.

La movilización de crudos muy viscosos a través de tuberías supone los siguientes problemas:

- 1.- Incremento de las presiones de operación y de la capacidad de bombeo requerida.
- 2.- Incremento de los costos energéticos, ambientales y económicos.
- 3.- Incremento de los riesgos de rupturas y fallos a causa de las sobre presiones, donde los tubos suelen perder resistencia con el tiempo.

A pesar de los problemas y dificultades, el envío por tubería sigue siendo el método más efectivo en términos de seguridad, donde el costo directo del transporte por ducto representa tan solo 1/10 del costo por tren.

Se debe tener como consideración que México, según un informe del 2017, cuenta con una importante red de oleoductos [18], cuya extensión ronda los 12,000 km (Figura 17).



Ilustración 17. Red de oleoductos y gasoductos de México [6].

En México, el transporte de crudos muy viscosos es un problema importante, puesto que alrededor de un 54% de la producción nacional de petróleo consiste en aceites pesados, según se tiene registro del informe anual de Pemex en 2020.

De acuerdo con los últimos datos registrados, el porcentaje restante incluye crudos ligeros y extraligeros, pero hay que considerar que la declinación de los yacimientos que producen estos tipos de aceite ha ido en aumento, lo que ha significado que cada vez se debe extraer y transportar más aceites pesados [6].

2.4.1 Métodos de transporte en aparejo de producción

A lo largo de los años se han ido desarrollando una serie de técnicas que buscan explotar la sensibilidad de ciertas propiedades del crudo pesado, consiguiendo cambios en sus parámetros externos (temperatura o composición). Teniendo como objetivo disminuir las pérdidas de carga en el sistema de flujo (Tabla 8).

Tabla 8. Métodos de transporte de aceite pesado [18].

Método	Descripción
Reductores de viscosidad	Pre calentamiento del aceite pesado. Calentamiento de la tubería. Mezclado con hidrocarburos ligeros y/o solventes
Reductores de fricción	Lubricación de la tubería utilizando un flujo anular y aditivos reductores de fricción.

2.4.1.1 Calentamiento

Considerado como el método más utilizado para lograr disminuciones sustanciales de la viscosidad de los aceites pesados y bituminosos. Esto debido a la enorme sensibilidad de la viscosidad a la temperatura. Se debe considerar que los aumentos relativamente bajos de la temperatura son suficientes para producir reducciones considerables de la viscosidad (Figura 18).

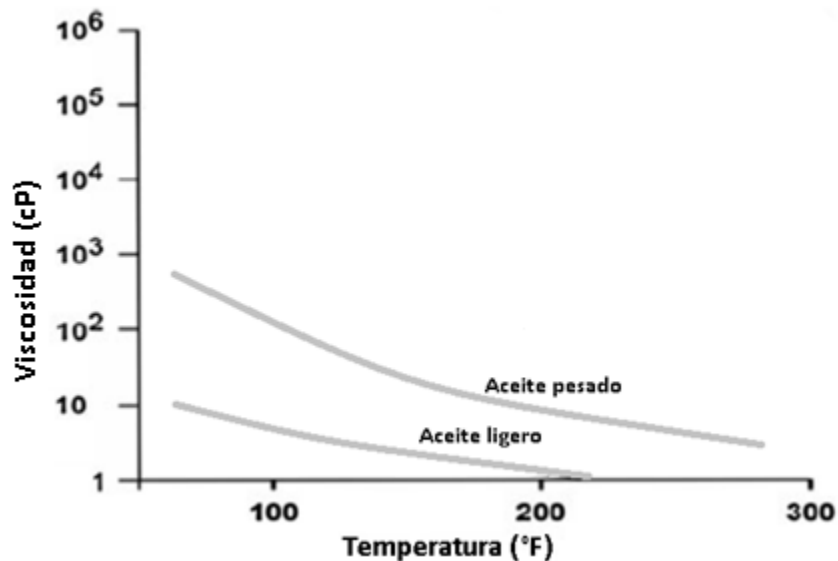


Ilustración 18. Respuesta de la viscosidad al incremento de temperatura [19].

Típicamente se opta por precalentar el crudo pesado, para posteriormente conducirlo por tuberías, las cuales son también previamente calentadas.

Sin embargo, es importante resaltar que el calentamiento por tubería puede inducir complejos cambios en las propiedades reológicas del crudo, lo cual puede resultar en inestabilidades durante el flujo [3]. Otra consideración que hay que tener en

cuenta son las pérdidas de calor que se produce a lo largo de la tubería. Principalmente cuando se encuentran los pozos presentes en campos marinos, ya que a mayor profundidad se encuentre el pozo se tendrá temperaturas más bajas.

2.4.1.2 Reductores de fricción

El arrastre viscoso, la fricción con la pared y la caída de presión que se presenta en la pared de la tubería, son muchos más altos cuando se trata de transportar aceite pesado y extrapesado. “La fricción es el resultado de las interacciones moleculares de los fluidos con la pared de la tubería durante el flujo. Esta fricción provoca la caída de presión en la tubería.” [19].

La técnica del flujo lubricado se basa en la creación de un flujo anular o Core-Annular Flow (CAF), el cual se constituye por agentes de baja viscosidad, los cuales tienen contacto con la pared de la tubería, obteniendo una reducción sustancial de la presión durante el transporte de los fluidos. Esta técnica tiene su aplicación en la lubricación de oleoductos que transportan crudos pesados, disminuyendo las pérdidas de presión por fricción. Los flujos lubricados requieren presiones de bombeo comparables a bombear agua sola con el mismo rendimiento de la viscosidad del aceite, obteniendo ahorros energéticos sustancialmente altos.

Entre los agentes reductores de fricción se encuentran los surfactantes, y polímeros. Los surfactantes reducen la tensión superficial del líquido, mientras que las fibras y polímeros se orientan en la dirección del flujo. Entre los métodos más comunes que se utilizan son:

Aditivos reductores de arrastre, siendo elementos empleados para reducir los problemas durante la producción y transporte de aceites ricos en parafinas. Donde se puede encontrar mejoradores de flujo base agua y base aceite.

Los de base agua, requieren ser diluidos en agua para ser incluidos en la corriente del crudo, los cuales generan un efecto de emulsión agua en aceite debido a la agitación propia durante el transporte, el cual deberá ser tratado en instalaciones superficiales para la separación de las fases.

Los de base aceite son productos químicos solubles en aceite que no generan problemas ya que no requiere pasar por un proceso de deshidratación. Uno de los

principales problemas es el incremento en los costos de producción y transporte de aceite, esto debido a que en las líneas de transporte se depositan ceras, generando una reducción en la producción.

2.4.2 Métodos de transporte en ductos superficiales

En México, al menos el 50% de las reservas de petróleo son de tipo pesado, así como extrapesado. Ante la necesidad de Petróleos Mexicanos (Pemex) de contar con una tecnología que permita un mejor transporte del aceite pesado y extrapesado, se le solicitó al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) desarrollar biotensoactivos con el objetivo de reducir la viscosidad del hidrocarburo, así como disminuir considerablemente los costos de operación. Durante el transporte en ductos se generan problemas en caídas de presión, pérdidas por fricción y calentamiento del hidrocarburo, viéndose reflejados en los costos, así como la producción de aceite.

“El proyecto realizado por el IMP consiste en mezclar el petróleo con agua por medio de biotensoactivos (sustancias que permiten formar una emulsión), los cuales se obtienen de la biomasa vegetal, árboles, pasto, residuos de maíz, trigo, los cuales tienen en su composición cierto tipo de moléculas” (Jorge Arturo Aburto Anell, IMP, 2016).

El objetivo que se busca es reducir la viscosidad del petróleo, pero sin modificar la composición y propiedades de los hidrocarburos, buscando beneficios en los ductos con los que cuenta el país.

CAPÍTULO 3

Sistema Integral de Producción

En este capítulo se hará un breve repaso acerca de la importancia que tiene el conocer los componentes principales del sistema integral de producción (SIP), siendo el medio de comunicación que hay entre el yacimiento y la superficie, a través de las tuberías, utilizando los estranguladores en la cabeza del pozo, los cuales permiten un gasto de salida hacia los equipos superficiales de separación.

3.1 Componentes del Sistema Integral de Producción en campos de aceite pesado y extrapesado

Dentro del proceso que conforma la producción del aceite se encuentra el sistema integral de producción que se le conoce al conjunto de elementos por los que se permite el transporte de los fluidos del yacimiento hacia la superficie (Figura 19), los cuales pueden ser aceite, gas, agua, entre algunos otros sólidos, que son enviados hacia las instalaciones en donde se les dará un tratamiento adecuado con el fin de separar sus contaminantes y posteriormente ser comercializados.

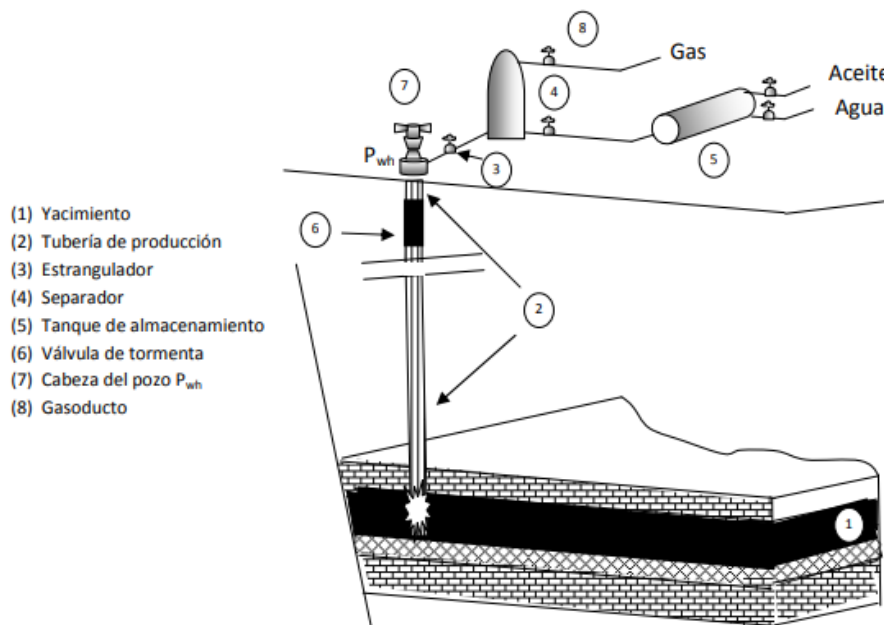


Ilustración 19. Sistema Integral de Producción [20].

Dentro de los aspectos críticos en los campos costa afuera que se deben tener en cuenta todo el tiempo es el aseguramiento de flujo del yacimiento al pozo, del pozo a la superficie y de ahí al centro de proceso y comercialización, más al tratarse de producción de crudo extrapesado, esto debido a que la viscosidad del fluido puede dificultar su manejo y producción, haciendo necesario el uso de equipos y/o químicos que favorezcan la movilidad de este [1].

Dentro de las zonas donde se va a presentar una de las pérdidas de presión más representativas a través del sistema se encuentra la línea de flujo (Figura 20) debido a que actualmente la energía de los yacimientos no es suficiente para levantar los fluidos de la formación hasta las instalaciones superficiales, es ahí la importancia de que los pozos cuenten principalmente con bombeo neumático continuo y bombeo electrocentrifugo, como métodos de producción.

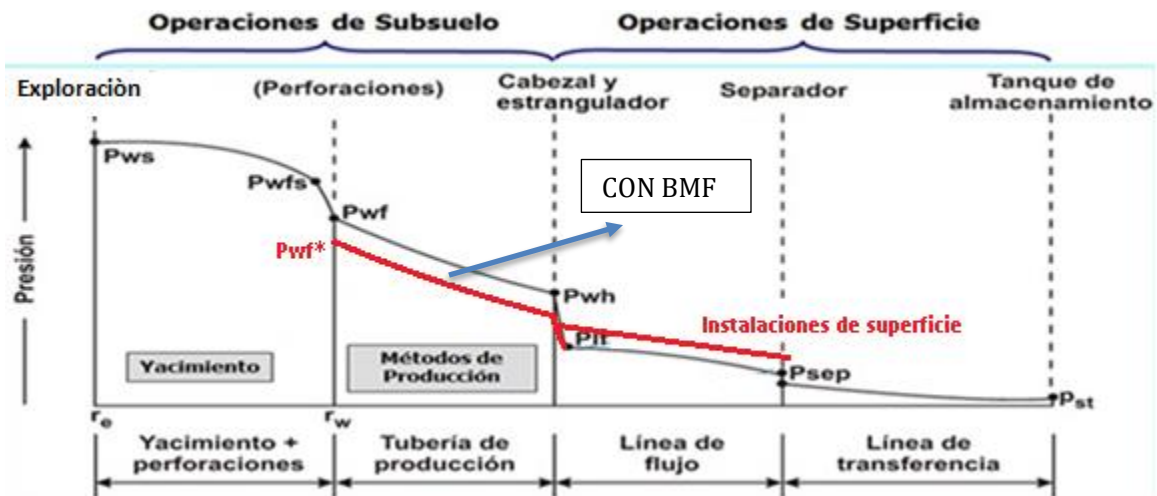


Ilustración 20. Presión en el sistema integral de producción con y sin bombeo multifásico.

3.1.1 Análisis Nodal

Dentro de la ingeniería petrolera se encuentran distintas herramientas que permiten entender y conocer cómo se comporta el yacimiento, una de gran importancia es el análisis nodal, el cual permite considerar todos los elementos que conforman el sistema integral de producción, con el objetivo de determinar la variación en cuanto

a la capacidad que tiene el yacimiento de aportar fluidos, así como conocer el comportamiento del pozo.

Ha sido aplicado a través de los años para analizar el desempeño del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes.

El procedimiento en el que se desarrolla el análisis nodal consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto con el objetivo de determinar las zonas donde se presentan las caídas de presión a través del sistema (Figura 21).

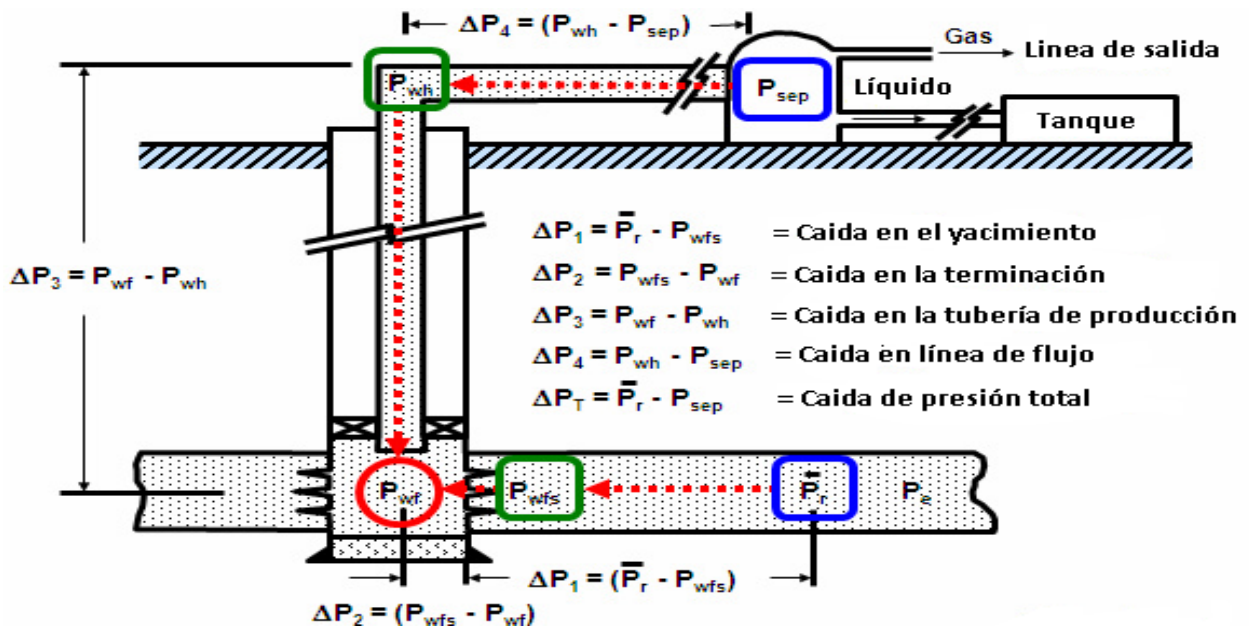


Ilustración 21. Análisis nodal del pozo.

3.1.2 Ejemplo de comportamiento de afluencia.

Con el fin de comprender de una manera más práctica el comportamiento que se tiene dentro de los campos petroleros, se ha optado por hacer diferentes consideraciones sobre un pozo al cual se le denominará como Puma-1, el cual cuenta con datos específicos para el ejemplo práctico, por lo que no debe ser considerado como un pozo real.

A partir de los datos de producción obtenidos durante la prueba en las formaciones del kimmeridgiano medio se obtuvieron los siguientes índices de productividad

(Tabla 9), de igual manera se muestra la curva de comportamiento de afluencia del pozo Puma-1 (Figura 22).

Tabla 9. Índice de productividad, pozo Puma-1.

Formación	P_{ws} (kg/cm ²)	P_{wf} (kg/cm ²)	IP (bpd/psia)
Kimmeridgiano medio	255.09	238.7	16

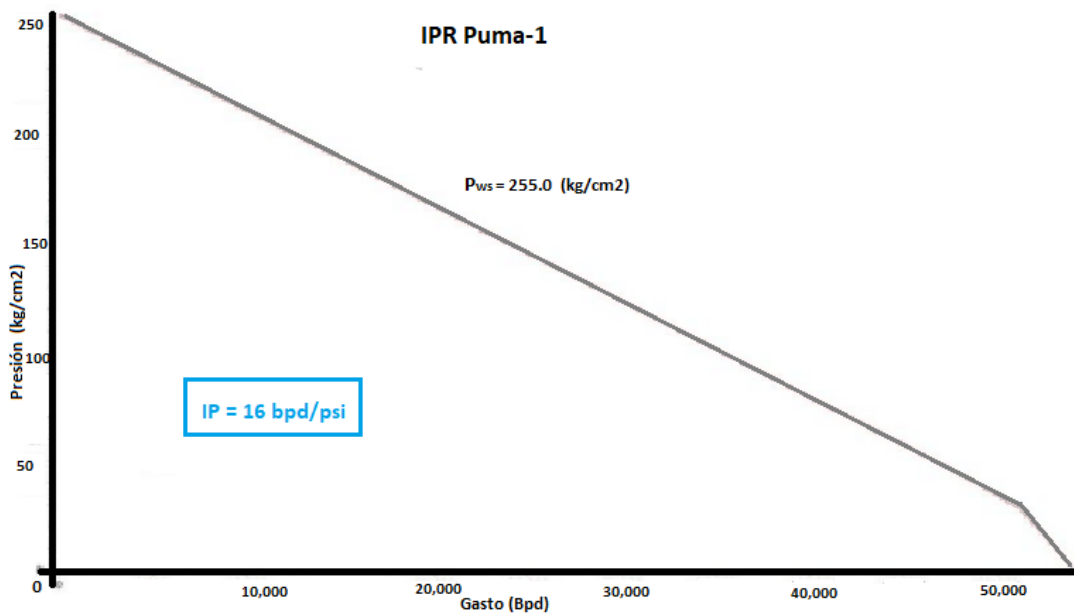


Ilustración 22. Curva de comportamiento de afluencia, pozo Puma-1.

Al realizar el análisis nodal con el objetivo de conocer las sensibilidades de presión en cabeza de pozo, diámetro de aparejo de producción e índice de productividad, se puede concluir que al no haber intersección entre las curvas de comportamiento de afluencia y las curvas de transporte se requiere el uso de un sistema artificial de producción (Figura 23).

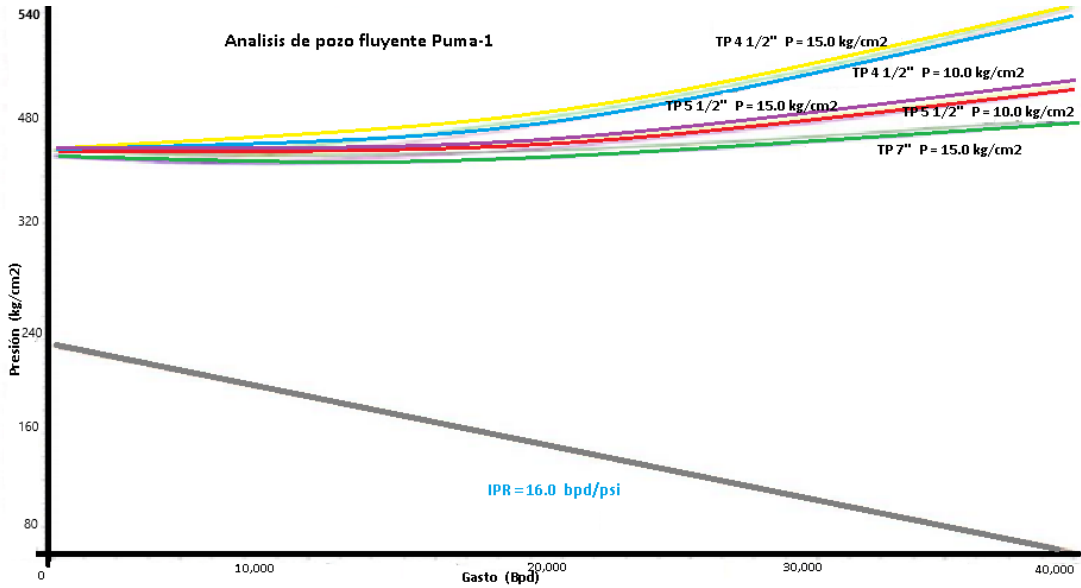


Ilustración 23. Comportamiento del sistema, curvas VLP e IPR.

Una vez que se hizo el análisis del pozo se determinó que el sistema que ofrece las mejores ventajas para la instalación en los pozos de desarrollo del campo Puma es el bombeo electrocentrífugo (BEC), donde se observa el siguiente comportamiento del análisis nodal (Figura 24).

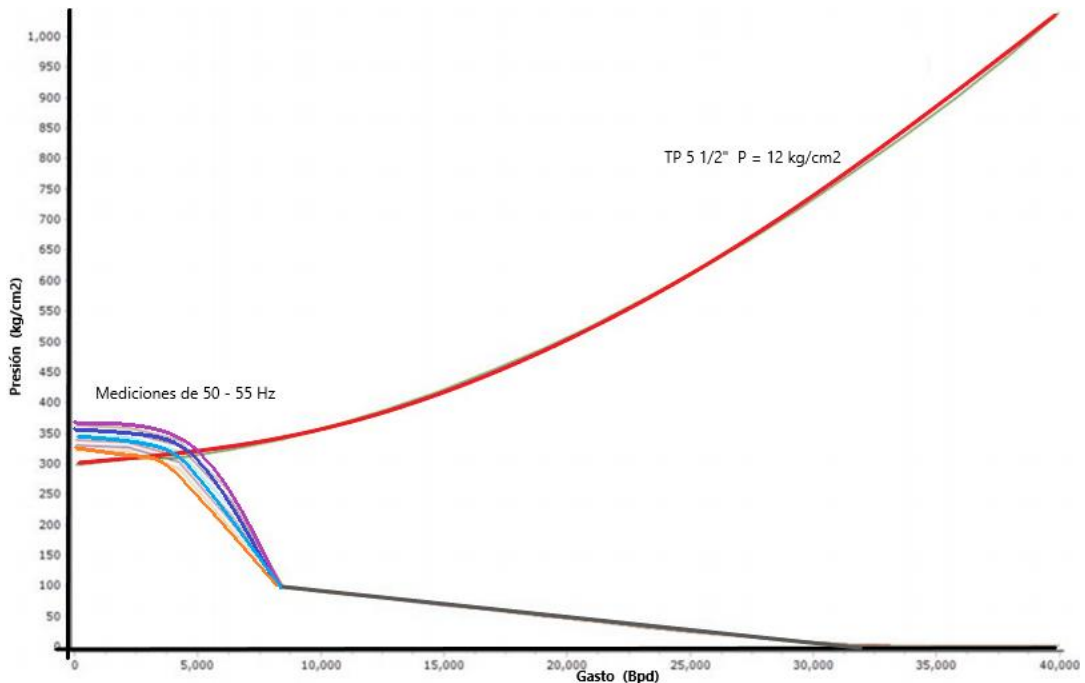


Ilustración 24. Análisis de pozo fluyente con BEC, Puma-1.

3.2 Filosofía general de operación de un SIP en campos de crudo pesado y extrapesado

La filosofía de operación de un Sistema Integral de Producción de crudo pesado y extrapesado se refiere a la descripción de los componentes y procesos que se utilizan desde que el hidrocarburo sale del aparejo de producción, su transporte, separación, tratamiento y manejo en superficie, hasta que se encuentran en su punto final de venta o almacenamiento, tanto para el aceite como para el gas.

En un proceso de extracción de crudo pesado y extrapesado, donde el porcentaje de agua es mínimo (menor a 0.5%) generalmente se usa un tratamiento de separación de dos etapas y una rectificación del gas (Figura 25).

Una descripción resumida para producción de crudo en aguas someras sería la siguiente: Primeramente, la mezcla de hidrocarburos de los pozos es transportada a través de oleogasoductos desde las plataformas satélites o también llamada plataforma de perforación hasta la plataforma de bombeo y compresión, denominada PB (plataforma de bombeo y compresión), donde se encuentran instalados los separadores; ahí por lo general se unen otras corrientes de mezcla de hidrocarburos provenientes de otras plataformas. Como se comentó la separación se realiza en dos etapas para el aceite y una de rectificación de gas a través de un “slug-catcher” o “rectificador”, posteriormente, el aceite medido es separado y estabilizado para ser bombeado hacia los diferentes puntos de exportación (buque tanques o tanques de almacenamiento) y el gas es comprimido y medido para su envío a otras instalaciones para su tratamiento y acondicionamiento.

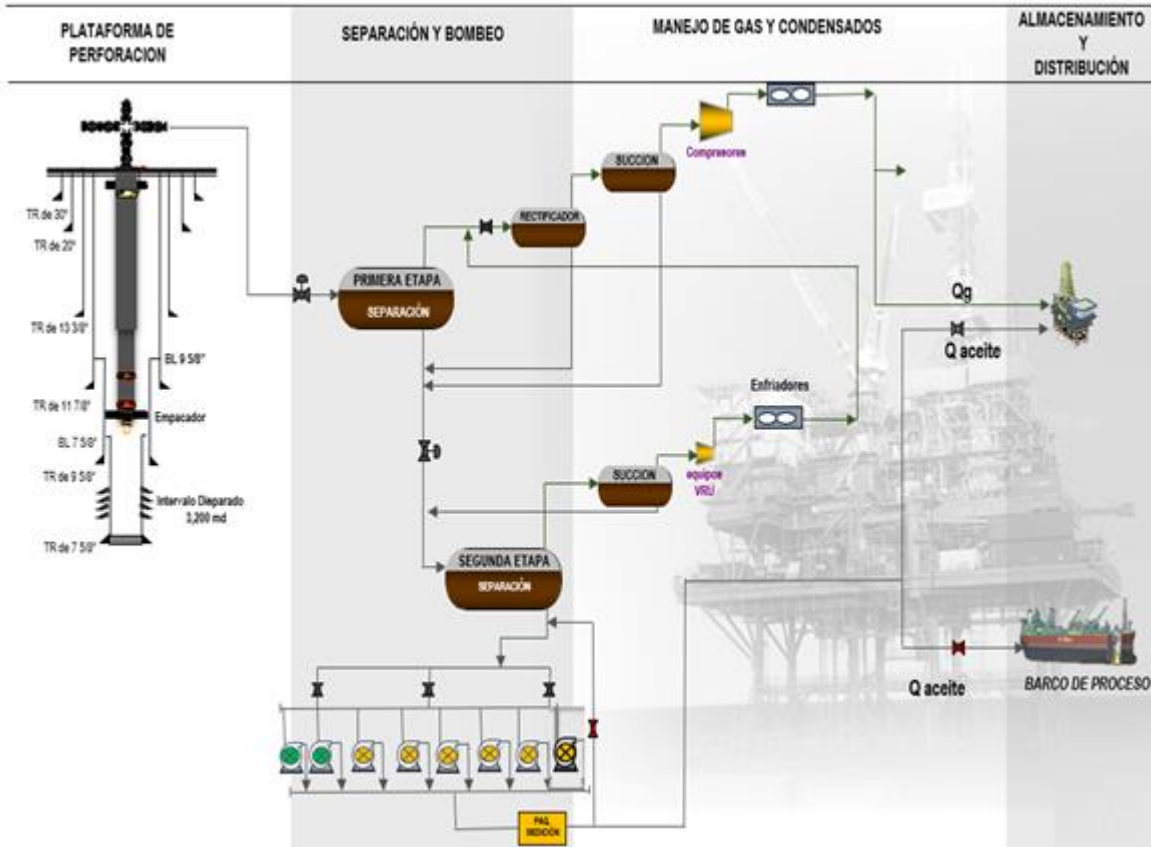


Ilustración 25. Diagrama general de manejo de producción en instalaciones costa afuera para campos de crudo pesado y extrapesado [6].

CAPÍTULO 4

Uso de sistemas artificiales de producción en la extracción de aceite pesado y extrapesado en el Golfo de México

En este capítulo se hará una breve descripción de la importancia que tiene la explotación de los campos en el Golfo de México, principalmente aquellos en los que se tienen yacimientos con presencia de aceite pesado y extrapesado, por lo que se requiere el uso de los sistemas artificiales de producción (SAP) para aportar energía y lograr una mayor recuperación de los hidrocarburos presentes.

4.1 Introducción

Desde el siglo pasado y hasta nuestros días, cuando un pozo deja de producir de manera natural, se puede emplear diferentes métodos artificiales: por ejemplo, bombeo electro centrífugo, bombeo neumático, bombeo híbrido y bombeo dual, cada uno de ellos brinda una mejora en los campos aumentando la presión y aligerando las cargas hidrostáticas, la cual beneficia el incremento de producción a un corto, mediano y largo plazo (Figura 26)

Uno de los más eficaces para la producción del crudo pesado y extrapesado es el manejo del bombeo electrocentrífugo (BEC), ya que permite manejar grandes volúmenes de líquido, siendo aplicable en pozos que producen aceites de alta viscosidad o aquellos que presentan altos cortes de agua

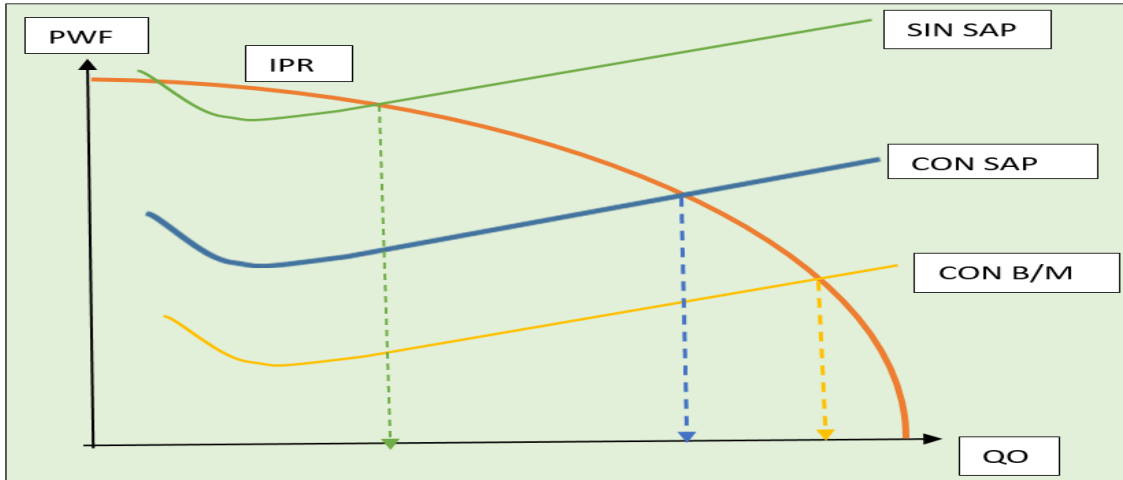


Ilustración 26. IPR del pozo con VLP

4.2 Diferencias entre los distintos tipos de sistemas artificiales de producción

Para poder conocer la aplicación que tienen los distintos SAP, es necesario hacer una breve descripción de sus características (Tabla 10) y condiciones de operación, permitiendo de esta forma facilitar la selección del mecanismo óptimo para el pozo a utilizar.

Tabla 10. Consideraciones del diseño de los SAP [21].

	Bombeo Electrocentrifugo	Bombeo Neumático Continuo
Límite de profundidad	Limitado por la potencia del motor, así como la temperatura, alrededor de 3000 m.	Controlado por el sistema de presión de inyección, así como por los gastos de gas y aceite.
Equipo subsuperficial	Requiere de un cable apropiado, además del motor, bombas, sellos, siendo esencial un buen diseño así como la operación.	Requiere espaciamento, así como un buen diseño de las válvulas, que pueden ser recuperables o convencionales.
Eficiencia	Eficiente para altos gastos, alcanzando rangos del 50%.	Moderado, requiere de inyección de gas para incrementar la recuperación, con rangos de 10 -30%.
Limite en la T.R.	El tamaño de la T.R. limitara el uso de grandes motores y bombas.	Con tamaños pequeños de T.R. (5.5") se puede limitar la producción a <1000 BPD.
Seguridad	Varía: Excelente para casos ideales de producción, pero malo para áreas con problemas.	Buena: Cuando se tiene un sistema de compresión apropiado.
Flexibilidad del primer movimiento	Regular: Debido a que requiere de una fuente de poder sin pautas o interrupciones.	Buena: Las maquinas, turbinas o motores pueden ser usados para la compresión.
Nivel de ruido	Buena: Bajo ruido.	Varía: El compresor puede ser ruidoso.
Capacidad de succión	Varía: Depende de las cantidades de gas libre, ya que debe tener alrededor del 5%.	Mala: Esta restringido por el gradiente de gas. Se encuentra alrededor de los 150 (psi/350m).
Costo de capital	Varía: Puede incrementar por la potencia requerida por la bomba.	Bajo: En cuanto al equipo, pero los costos de compresión llegan a ser altos.
Problemas	Buena: Bajo perfil, pero requiere de un transformador.	Buena: Bajo perfil, pero requiere mantenimiento el compresor. Se debe tener precaución en las líneas de gas de alta presión.
Flexibilidad	Mala: El diseño de la bomba debe ser cuidadoso, ya que la velocidad de la bomba es fija.	Buena: La inyección de gas varia con los cambios en los gastos del pozo.
Costos operacionales	Varía: Se tendrán altos costos de energía a mayores HP.	Bajo: Los costos de compresión dependen de los combustibles, así como el mantenimiento del compresor.

4.3 Bombeo electrocentrífugo

El Bombeo electrocentrífugo (BEC) emplea como elemento principal del sistema, una bomba multi-etapa que consiste en un impulsor rotatorio y un difusor estático el cual dirige el flujo a la siguiente etapa de la bomba. Su principio de funcionamiento se basa en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consta de un estator que gira y por consecuencia expulsa con su velocidad al fluido hacia los rotores que están colocados sucesivamente para poder imprimir mayor presión, estos a su vez conducen el fluido a una tubería que lo descarga. Así mismo cuenta con un motor en el fondo del pozo, el cual opera sin el empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos ya que requiere que los fluidos producidos del yacimiento enfríen el motor, puesto que la refrigeración insuficiente afecta el aceite contenido en el mismo y se refleja en problemas del sistema.

Un sistema de bombeo electrocentrífugo (Figura 27) se constituye por dos partes, componente en el fondo del pozo y componentes superficiales (Tabla 11).

Tabla 11. Componentes del bombeo electrocentrífugo.

COMPONENTES DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO			
FONDO DEL POZO	SUPERFICIALES	CABLES	ACCESORIOS
Motor eléctrico	Cabezal.	Cable conductor eléctrico.	Válvula de drene.
Protector.	Cable superficial,	Cable de conexión al motor.	Válvula de venteo.
Separador de gas.	Tablero de control.	Sensor de fondo.	Soportes en el cabezal.
Bomba electro centrífuga.	Transformador.		Centralizadores.
Cable conductor.	La bomba centrífuga.		Bandas de cable.

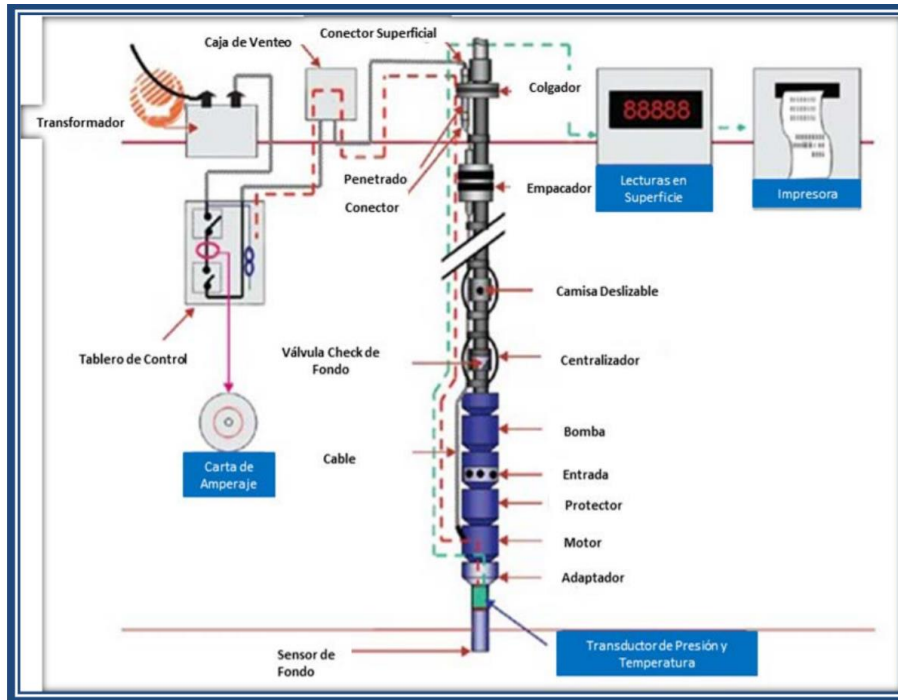


Ilustración 27. Componentes del bombeo electrocentrífugo.

4.3.1 Ventajas

- No ocupa grandes espacios en superficie, por lo que es aplicable tanto en instalaciones terrestres como costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de incrustaciones.
- Puede ser utilizado en pozos desviados.
- Puede manejar altas temperaturas.
- Puede manejar un amplio rango de gastos de manera efectiva y económica.
- Puede ser utilizado para fluidos con altas viscosidades.
- Manejo simultáneo de aceite, gas y agua.

Tabla 12. Características del bombeo electrocentrífugo.

APLICACIÓN DEL BEC	
Profundidad Vertical de Operación	Hasta 4,572 [m]
Volumen máximo de Operación	60,000 [bpd]
Temperatura máxima de Operación	Hasta 250 [°C]
Manejo de la Corrosión	Buena
Manejo de volúmenes de Gas	Regular
Manejo de volúmenes de Sólidos	Arenas <400 [ppm]
Gravedad del Fluido	> 8°API
Viscosidad del fluido recomendado	=200 [cP]
Pozos Desviados	Colocación de 0° a 90°
Fuerza Motriz	Motor Eléctrico
Aplicación Costa fuera	Excelente

4.4 Bombeo neumático

Este sistema consiste en la recuperación de los hidrocarburos presentes en el yacimiento, utilizando gas natural que es comprimido en la superficie, para posteriormente ser inyectado en la corriente del pozo en algún punto del fondo de este. Se utiliza cuando la presión natural no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, cuyas causas pueden ser:

- El abatimiento de la presión del yacimiento.
- La baja permeabilidad de la formación.

El principio de operación consiste en aumentar la relación gas-aceite (RGA), esto con el objetivo de aligerar la columna hidrostática y de esta forma reducir las

pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la tubería.

Se hace uso del gas comprimido como la fuerza principal que hace elevar el aceite a la superficie. Este sistema es el que más se parece al proceso de flujo natural, esto se debe a que el gas inyectado es más ligero que el aceite, por lo que permite la reducción de la densidad del fluido y posteriormente reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación. Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce una presión diferencial entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que los hidrocarburos fluyan hacia la superficie.

Para lograr resultados satisfactorios en un bombeo neumático es necesario cumplir con la información necesaria para del pozo y el equipo, alguna información que se requiere es:

- Presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
- Índice de productividad (J).
- Relación gas-aceite de formación (RGA).
- Porcentaje de agua (S_{wa}).
- Profundidad (Depth).
- Tamaño de las tuberías de producción y revestimiento.
- Tipo de mecanismo de empuje del yacimiento.
- Gastos y presiones (máximas y mínimos) de las tuberías.
- Características del equipo (material y mecánica de diseño).

El sistema de bombeo neumático consiste en cuatro partes fundamentales que permiten su correcto funcionamiento (Figura 28):

- Abastecimiento de gas a alta presión: principalmente consiste en una estación de compresión, o pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo.
- Sistema de control de gas subsuperficial.
- Equipo necesario para manejar y almacenar el fluido producido.

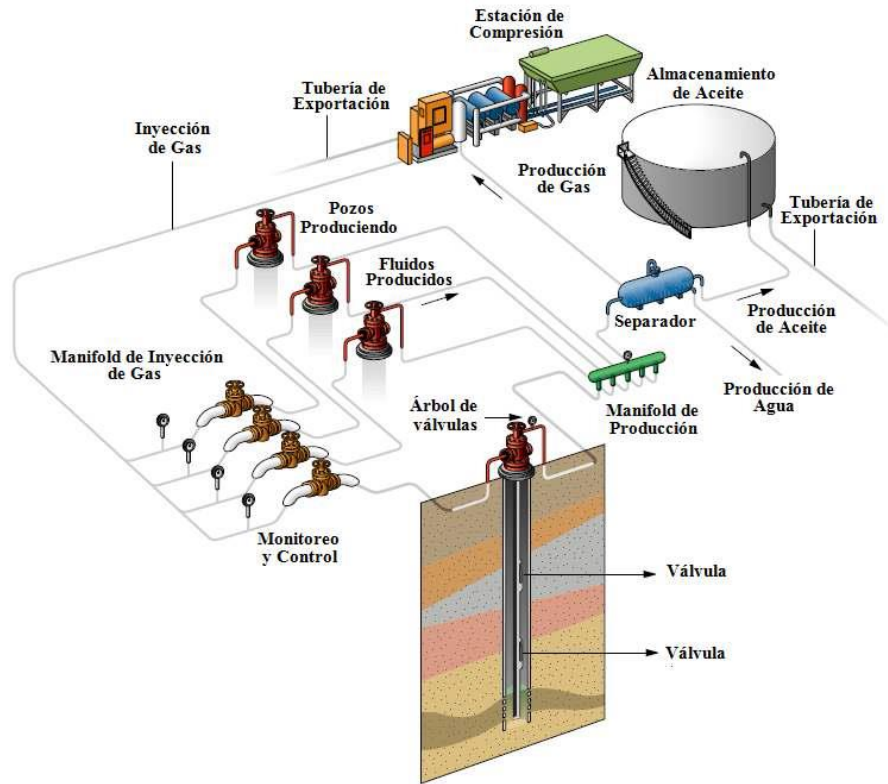


Ilustración 28. Equipo fundamental del bombeo neumático.

4.4.1 Ventajas

- Se puede operar en pozos desviados.
- Opera en pozos con una alta relación gas-líquido (RGL).
- Se puede manejar con altos índices de productividad (J).
- No presenta problemas por la presencia de sólidos.
- La corrosión generalmente no causa problema.

4.4.2 Componentes y características del BNC

Al igual que los demás sistemas artificiales de producción el bombeo neumático continuo tiene limitantes (Tabla 13) permitiendo conocer para que tipo de pozo se recomienda utilizar, determinando si es el adecuado para obtener un gasto deseado según la presión con la que se cuente, de igual manera se tiene dos componentes, superficial y subsuperficiales (Tabla 14) con sus respectivas partes.

Tabla 15. Características del BN.

Características	Flujo continuo
Gasto	200 a 20,000 [bbl/D]
Índice de Productividad	>0.45 [bbl/D/psi]
Presión de flujo	>0.08 [psi/ft]
RGA de inyección	50 a 250 [ft ³ /bbl] por 300 [m] de elevación
Presión de inyección requerida	> 100 [psi] por 300 [m] de elevación

Tabla 16. Componentes del BN.

Componentes del Bombeo Neumático Continuo	
Equipo superficial	Equipo subsuperficial
Árbol de válvulas	Tubería de producción
Conexiones superficiales	Válvulas de inyección de gas
Línea de inyección de gas	Empacadores
Línea de descarga	Válvula de pie
Válvulas de control, retención y aguja	Accesorios
Filtros	
Medidores de flujo	

4.5 Sistemas híbridos y sistemas duales

A lo largo de los años se han ido desarrollando nuevas tecnologías así como métodos que han permitido una mayor recuperación de los hidrocarburos, los SAP han sido la principal herramienta empleada para superar los retos, pero a partir del agotamiento de reservas de crudo ligero se decidió por emplear más de un sistema artificial dentro de un mismo pozo, con el objetivo de permitir reducir los costos, maximizando el factor de recuperación, por lo que se debe considerar las características del yacimiento para decidir cuál será la combinación a emplear.

4.5.1 Sistemas híbridos

Un sistema híbrido (SH) es la combinación de dos o más sistemas artificiales de producción, cuyo objetivo es incrementar la producción del pozo, a partir de la implementación de nuevas tecnologías a un sistema artificial de producción convencional y mejorando las condiciones de manejo del equipo. Permitiendo obtener un mayor tiempo de producción así como mayor optimización de condiciones de explotación y reducción de costos.

El sistema híbrido se diseña con el fin de que puedan operar de manera simultánea los sistemas artificiales, o también, para ser auxiliares uno de otro sistema en caso de una falla técnica, permitiendo reducir tiempos de operación.

4.5.1.1 Tipos de sistemas híbridos

Algunos de los tipos de sistemas híbridos que existen actualmente son cinco:

- Bombeo de cavidades progresivas con bombeo electrocentrífugo sumergible.
- Bombeo por cavidades progresivas con bombeo neumático.
- Bombeo hidráulico tipo jet con bombeo neumático.
- Embolo viajero con bombeo neumático.
- Bombeo electro centrífugo sumergible con bombeo neumático continuo (Figura 29)

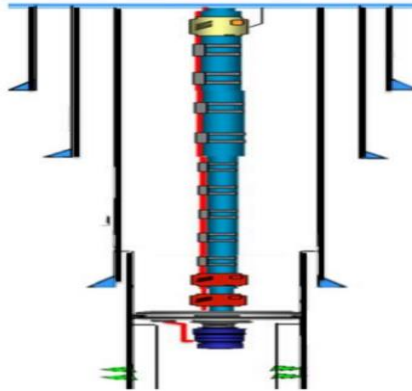


Ilustración 29. Sistema híbrido auxiliar BEC-BNC.

4.5.2 Sistemas duales

Un sistema dual (SD) es la implementación de dos sistemas artificiales de producción del mismo tipo utilizadas dentro de un pozo con terminación dual, en donde se explotan dos etapas de manera simultánea dentro de un yacimiento con el objetivo de obtener una mayor producción, como además también permite, introducir un aparejo de producción dentro del pozo a los que se acopla dos SAP donde se encuentra funcionando solo uno, por lo que en caso de una falla técnica se suspende su operación, entrando como auxiliar el otro. (Figura 30).

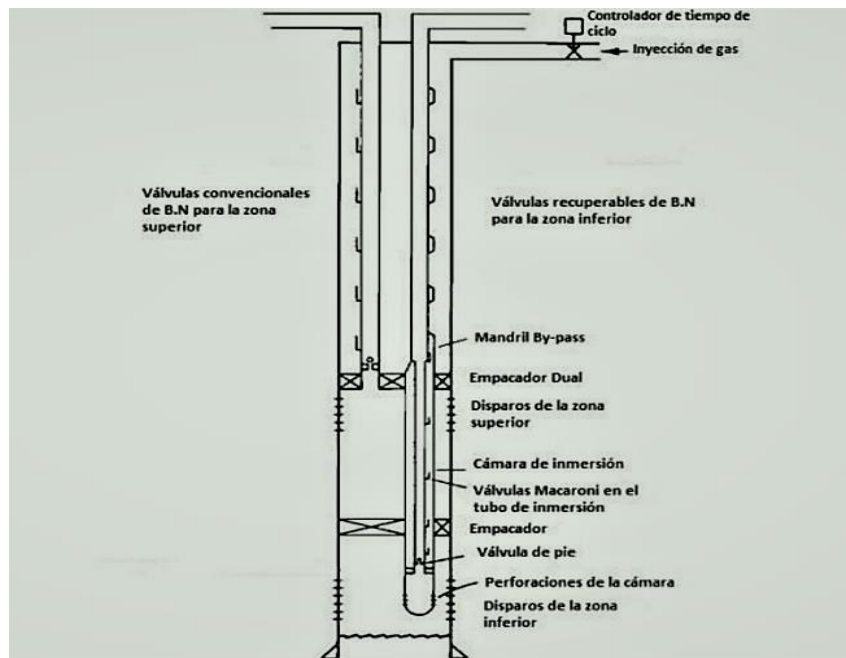


Ilustración 30. Esquema del uso de sistemas duales.

Capítulo 5

Uso de nuevas alternativas en la explotación de aceite pesado y extrapesado en el golfo de México

Dentro de este capítulo se abordará algunos de los métodos que se han desarrollado a lo largo de los años para lograr superar los retos que se tiene al extraer de los campos de aceite pesado y extrapesado, pasando por los más convencionales hasta las tecnologías que se han implementado en años recientes, entrando en materia al punto fundamental de este trabajo, que es el uso del bombeo multifásico.

5.1 Calentamiento de ductos

El calentamiento de crudo con alta viscosidad es uno de los métodos más empleados con el objetivo de mejorar el transporte de este tipo de fluidos. Teniendo en cuenta que se tiene que mantener la temperatura del crudo pesado y extrapesado por arriba del punto de solidificación, utilizando calentadores en las estaciones de bombeo, de tal manera que se logre reducir la viscosidad del crudo transportado.

Para realizar el diseño del calentamiento de la tubería es necesario considerar la expansión, así como la resistencia de la tubería (Figura 31), el número de puntos de bombeo, el calentamiento y la pérdida de calor en el sistema. Además, se debe considerar la viabilidad económica para la aplicación del método por calentamiento del ducto, ya que depende de la relación costo-beneficio en cuanto al calentamiento y al bombeo, ya que al calentar varios puntos de la tubería los costos de bombeo disminuyen, pero se tiene a incrementar los costos por realizar dicha práctica.

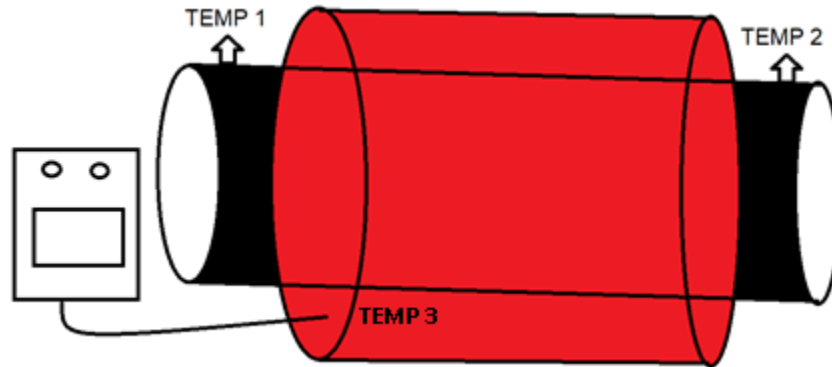


Ilustración 31. Incremento de temperatura usando resistencias eléctricas.

5.2 Inyección de químicos en aparejos de producción y líneas de transporte

Para estudiar y dar soluciones a los problemas que se presentan durante el transporte de los crudos extrapesados se ha considerado los siguientes enfoques tecnológicos [22]:

- Empleo de reductores de viscosidad, en donde el aceite se diluye con productos químicos, formación de emulsiones agua-aceite, así como el incremento o mantenimiento de la temperatura de flujo, permitiendo la reducción del punto de fluidez del aceite.

Una de las problemáticas que se tienen durante el transporte del crudo extrapesado es la formación de cristales de parafinas, ya que estos comienzan a crecer conforme la temperatura disminuye, creando una red de cristales, ocasionando que las moléculas del hidrocarburo líquido queden atrapadas, afectando su fluidez, lo que provoca un taponamiento en la tubería.

- Reducción de la fricción entre el crudo y la tubería, esto es posible a partir de la adición de sustancias, así como el desarrollo de flujo anular, en donde tradicionalmente se llegaba a lubricar la tubería con agua, con el objetivo de que el agua se desplazara a través de la zona de alta rugosidad, generando una capa de lubricación y reduciendo las pérdidas por caídas de presión por fricción.

5.3 Mezcla de crudo ligero con crudo pesado y extrapesado

Dentro de los métodos más comúnmente empleados para reducir la viscosidad y la densidad del crudo es la disolución con otras sustancias, principalmente con hidrocarburos líquidos que contienen componentes ligeros, así como naftas, queroseno, diésel y alcoholes. Esto con la finalidad de incrementar la calidad del crudo, de tal manera que reducen la viscosidad, aumentando su densidad API, a partir del mezclado químico que se desarrolla, dando además un cambio en las propiedades químicas de la mezcla resultante. Este método se utiliza a partir de la adición de un 30% de solvente de aceite ligero, con respecto al total del crudo extrapesado, reduciendo las caídas de presión (Figura 32).

Esta técnica debe ser utilizada a partir de conocer la compatibilidad de los fluidos, ya que durante el mezclado y transporte se puede diseñar las condiciones óptimas para la precipitación de sólidos orgánicos, como son las parafinas.

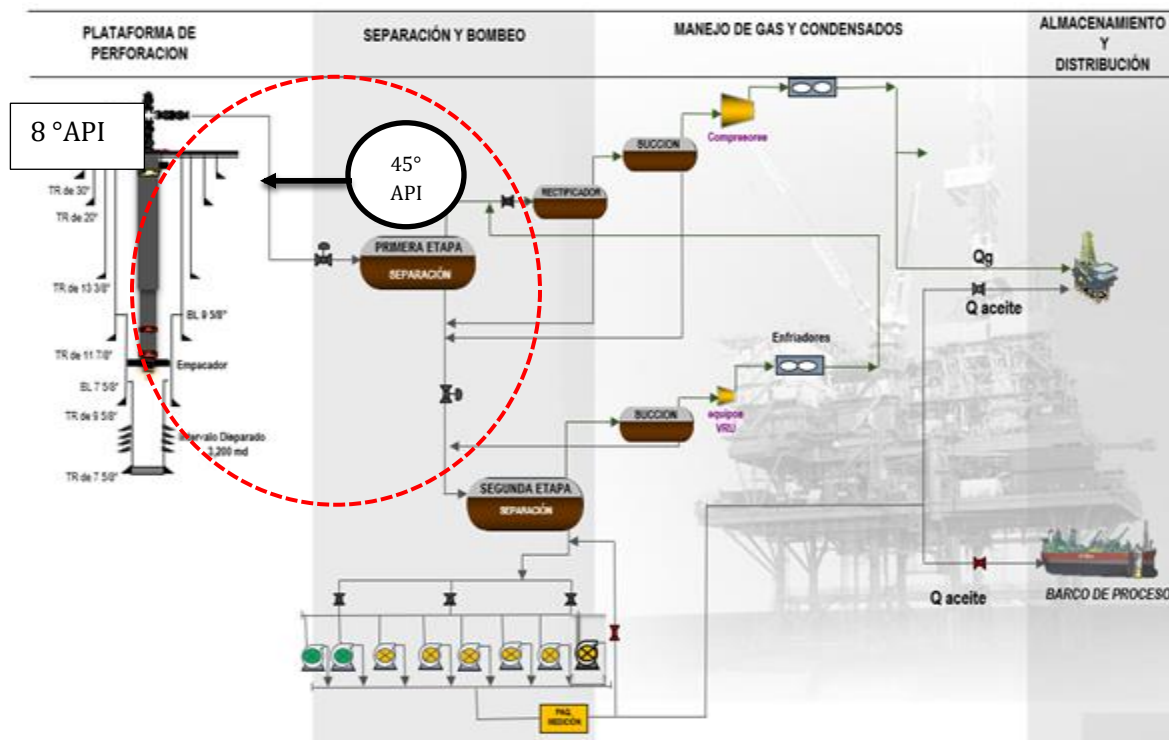


Ilustración 32. Diagrama general de mezclado de crudo ligero con crudo extrapesado en tuberías superficiales [1].

5.3.1 Cálculo de mezcla

Para conocer la cantidad de barriles de aceite ligero que se necesita mezclar al aceite pesado que se extrae del yacimiento, es necesario conocer la viscosidad deseada de la mezcla resultante, la cual se mide a través de las siguientes formulas:

$$V_A = \frac{V_T * \left(\frac{1}{API_T + 131.5} - \frac{1}{API_B + 131.5} \right)}{\left(\frac{1}{API_A + 131.5} - \frac{1}{API_B + 131.5} \right)} \quad \dots \quad (5.1)$$

$$V_B = \frac{V_T * \left(\frac{1}{API_T + 131.5} - \frac{1}{API_A + 131.5} \right)}{\left(\frac{1}{API_B + 131.5} - \frac{1}{API_A + 131.5} \right)} \quad \dots \quad (5.2)$$

Donde:

V_A = Volumen del aceite ligero a mezclar (Bls)

V_B = Volumen del aceite pesado producido (Bls)

V_T = Volumen de la mezcla que se desea obtener (Bls)

API_A = Viscosidad del aceite ligero a mezclar (°API)

API_B = Viscosidad del aceite pesado producido (°API)

API_T = Viscosidad de la mezcla que se desea obtener (°API)

A partir del diagrama anteriormente mencionado, se puede hacer la recreación de los volúmenes requerido de aceite ligero en el aceite pesado producido, esto con el objetivo de conocer cuál es el volumen deseado de la mezcla, así como su viscosidad en grados API deseada (Tabla 15). Permitted conocer el porcentaje que se necesita de ambos fluidos para obtener una producción de 10,000 (Bls), determinando que se requiere 4,908 (Bls) de aceite ligero y 5,092 (Bls) de aceite pesado.

Tabla 17. Ejemplo de cálculo de la mezcla.

Proporciones Volumétricas con Respecto al Volumen Total de Mezcla					
$V_{\text{Ligero}} = V_{\text{Mezclado}}$	0.49083167	49.08%	del V_{Mezclado} es crudo Ligero		
$V_{\text{Pesado}} = V_{\text{Mezclado}}$	0.50916833	50.92%	del V_{Mezclado} es crudo Pesado		
	1.00	100.00%			
°API Mezcla =	24.0	Para:	10,000	BLS de aceite mezclado	°API de la Mezcla
°API Ligero =	45.0		4,908.3	BLS de Aceite Ligero	
°API Pesado =	8.0		5,091.7	BLS de Aceite Pesado	

5.4 Bombeo superficial de líquido en salidas de aceite en separadores de primera etapa

El bombeo superficial de líquido en la salida de aceite en separadores de primera etapa en plataformas de perforación (Figura 33 y 34) o también llamadas plataformas satélites es una alternativa que en los últimos años se ha empleado en la explotación de campos de crudo pesado y extrapesado en instalaciones costa afuera, ya que con ello se logra mejorar el manejo y transporte de los hidrocarburos líquidos hasta la instalación donde será procesado en una segunda etapa de separación, también con ello se logra reducir la contrapresión en los pozos y se minimiza sustancialmente la inestabilidad de flujo en ductos, separadores, rectificadores, bombas y compresores.

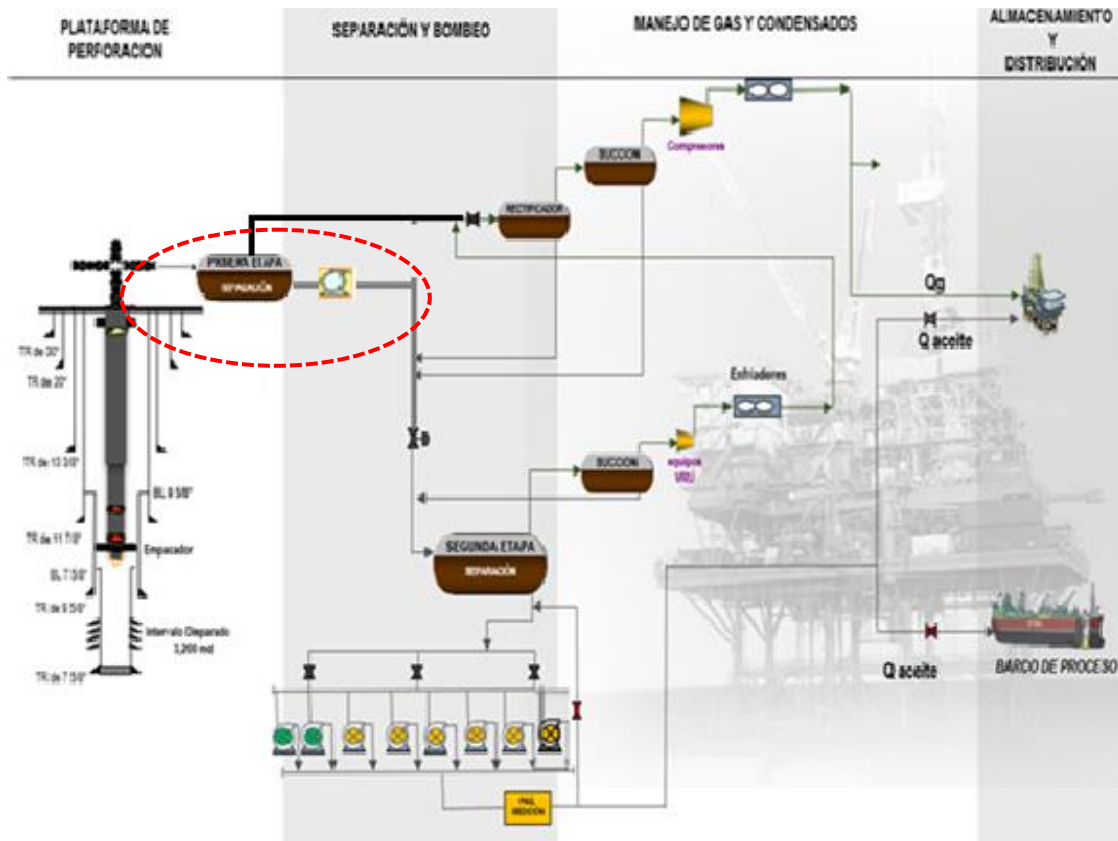


Ilustración 33. Diagrama general con bombeo superficial en salida de aceite de separadores de primera etapa [1] [6].



Ilustración 34. Diagrama del arreglo de bombas en separadores de primera etapa [6].

5.5 Bombeo multifásico a boca de pozo

Durante la explotación de campos de crudo pesado y extrapesado se tiene producción de otras sustancias tanto líquidas como sólidos, teniendo presencia de arenas, agua, hidrocarburos, gases contaminantes, entre otros, por lo que se genera un esfuerzo de presión alto en la cabeza del pozo (Figura 35), por lo que se puede utilizar una bomba multifásica con el objetivo de mejorar el transporte de la mezcla hasta la instalación donde será tratada a través de separadores y rectificadores, con el uso de las bombas multifásicas se logra reducir la contrapresión en la cabeza de los pozos y con ello se logra mejorar su afluencia a superficie.

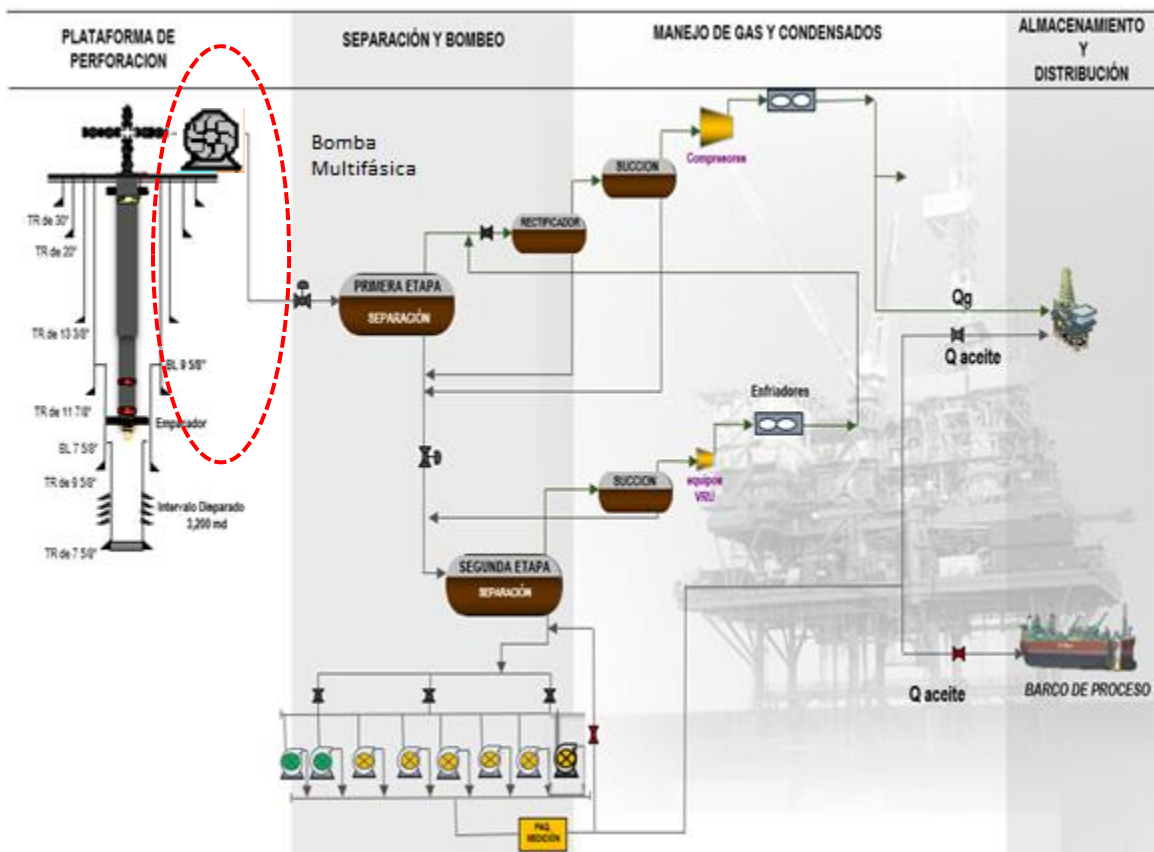


Ilustración 35. Diagrama general con bombeo multifásico en cabeza de pozo [1] [6].

Capítulo 6

Aplicaciones del bombeo multifásico en el sistema integral de producción

En este capítulo se describirá de forma general el funcionamiento y descripción de las bombas multifásicas que existen a nivel mundial en la industria petrolera, también se mencionan los parámetros que se necesitan para operar las bombas, permitiendo el paso de una mezcla proveniente del pozo para desplazarlo hacia los diferentes puntos donde será procesada la mezcla de hidrocarburos.

6.1 Definición

En las bombas convencionales se requiere que la mezcla de hidrocarburos sea previamente separando el gas del líquido para poderlo bombear, en la actualidad y gracias al avance de la tecnología se cuenta con las bombas multifásicas, en donde la mezcla de hidrocarburos y no hidrocarburos pueden ser bombeados a otras instalaciones, facilitando su transporte y manejo en oleoductos y recipientes. Con su uso se logra reducir costos, ya que no es necesaria toda la infraestructura de instrumentación, ductos y separadores para realizar la separación de fases para que se pueda dar un impulso a la fase líquida a través de una bomba (Figura 36).



Ilustración 36. Bomba multifásica convencional marca NEMO.

6.2 Aplicaciones de la bomba multifásica

Como se ha mencionado las bombas multifásicas son utilizadas con el objetivo de incrementar la presión en un punto específico de un ducto que transporta una mezcla de hidrocarburos y no hidrocarburos, generalmente se instala en el cabezal de recolección general donde convergen la descarga de los pozos productores, es decir muy cerca de la boca de descarga de los pozos.

El uso de bombeo multifásico presenta condiciones en el pozo, como lo son:

- Variaciones de flujo de aceite
- Cambios presentes en el corte de agua
- Fracciones variables de volumen de gas, temperatura y presiones de los fluidos

Los principales componentes que componen a las bombas multifásicas son los siguientes [23] (Figura 37):

1. Sellos dobles presurizados que se encargan de asegurar una operación confiable sin considerar el factor de volumen de gas (FVG) bombeado.
2. Tambor de equilibrio que permiten que la bomba produzca altos diferenciales de presión.
3. Eje cónico que permite una mayor extracción de acoplamiento para facilitar el cierre mecánico durante el mantenimiento.
4. Rodamientos antifricción de hasta 3,600 rpm.
5. Carcasa interior que se encuentra dividida axialmente junto con un difusor que garantiza un buen comportamiento rotodinámico.
6. Hidráulico Helicoaxial que permite bombear grandes volúmenes de gas, arena, siendo tolerante a los grandes espacios de abrasión.
7. Cartucho completo con cierre de tapa atornillada que permite reducir el tiempo de inactividad y asegurar mantener la presión.



Ilustración 37. Partes de una bomba multifásica.

6.3 Tipos de bombas multifásicas

Dentro de la industria se puede encontrar una variedad de bombas, dependiendo de su principio de operación (Figura 38), ya sea rotodinámicas o de desplazamiento positivo.

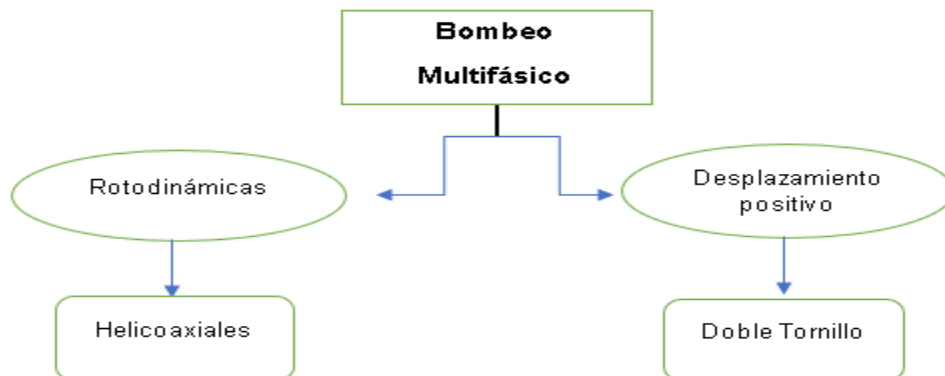


Ilustración 38. Tipos de bombas multifásicas.

6.3.1 Bombas helicoaxiales

Son bombas diseñadas para altas capacidades y con diferenciales de presión relativamente bajos, para operar a velocidades específicas (7,000 – 20,000 rpm) utilizando un impulso axial. El diseño incluye una celda de compresión (Figura 39) que contribuye a comprimir los gases y mezclarlos con fluidos con el objetivo de manejar tasas de fracciones de volumen de gas (GVF) más altas [24] .

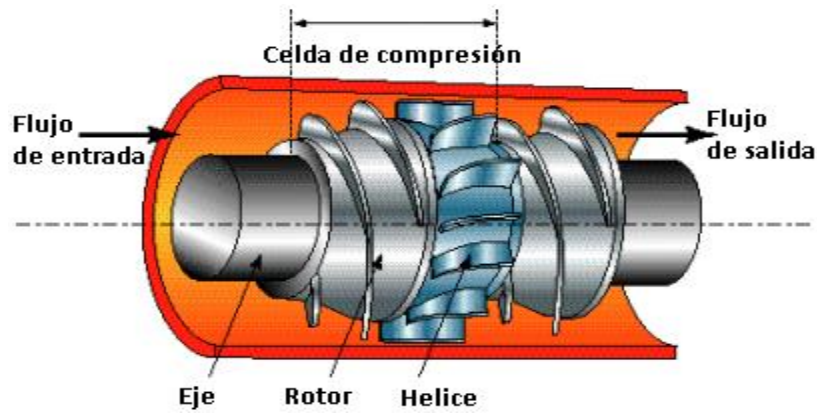


Ilustración 39. Bomba helicoaxial marca Framo.

Se puede conocer los parámetros de las bombas helicoaxiales (Tabla 16) a partir de sus capacidades de operación con el fin de conocer si es conveniente hacer uso de estos equipos.

Tabla 18. Características de las bombas helicoaxiales [25].

Bombas Helicoaxiales	
Ventajas	Desventajas
Alta capacidad de bombeo (50,000-450,000 bpd)	Alto cizallamiento ya que permite garantizar una mezcla homogénea, por lo que no separa las sustancias
Bajo potencial de erosión por solidos	No es óptimo para fluidos viscosos
Buen rango operativo por alta velocidad	No puede operar con baja presión de succión
Autoadaptable a los cambios de flujo	No es optimo para caudales bajos

Para optimizar el diseño de los tanques de acondicionamiento se ha determinado por parte de los fabricantes que pueden llegar a manejar factores de volúmenes de gas (GVF) altos (90%), esperando probarlo en campo. Se debe considerar que los flujos mínimos son factores importantes ya que permiten reducir las vibraciones en las bombas.

6.3.2 Bombas de doble tornillo

Las bombas simples, dobles o de triple tornillo han sido utilizadas desde los inicios de la industria petrolera. Principalmente son los de doble tornillo que se utilizan en las regiones marinas debido a su eficiencia (Tabla 17).

En estas bombas se transfiere una determinada cantidad energía en la entrada hacia la salida, generado entre los tornillos, siendo la cavidad por donde pasa el caudal (Figura 40).

Tabla 19. Características de las bombas de doble tornillo [26].

Bombas Doble Tornillo	
Ventajas	Desventajas
Maneja mayores Factores de Volumen de Gas	Requiere cambio de tamaño a lo largo de su vida
Buena opción para fluidos viscosos	No es posible operarlo en serie
No requiere tanques de compensación	Bajas capacidades 10,000-440,000 bpd
	Baja velocidad de 600-1,800 rpm

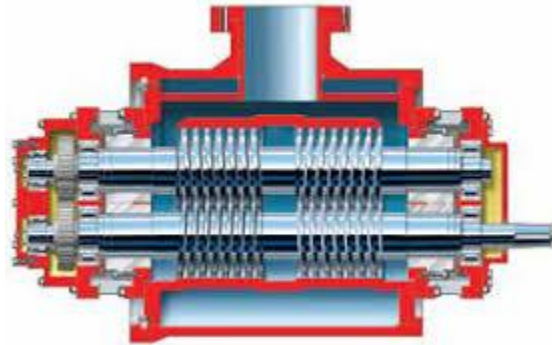


Ilustración 40. Bomba doble tornillo marca Flowserve.

6.4 Empresas encargadas de la fabricación

El diseño de una bomba multifásica depende de varios parámetros, como son temperatura, viscosidad del aceite, tipo de crudo, así como conocer si viene mezclado con otras sustancias, presión, por lo que han surgido empresas dedicadas a la fabricación de distintos modelos de bombas que se ajusten a la demanda solicitada por las compañías petroleras, en donde se hacen pruebas a las bombas con el objetivo de asegurar su calidad de operación.

6.4.1 NETZSCH

Grupo NETZSCH cuenta con historia de más de 140 años en el campo de la fabricación de equipos de bombeo, por lo que ha decidido entrar al mercado

petrolero con sus bombas multifásicas NEMO, las cuales puede emplearse en petróleos con una producción de gas del 100%

6.4.1.1 Características

- Pueden emplearse con relaciones de gas altas en el producto bombeado
- Bombeo de escasa pulsación
- Alta capacidad de succión

Dentro de los componentes con los que cuenta la bomba multifásica NEMO esta los siguientes (Figura 41):

- 1- Rotor, modelos resistentes al desgaste y la corrosión
- 2- Estátor, vulcanizado en el tubo con collar de obturación en ambos lados, con apertura en forma de tolva para mejorar la entrada del producto en la cámara de bombeado, siendo resistente a aceites, ácidos y álcalis
- 3- Partes rotativas, barra de acoplamiento y dos articulaciones cardán para transmisión de fuerza del accionamiento al rotor
- 4- Sellado del eje, con retén frontal de acción simple, independiente del sentido de rotación y resistente al desgaste
- 5- Caja de aspiración e impulsión, bridas o conexiones roscadas conforme a las normas DIN a partir de materiales de hierro fundido, acero, recubierto de caucho
- 6- Diseño modular, merced al accionamiento fijado directamente al soporte de accionamiento de la bomba con brida, peso ligero, alturas de eje constantes independientemente del diseño y tamaño del accionamiento, escaso mantenimiento y facilidad de servicio, además de rentabilidad

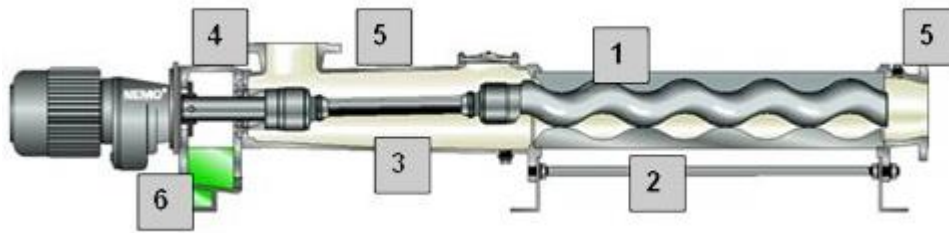


Ilustración 41. Partes de la bomba multifásica marca NEMO.

6.4.1.2 Beneficios de la bomba multifásica NEMO

Dentro de algunas de estas se puede encontrar las siguientes

- Pueden utilizarse con altas presiones de descargas provenientes del pozo
- Funciona de forma óptima con alto contenido de agua dentro del petróleo
- Seguridad operativa fiable con aceites de alta viscosidad
- Se encuentra preparada para sustancias con grandes cargas de sólidos
- Bajos costos del ciclo de vida de la bomba, así como en su instalación
- Alta estabilidad de la presión de salida
- Cuenta con gran exactitud de dosificación

6.4.2 SULZER

Las bombas multifase helicoidales de Sulzer permiten aumentar la mezcla de aceite / gas / agua de los pozos productores, sin separar el gas de los líquidos. Se despliegan con éxito en tierra, mar adentro y submarino, en una variedad de entornos y climas.

6.4.2.1 Beneficios de la bomba multifásica SULZER

El cartucho de extracción completa reduce el tiempo de inactividad y permite la actualización a medida que cambian las condiciones del campo.

Tolerante a la arena gracias al dedicado material resistente a la abrasión, el revestimiento y los espacios grandes

Impulso de alta presión gracias a la amplia experiencia del tambor de equilibrio Sulzer (Tabla 18)

Configuraciones horizontales o verticales para adaptarse a la aplicación.

Pruebas de calificación submarina y proyectos JIP bienvenidos

Variedad de tamaños disponibles de 1 a 10 MW para adaptarse al desarrollo, producción y disminución del campo

Reactivación de pozos muertos.

6.4.2.2 Características del diseño

- Etapas helicoaxiales diseñadas para funcionar de GVF 0 a 100%
- Cambio de diseño de la etapa para compensar la compresión de gas a través de la bomba
- Construcción de cartucho de extracción total
- Sulzer presión límite experiencia de diseño hasta 1000 bar
- Variedad de actuaciones: monofásicas, multifase o híbridas.
- Variedad de tipos de controladores: Motor, GT, motor de imán permanente de alta velocidad, etc.

Tabla 20. Características de la bomba multifásica marca Sulzer.

Capacidades	Hasta 700 m ³ /h / 97,200 bpd
Presiones diferenciales	Hasta 180 bar / 2600 psi
Presiones	Hasta 1,100 bar / 16,000 psi
Temperaturas	Entre 1 a 250 °C / 34 a 480 °F
Tamaño de descarga	Entre 100 a 400 mm / 4 a 480 pulg
Velocidad máxima de rotación	6,600 rpm

6.4.3 PCM

Es una empresa fundada en 1932, que se dedica a la fabricación de bombas, sistemas de bombeo, así como otros equipos para el tratamiento de fluidos complejos, dedicándose especialmente en el sector petrolero a buscar soluciones de transporte de petróleo pesado, siendo los pioneros en el desarrollo de las

bombas de tornillo, cambien conocidas como bombas de cavidades progresivas (PCP).

Dentro de la industria petrolera en el área de producción del bombeo multifásico cuentan con bombas multifásicas de precarga, la cuales proporcionan un incremento en la producción de campos maduros, buscando impulsar el fluido de boca de pozo hacia las instalaciones de procesamiento. Siendo la empresa PCM la encargada de ofrecer soluciones rentables para el bombeo de mezclas multifásicas

6.4.3.1 Ventajas de la bomba multifásica de precarga PCM

- Las tecnologías BCP de PCM incrementan la producción del petróleo, disminuyendo la contrapresión en cabeza de pozo
- Las bombas garantizan una producción constante a pesar de los diferentes niveles de viscosidad y los altos cortes de arena que se manejen
- La bomba de transferencia de superficie PCM maneja líquidos con gas libre de hasta el 50% en la entrada de la bomba de forma continua

6.4.4 One Subsea

Es una empresa perteneciente a la compañía Schlumberger, dedicada a la fabricación de equipos marinos en la industria del petróleo y gas, teniendo como finalidad la optimización de los sistemas de producción para obtener una alta recuperación de los yacimientos.

Dentro del uso del bombeo multifásico la empresa OneSubsea se ha basado en el principio del bombeo rotodinámico, así como la tecnología helicoaxial, basándose en el desarrollo de agregar energía a la mezcla de agua, aceite y gas.

Su diseño es inherentemente robusto, siendo resistente a condiciones en donde se encuentran presentes partículas de arena, siendo muy común su presencia en los sistemas de producción.

6.4.4.1 Ventajas de la bomba multifásica de OneSubsea

- Se permite manejar el flujo de hidrocarburos con fracciones de volumen de gas de hasta 100% mecánicamente y de 95% operacionalmente.
- La bomba puede generar una presión diferencial máxima de 2.900 psi.
- Puede operar con viscosidades de fluidos que varían de 1-4,000 cP.

6.5 Parámetros para el diseño de las bombas multifásicas

Para llevar a cabo la buena selección de una bomba multifásica para que su rendimiento sea el óptimo, se debe tener en consideración las condiciones con las que se va a trabajar con las condiciones que cuente el pozo. Por lo tanto, las bombas multifásicas deben diseñarse conforme a diferentes parámetros de operación, entre los más importantes se encuentran la presión diferencial, el gasto y la viscosidad, así como las bombas tradicionales, sin embargo, los efectos del flujo multifásico deben ser considerados al momento de su diseño.

Los parámetros que se utilizan en aguas marinas son enlistados a continuación.

6.5.1 Presión diferencial

Las bombas están diseñadas para conducir los fluidos de un punto a otro, los cuales fluyen desde el yacimiento hasta superficie, en donde se tendrán pérdidas de presión a lo largo del trayecto en tuberías debido a diferentes condiciones, como son fuerzas de fricción o gravedad, por lo que se debe conocer la presión con que los fluidos llegan a la boca del pozo, para determinar la presión de entrada y salida que se tendrán en cada etapa de los equipos superficiales.

6.5.2 Viscosidad

La viscosidad es uno de los principales parámetros de diseño de la bomba para su selección. La viscosidad del aceite puede variar dependiendo de las condiciones en las que se encuentre, desde un aceite ligero ($API > 31^\circ$) pasando por uno mediano ($API = 22.3$) hasta un aceite pesado ($API < 18^\circ$) llegando a tener hoy en día aceites extrapesados ($API < 10^\circ$) en algunas regiones marinas del país.

Dentro de las bombas utilizadas se tiene que la de doble tornillo es la mejor opción para fluidos de altas temperaturas, hay que tener en cuenta que su eficiencia aumenta con viscosidades más altas.

6.5.3 Gasto de operación

Dependiendo de la línea de producción que se tenga al momento de la producción se determina la cantidad de flujo que se tendrá, ya que a partir de este dato se puede cambiar el tamaño de la bomba, más no el diseño. Dependiendo de la capacidad que tenga el pozo de producción se ha determinado un parámetro para el tipo de bomba más adecuado para usar (Tabla 19).

Tabla 21. Rangos de flujo para diferentes tipos de bombas [25].

	Tipo de bomba	Producción (bpd)
1	Helicoaxial	50,000 - 450,000
2	Doble tornillo	10,000 - 440,000
3	Electrocentrífuga	1,000 - 20,000

6.5.4 Temperatura

El efecto de la temperatura del aceite es un factor importante, ya que si se tienen temperaturas altas (120 – 170 °C), puede aumentarse el riesgo de que fallen los elastómeros en las bombas, mientras tanto a bajas temperaturas (< 0°C) se crea el problema de formación de hidratos de gas y parafinas, llegando a provocar fracturas e incluso corrosión en los equipos.

6.5.5 Producción de arena

Así como la viscosidad, la arena es un parámetro gobernante al momento de determinar la bomba a utilizar. El tamaño y forma de granos que arrastra el flujo debe ser analizado, ya que las bombas helicoaxiales puede manejar las sin problemas gracias a su diseño de flujo axial, mientras tanto las bombas de doble tornillo pueden manejar de forma limitada la arena mientras este equipado con

tornillos endurecidos para que no se vea afectada, pero la bomba electrocentrifuga no está diseñada para producir dichos residuos sólidos.

6.5.6 Baja presión de succión

Dentro de las reglas generales, los pozos tienden a tener altas presiones al momento de comenzar a producir, sin embargo, para los campos maduros la situación es distinta, ya que tienen menor energía para desplazar los fluidos.

Debido a las consideraciones del campo hay que tener en cuenta que las bombas helicoaxiales no toleran las bajas presiones de succión, es por ellos que las bombas de doble tornillo se considera la mejor opción.

6.6 Filosofía de operación del uso de bombeo multifásico

La filosofía de operación se refiere a la descripción general de cómo operan las bombas multifásicas. La mezcla de hidrocarburos y no hidrocarburos que se obtiene de los pozos productores en superficie se incorpora en un cabezal recolector de producción general, aquí es donde se instala el equipo de bombeo multifásico, la cantidad a instalar dependerá de la producción de gas y aceite a manejar y de la presión a incrementar. Las bombas multifásicas se encuentran acopladas a un motor eléctrico que le proporciona la fuerza mecánica a la bomba. Para mantener un control del flujo manejado se utilizan variadores de frecuencia que regulan la velocidad de los motores eléctricos y a su vez la velocidad de las bombas multifásicas. Para instalaciones costa afuera se puede utilizar el bombeo multifásico para facilitar la explotación de crudo pesado y extrapesado (Figura 42 y 43).

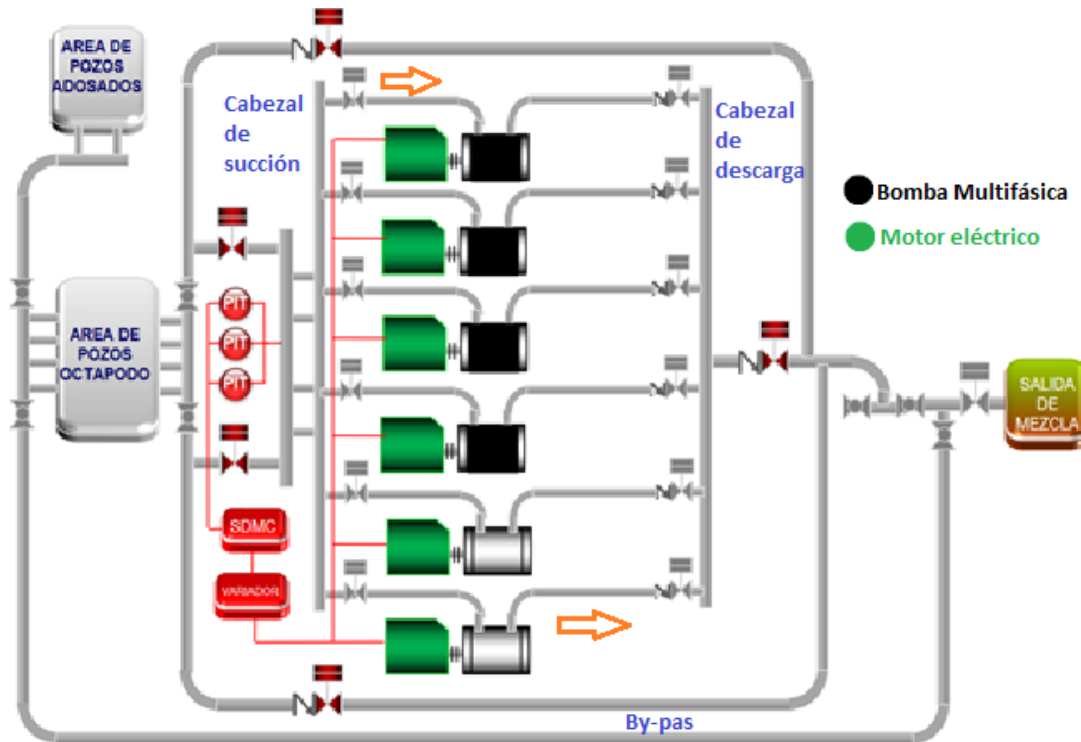


Ilustración 43. Diagrama de planta de un proceso de extracción de hidrocarburos con bombeo multifásico.

Dentro del diagrama se pueden identificar los siguientes componentes:

- SDMC: Sistema de monitoreo y control, el cual se encarga de controlar y monitorear las variables en el sistema.
- PIT: Indicador de transmisión de presión, este permite visualizar las presiones a lo largo de todo el sistema.

Dentro del SDMC se puede hacer una visualización del estado de todas las bombas, así como de las válvulas alineadas para las seis unidades de bombeo multifásico (Figura 44), de igual forma se muestra las válvulas de la línea de flujo, entrada e instrumentos del cabezal de descarga.

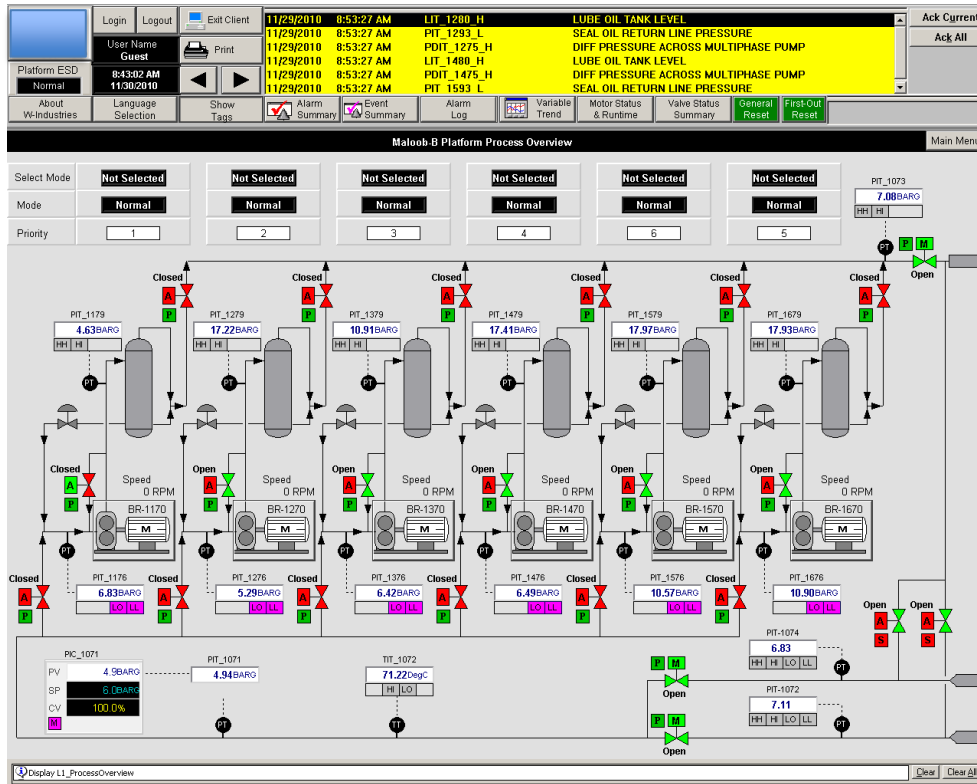
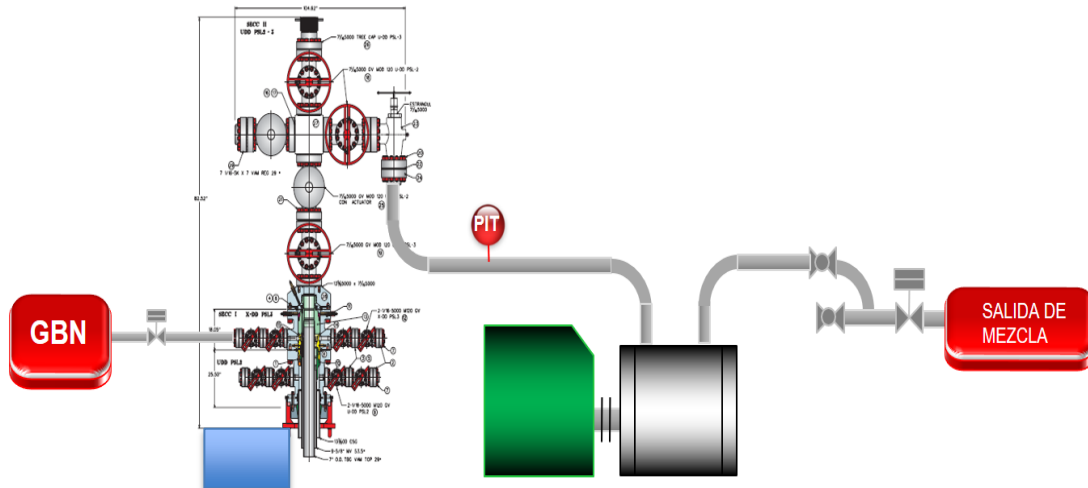


Ilustración 43. Pantalla de una descripción del estado de bombas multifásicas (Filosofía de operación de SDMC, Cameron)



VARIABLES DE PROCESO DEL POZO:

1. PRESIÓN DE TP DEL POZO
2. PRESIÓN DE BAJANTE
3. TEMPERATURA DE LA BAJANTE
4. VOLUMEN DE GAS DE BN.
5. PRESIÓN DE BN.

VARIABLES DE PROCESO DEL BOMBA:

1. PRESIÓN DE SUCCIÓN.
2. DIFERENCIAL DE PRESIÓN
3. TEMPERATURA DE SUCCIÓN
4. RELACIÓN DE GAS-ACEITE (RGA)

Ilustración 44. Variables en el pozo y en la bomba multifásica.

De igual manera se puede ver con mayor detalle los transmisores, valores diferenciales calculados, válvulas de paro, unidad de bombeo multifásico, etc (Figura 45).

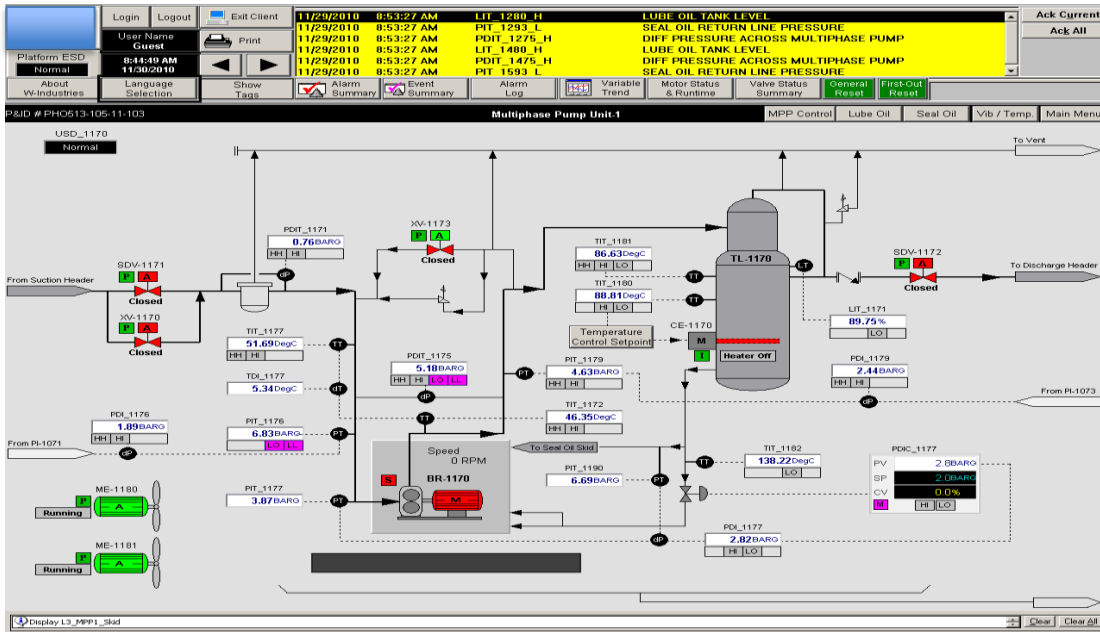


Ilustración 45. Pantalla del proceso e instrumentación para una bomba multifásica (Filosofía de operación SDMC, Cameron)

6.7 Condiciones de operación y diseño de la bomba multifásica.

Como en las bombas convencionales existe una curva característica, la cual puede ser aplicada para las bombas multifásicas (Figura 46), donde se establecen los rangos de operabilidad del equipo que el proveedor estableció a través de pruebas.

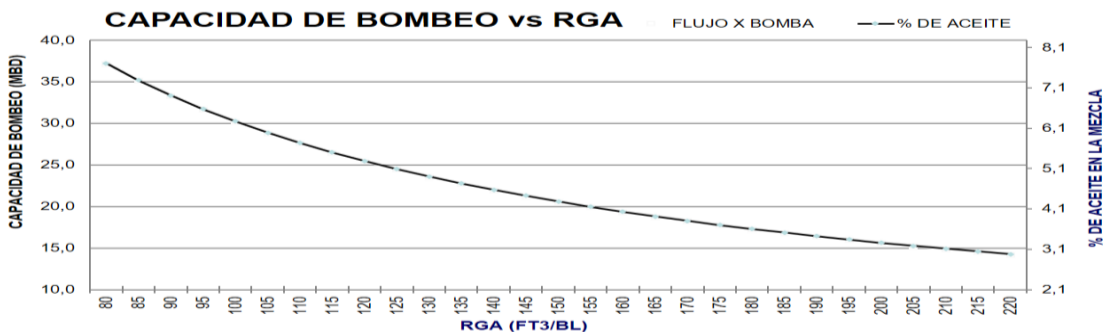


Ilustración 46. Curva característica de bombeo para una bomba multifásica tipo tornillo.

De igual manera se puede hacer un ejemplo ilustrativo (Tabla 20) utilizando la curva característica de la bomba multifásica, con el objetivo de establecer la cantidad de bombas requeridas a utilizar con respecto a los parámetros de operación que se tiene en los pozos.

Tabla 22. Condiciones de operación y diseño de la BMF.

Condiciones de operación										
Plataforma	Aceite (bpd)	Gas en formación (MMPCD)	Gas de BN (MMPCD)	Gas total (MMPCD)	RGA (ft3/bl)	Presión de succión (kg/cm2)	Temp. (°C)	% Aceite	Bpd x Bomba	No. Bombas
Puma 1	83,854	23.5	57	80.5	170	7	70	3.8	18,200	4.6
Puma 2	71,410	24.9	36.4	61.3	155	7	70	4.1	19,900	3.6
Puma 3	68,125	26.8	37.5	64.3	165	7	70	4	19,300	3.5

6.8 producción

Se realiza una comparación hipotética tomando en cuenta la producción de una plataforma de crudo pesado que cuenta con 17 pozos, cada uno de ellos con un gasto de aceite en promedio de 4,000-6,000 bpd sin producción de agua (Campo Maloob), con bombeo neumático, sin uso de bombas multifasicas y con el uso de bombeo multifasico.

El ejemplo toma en cuenta 4,000 barriles de crudo producido por cada pozo producidos por día utilizando el sistema artificial de bombeo neumático continuo, con un gas de formación de 1 MMpcd y 5 MMpcd de gas de bombeo neumático (6 MMpcd de gas total por pozo) y se compara con una producción de 4500 barriles por cada pozo, utilizando bombeo neumático con uso de bombeo multifasico (Tabla 21, Figura 47 y 48) a un mes.

Tabla 23. Comparación en la extracción de crudo pesado y extrapesado utilizando BN y BMF.

DIA	CAMPO CON BN BPD	CAMPO CON BMF BPD	DIFERENCIA ACOMULADA
1	68.000	76.500	8.500
22	1.496.000	1.683.000	187.000
23	1.564.000	1.759.500	195.500
24	1.632.000	1.836.000	204.000
25	1.700.000	1.912.500	212.500
26	1.768.000	1.989.000	221.000
27	1.836.000	2.065.500	229.500
28	1.904.000	2.142.000	238.000
29	1.972.000	2.218.500	246.500
30	2.040.000	2.295.000	255.000

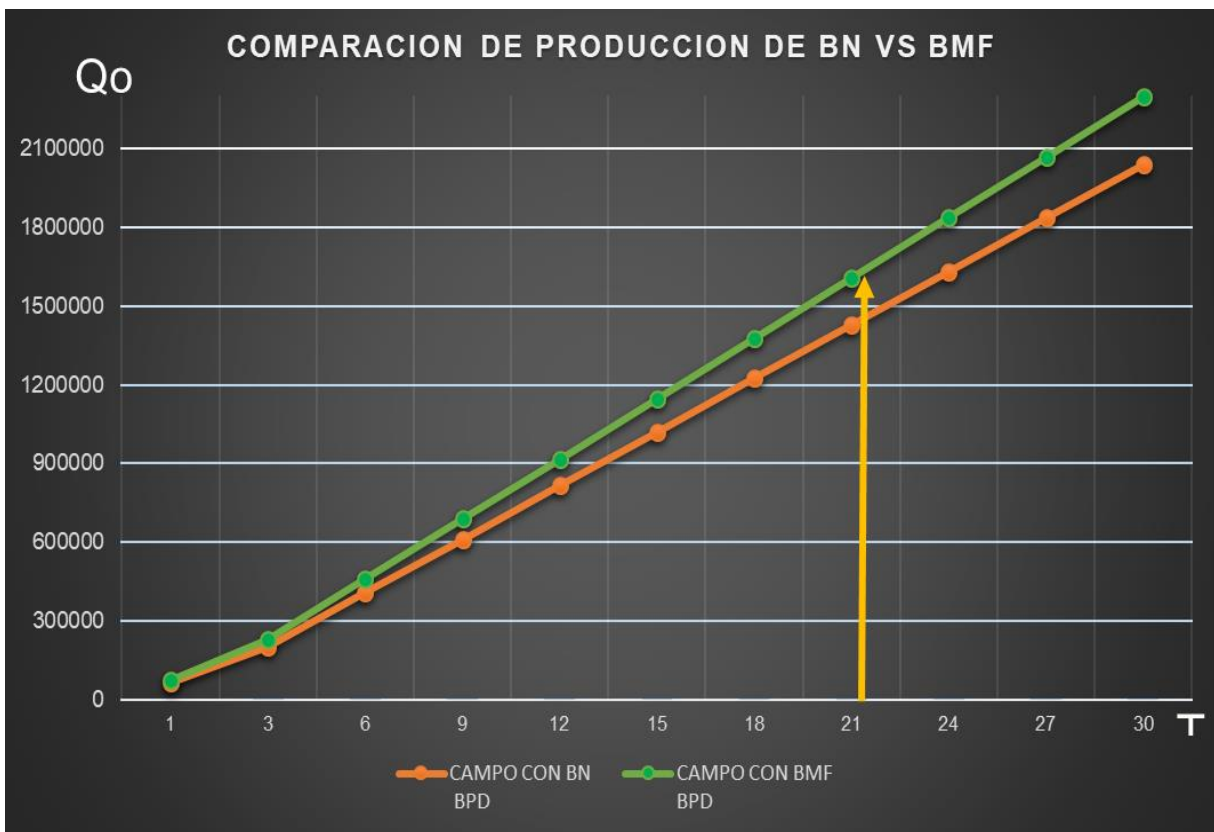


Ilustración 47. Grafica de producción de BN vs BMF.

Tabla 24. Comparación de ganancia en la extracción de crudo pesado y extrapesado utilizando BN y BMF.

GANANCIA POR DIAS	CAMPO CON BN	CAMPO BMF	GANACIA ACOMULADA
1	\$ 4.080.000	\$ 4.590.000	\$ 510.000
22	\$ 89.760.000	\$ 100.980.000	\$ 11.220.000
23	\$ 93.840.000	\$ 105.570.000	\$ 11.730.000
24	\$ 97.920.000	\$ 110.160.000	\$ 12.240.000
25	\$ 102.000.000	\$ 114.750.000	\$ 12.750.000
26	\$ 106.080.000	\$ 119.340.000	\$ 13.260.000
27	\$ 110.160.000	\$ 123.930.000	\$ 13.770.000
28	\$ 114.240.000	\$ 128.520.000	\$ 14.280.000
29	\$ 118.320.000	\$ 133.110.000	\$ 14.790.000
30	\$ 122.400.000,00	\$ 137.700.000,00	\$ 15.300.000

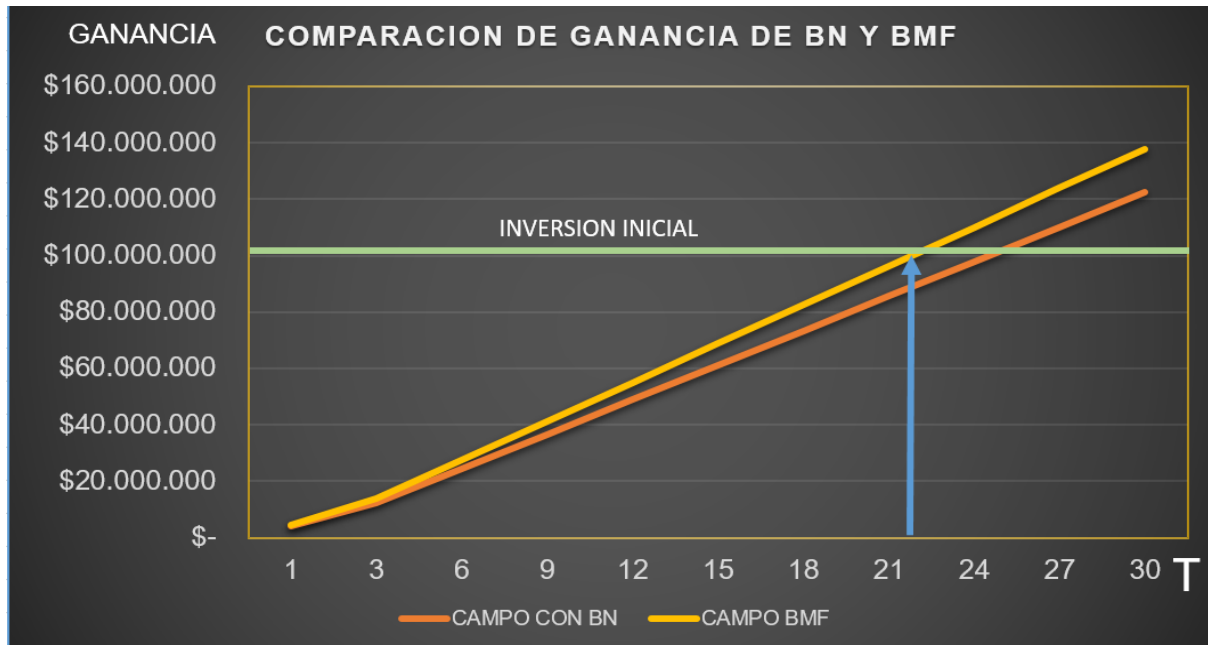


Ilustración 48. Grafica de ganancia BN vs BMF

6.9 Beneficios

Algunos de los beneficios que se tienen al hacer uso del bombeo multifásico son los siguientes:

1.- Menor costo de inversión

Debido a que la forma convencional en que se han diseñado las instalaciones superficiales, donde se debe tener equipos para realizar los procesos de separación, tratamiento y almacenamiento de los fluidos recolectados del pozo, lo cual refleja una mayor inversión en el proyecto (Figura 50).

Hacer uso de una bomba multifásica permite eliminar las estaciones sobrantes, permitiendo que los fluidos puedan continuar hacia una sola estación de recolección, reflejándose en una menor inversión (Figura 49 y 50).

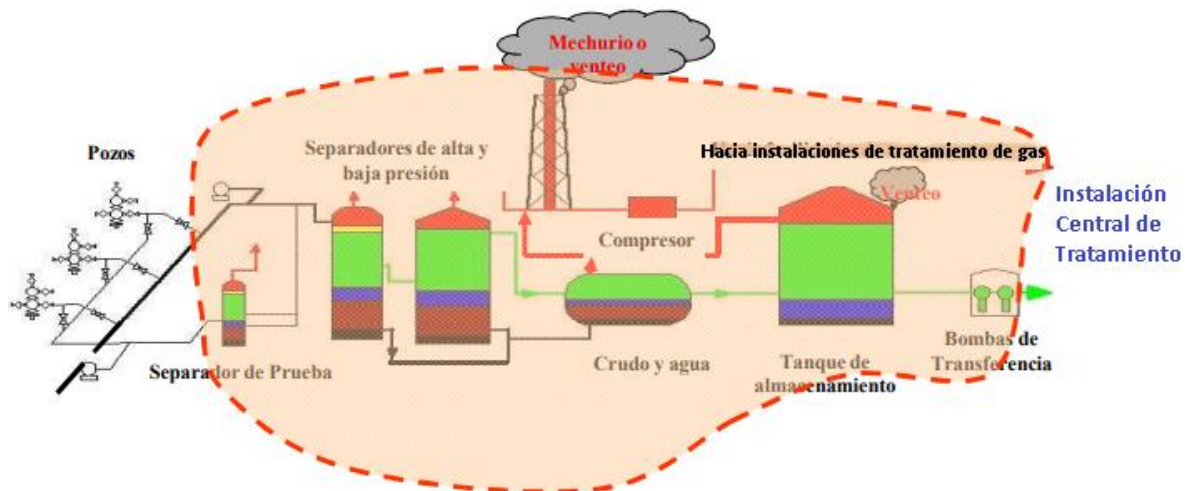


Ilustración 49. Diseño convencional de instalaciones superficiales sin bombeo multifásico.

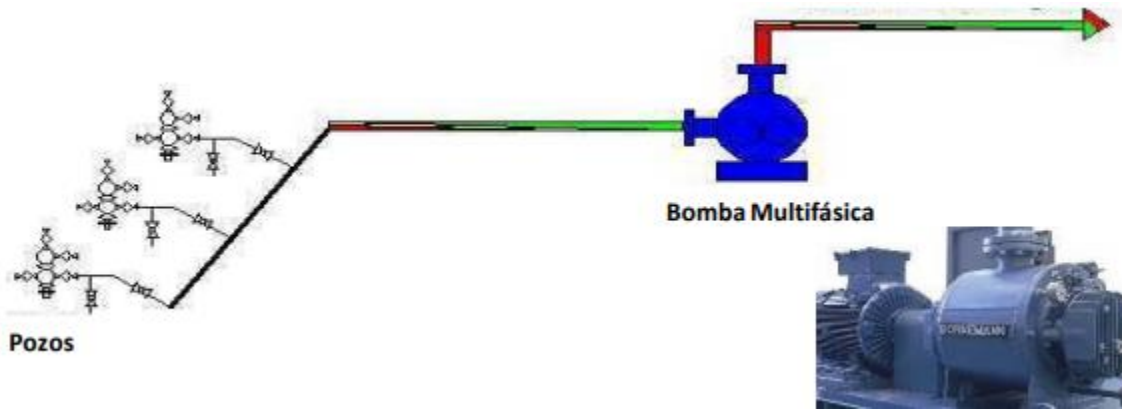


Ilustración 50. Diseño de una instalación superficial usando bombeo multifásico.

2.- Menor daño ambiental

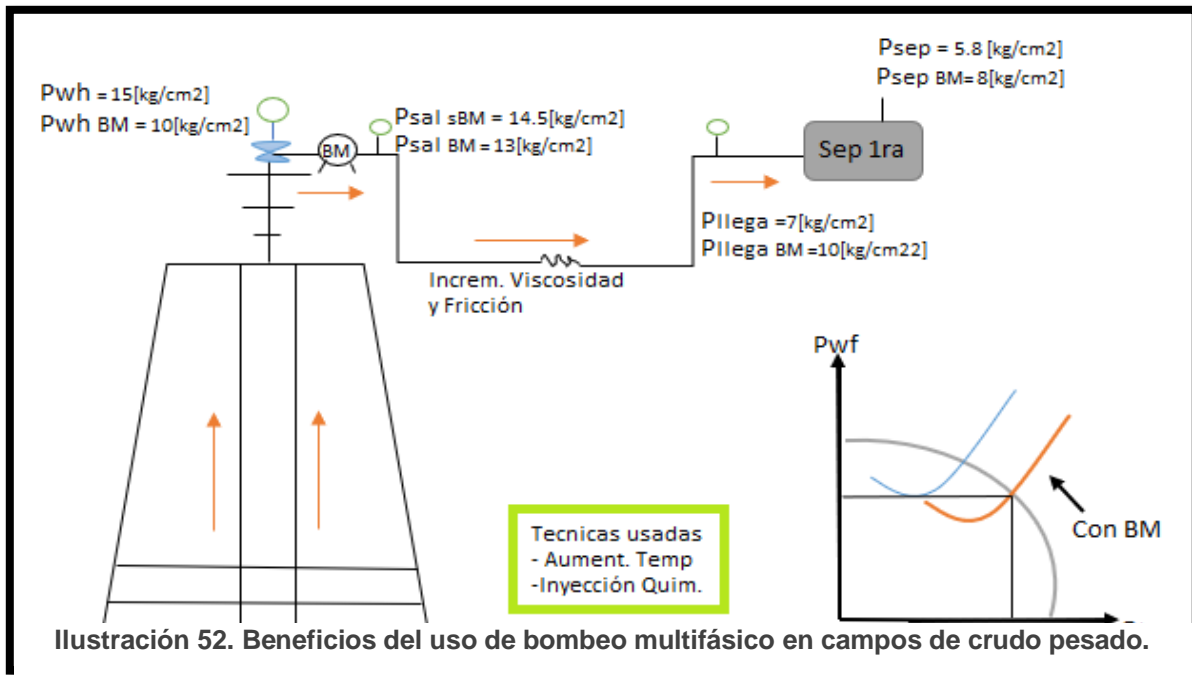
Al hacer uso del bombeo multifásico se reduce la quema de gas ni venteos, reduciendo de un 30-60% la afectación de las áreas naturales (Figura 51).



Ilustración 51. Reducción de daño al medio ambiente con uso de bombeo multifásico.

3.- Aumento de la producción

Debido a la producción del crudo extrapesado se genera una alta presión en la cabeza del pozo, es por ello que el uso del bombeo multifásico genera una contrapresión, permitiendo la disminución en la cabeza (Figura 52), por lo que tiene mayor facilidad de transporte el crudo hacia las siguientes estaciones.



Conclusiones

1.-La situación actual en la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesados, hace necesario el uso de innovaciones tecnológicas que favorezca en tener mayores facilidades de transporte, manejo y tratamiento de los mismos.

2.- El uso del bombeo multifásico ha favorecido sustancialmente la extracción y transporte de hidrocarburos pesados y extrapesados, logrando incrementar la rentabilidad de los campos.

3.-Con el uso del equipo de bombeo multifásico se minimiza el uso de equipos superficiales que típicamente eran utilizados.

4.- Con el uso de bombeo multifásico a boca de pozo se logra reducir la contrapesión en la cabeza de los pozos, lo cual favorece a que se logre incrementar la producción de los mismos.

5.-El trabajo aquí realizado cuenta con un ejemplo didáctico para entender las condiciones con las que se trabaja la bomba multifásica, así como los costos de inversión y los tiempos en que se recupera dicho valor, permitiendo conocer el momento en que se presentan las ganancias en cuanto a la producción y los ingresos.

6.-Se debe conocer el principio de funcionamiento de una bomba multifásica, ya que su elección depende del caudal que se requiera y las presiones, logrando de esta manera que se realice una óptima recuperación de los hidrocarburos pesados y extrapesados en el Golfo de México.

Recomendaciones

1.-Complementar este trabajo con el diseño técnico de los equipos de bombeo multifásico, ya que actualmente se carece de información pública del diseño de estos equipos.

2.- Complementar este trabajo donde se considere uso de otras técnicas que se complemente con el uso de bombeo multifásico en la extracción de crudos pesados y extrapesados, como lo es la inyección de mejoradores de flujo en tuberías o uso de trazas eléctricas para incrementar la temperatura en ductos.

3.- Difundir al gremio estudiantil la aplicación de nuevas tecnologías para la extracción de hidrocarburos pesados y extrapesados.

4.- Realizar una evaluación económica.

Referencias bibliográficas

- [1] Jaime Larios Gonzalez , «Datos profesionales,» de *Sistemas Artificiales de Producción*, Ciudad Universitaria , 2019.
- [2] Diana Minerva José José, «Datos profesionales,» de *Perforación de pozos en aguas profundas*, Ciudad Universitaria, 2017.
- [3] Carlos Martin Velazquez, «Datos profesionales,» de *Recuperación secundaria y mejorada*, México, 2017.
- [4] F. K. L. Edward J. Tarbuck, *Ciencias de la tierra: una introducción a la geología física*, Madrid: Pearson, 1999.
- [5] Instituto Mexicano del Petróleo , «Datos del IMP,» México, 1980.
- [6] P. Mexicanos, «Pemex,» Gobierno de México, 1 Enero 2000. [En línea]. Available: <https://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>. [Último acceso: 12 Octubre 2016].
- [7] Comisión Nacional de Hidrocarburos , «Datos del CNIH,» México, 2016.
- [8] W. D. McCain, *The properties of petroleum fluids*, Tulsa: PennWellBooks, 1990.
- [9] V. M. P. Leopoldo Farías Rodríguez, *Propiedades de los fluidos del yacimiento*, México: Reverté, 2014.
- [10] Gabriela Morales, «Datos profesionales,» de *Comportamiento de los yacimientos* , México,] 2016.
- [11] L. C. Barandiaran, «Oil Production,» 1 10 2006. [En línea]. Available:] http://oilproduction.net/files/Parte_03_Reservorios_Lucio_Carrillo__Impulsion.pdf. [Último acceso: 5 11 2020].
- [12] J. L. B. Francisco Garaicochea, *Apuntes de comportamiento de los yacimientos*, México:] División de ingeniería en ciencias de la tierra, 1984.
- [13] P. Mexicanos, *Evaluación de las reservas de hidocarbuos*, México: Pemex Exploración y] Producción, 2020.
- [14] E. Nnaemeka, *Petroleum reservoir engineering practice*, Boston: Prentice Hall, 2010.]
- [15] A. Lajous, *La industria petrolera en México*, México: Biblioteca mexicana, 2016.]

- [16 I. d. Geofísica, «Geofísica,» UNAM, 12 Marzo 2015. [En línea]. Available:
] <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/ChronostratChart2015-01Spanish.pdf>.
[Último acceso: 20 Marzo 2019].
- [17 S. d. Energía, «Sener,» Gobierno de México, 12 noviembre 2010. [En línea]. Available:
] <https://www.gob.mx/sener>. [Último acceso: 5 octubre 2020].
- [18 A. R. E. G. Arturo Palacio, «Instituto de Ingeniería UNAM,» 26 01 2017. [En línea]. Available:
] <http://www.ii.unam.mx/es-mx/Investigacion/Proyecto/Paginas/Transportedecrudospesadosyextrapesadosenconductos.aspx>. [Último acceso: 16 01 2021].
- [19 J. P. R. Raicar, «Economic considerations and potential of heavy oil supply from
] Lloydminster-Alberta, Canada,» de *The future of heavy oil and tar sands, second internal conference*, Ney York, 1984.
- [20 H. D. Beggs, *Production Optimization. Using Nodal Analysis*, Tulsa: OGCI Publications, 1984.
]
- [21 G. C. J. Àngel, *Producción de pozos 1*, México: Facultad de Ingeniería, 1985.
]
- [22 L. Lake, *Enhanced Oil Recovery*, New Jersey : Prentice Hall Inc, 1989.
]
- [23 SULZER, «ZULZER,» 10 Noviembre 2015. [En línea]. Available: https://www.sulzer.com/-/media/files/products/pumps/multiphase-pumps/brochures/mpp_high_performance_multi_phase_pump_e00601.ashx?la=en. [Último acceso: 10 Marzo 2020].
- [24 P. B. C. B. Pierre Gie, «Poseidon Multiphase Pump: Field Tests Results,» One Petrol, Houston,
] 1992.
- [25 S. o. P. Engineers, «Multiphase Pumps for 250,000 bbl/D Field Development,» *SPE*, vol. 1, n°
] 71562, p. 4, 2001.
- [26 Bornemann, «Bornemann.com,» ITT Brand, 10 Octubre 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.bornemann.com/ittgp/medialibrary/bornemann/website/Download/Multiphase-Boosting/Bornemann-es-MP.pdf?ext=.pdf>. [Último acceso: 22 Enero 2021].
- [27 B. a. Brill, «Production technology,» noviembre 2015. [En línea]. Available:
] <https://production-technology.org/multiphase-flow-correlations/#more-1336>. [Último acceso: 12 Julio 2020].
- [28 S. J. Ramirez, *Fundamentos de la tecnología de producción de pozos petroleros*, México: Reverte, 2015.

