



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

**NUEVOS DESARROLLOS EN EL BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PRODUCCIÓN DE POZOS DE ACEITE**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

LÓPEZ REYES JAIME

SÁMANO VENCES CRISPÍN

DIRECTOR: M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F, MAYO 2011





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1070

SR. JAIME LÓPEZ REYES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

NUEVOS DESARROLLOS EN EL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE ACEITE

- I INTRODUCCIÓN
- II FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN
- III NUEVOS DESARROLLOS EN LA BOMBA SUBSUPERFICIAL
- IV NUEVAS ALTERNATIVAS PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
- V ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS NUEVOS DESARROLLOS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 20 de Octubre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1071

SR. CRISPÍN SAMANO VENCES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

NUEVOS DESARROLLOS EN EL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE ACEITE

- I INTRODUCCIÓN
- II FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN
- III NUEVOS DESARROLLOS EN LA BOMBA SUBSUPERFICIAL
- IV NUEVAS ALTERNATIVAS PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS
- V ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS NUEVOS DESARROLLOS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

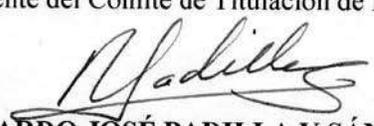
Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 20 de Octubre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra


DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

- | | | |
|--------------|------------------------------------|---------------|
| Presidente | M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA | 15 abril/2011 |
| Vocal | M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA | 14/Abril/2011 |
| Secretario | DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO | 26/Abril/2011 |
| 1o. suplente | M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA | 26 Abril 2011 |
| 2o. suplente | ING. JESUS HECTOR DIAZ ZERTUCHE | 30 abril/2011 |

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
30230194-8	LOPEZ REYES JAIME	INGENIERO PETROLERO
30216961-8	SAMANO VENCES CRISPIN	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado. Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

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

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

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 14 de Abril de 2011.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

A nuestra Alma Mater

La gloriosa Universidad Nacional Autónoma de México por otorgarnos una formación integral desde el bachillerato. Porque en sus aulas pasamos buena parte de nuestras vidas donde siempre se nos brinda una educación de excelencia permitiéndonos ser mejores personas.

A la Facultad de Ingeniería

Porque en ella vivimos una de las mejores etapas de nuestras vidas, donde se nos formó como profesionistas, dándonos las herramientas necesarias para afrontar las situaciones que hoy en día acontecen. Por los momentos felices, apasionantes e inclusive difíciles que tuvimos que enfrentar a lo largo de esta maravillosa etapa; y por las grandes amistades aquí sembradas.

A nuestro director de tesis, el M.I. Felipe De Jesús Lucero Aranda

Por su valiosa colaboración para el desarrollo de este trabajo, aportándonos siempre sus mejores consejos y conocimientos. Por su tiempo dedicado a la realización de esta meta y por su amistad brindada en todo momento otorgándonos palabras de aliento que siempre nos han animado a seguir adelante a pesar de las dificultades.

A nuestros sinodales

El M.I. José Ángel Gómez Cabrera, el Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, el M.I. Tomas Eduardo Pérez García y el Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche por su apoyo, consejos, tiempo y observaciones en la revisión de este trabajo.

A Manuel Antonio Cabrera Suárez

Compañero y amigo de la Facultad de Ingeniería que siempre nos brinda su apoyo así como sus consejos y ayuda.

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Crispín Sámano Vences

A Dios

Por permitirme vivir y concluir este trabajo.
Por estar siempre a mi lado y ponerme en
el lugar indicado. Gracias.

A mi madre

Por hacerme lo que soy, por ser una madre
ejemplar. Por tus consejos, comprensión
apoyo y confianza. Por ser la madre más
hermosa y cariñosa. Te adoro mamá.

A mi padre

Porque se que desde donde estas me cuidas
y proteges. Gracias por darme vida papá.

A mis hermanas

Nelly, Lety, Angélica, Sandra y Lore por su
apoyo y consejos. Gracias por su confianza
hermanas. Las quiero.

A Jaime López Reyes

Por compartir la conclusión de una etapa tan
maravillosa en mi vida. Por tus aportaciones y
conocimientos en la realización de este trabajo.

A mis amigos y compañeros ingenieros

Por estar a mi lado en los mejores y más memorables días de universitario. Gracias por
compartirme sus consejos, confianza conocimientos y locuras, gracias Juan Carlos “Chicarcas”,
Christían “Cascara”, Oswaldo “Osvi”, Edgar “Chata”, Crecencio “Crece”, Aldo “Marroquín”, Eric
“Charro” Manuel, Jaime “Jimmy”, Armando “Kuri”, Iván, Leslie, Adrián “Chino”, Jonathan “John”,
Elena, Ángel, Raziél y Rubén “Pedote”. Nunca los olvidare.

Jaime López Reyes

A mi madre Paula Reyes León, por ser mi mayor ejemplo en la vida, tú me has enseñado que a pesar de lo complicado que puedan estar las cosas siempre debemos dar nuestro mayor esfuerzo para cumplir las metas fijadas. Este trabajo de tesis que representa uno de los logros más importantes de mi vida también es tuyo ya que sin tu apoyo, cariño, comprensión y confianza no sería posible. Gracias por todos tus esfuerzos y sacrificios para poder brindarme una educación profesional, pero sobretodo te agradezco el saber escucharme y aconsejarme en los momentos difíciles.

A mi padre Enrique López Jiménez, por enseñarme el valor de la responsabilidad, porque a pesar de nuestras similitudes y diferencias me has dado tu apoyo, comprensión, cariño y confianza a lo largo de mi vida. Gracias por los consejos en los momentos difíciles así como por tus sacrificios y esfuerzos, esta meta que alcanzo también es tuya.

A mi hermano Eleazar López, porque gracias a ti eh aprendido a ser más crítico en mi manera de pensar, has sido un factor importante en mi formación personal. Gracias por invitarme a formar parte de tu equipo de trabajo pues con ello he expandido mis conocimientos culturales.

A mis hermanos Enrique y Rodrigo, por su apoyo, cariño y confianza, porque a pesar de ser diferentes hemos vivido grandes momentos. Gracias por creer en mí y por sus consejos cuando más los he necesitado.

A mi cuñada Luvania y a mi sobrino Emiliano, por sus palabras de aliento y confianza, espero que este trabajo sirva de estímulo para Emiliano y que en un futuro se forje una carrera profesional.

A mi amigo y compañero de tesis Crispín Samano Vences, por todos aquellos momentos vividos a lo largo de la carrera, porque más que un compañero es un amigo con quien me dio gusto trabajar para la realización de este triunfo. Gracias porque a pesar de todas las dificultades nos apoyamos y logramos vencer los obstáculos.

A Midori Cruz, por ser más que una amiga, por escucharme en los momentos difíciles dándome ánimo y los consejos necesarios que me ayudaron a salir adelante. Porque nuestra amistad es un claro ejemplo de que no se necesitan años para establecer una relación de confianza y cariño, sobra decir que eres la hermana que no tengo.

A Edgar Hernández y Adrian Gutiérrez, por ser mis mejores amigos, porque siempre que los he necesitado han estado ahí, de ustedes guardo los mejores recuerdos que viví en la universidad, por el respeto, la confianza, el apoyo y la sinceridad brindada a lo largo de todos estos años.

Al profesor Javier Almaraz Olvera (q.e.p.d.), por todas sus enseñanzas y aprendizajes, porque significo una parte fundamental en mi formación. Gracias por sus consejos, cariño y confianza siempre lo recordare.

A mis amigos y compañeros de Ingeniería, gracias por todo el aprendizaje tanto académico como personal, de cada uno de ustedes guardo recuerdos inolvidables, por todos esos momentos en los que reímos y convivimos, por sus consejos y porque siempre tuvieron un momento para escucharme, Edgar “Chata”, Adrian “Chino”, Iván, Crispín “pin”, Rubén Felipe “Pedote”, Crecencio “Crece”, Armando “Kuri”, Javier Uribe “Duende”, José Manuel “Chema”, Juan Carlos “Chicarcas”, Oswaldo “Osvi”, Luis “Justo”, Ángel, Christian “Cascara”, Eric “Charro”, Leslie, Gabriela “Gaby”, Jonathan “John”, Aldo “Marroquín”, José Luis “Chávez”, Juan García.

Índice	Página
Resumen.	iv
Lista de Figuras.	vi
Lista de Tablas.	xv
Nomenclatura.	xvii
1. Introducción.	1
1.1. Situación petrolera actual de México.	4
1.1.1. Reservas de hidrocarburos.	5
1.2. La necesidad de una explotación de hidrocarburos óptima.	8
2. Fundamentos y aplicaciones de los sistemas artificiales de producción.	11
2.1. Sistemas artificiales de producción.	12
2.2. Bombeo neumático.	16
2.2.1. Equipo superficial.	18
2.2.2. Equipo subsuperficial.	19
2.3. Bombeo electrocentrífugo sumergido.	24
2.3.1. Equipo subsuperficial.	27
2.3.2. Equipo superficial.	35
2.4. Bombeo de cavidades progresivas.	37
2.4.1. Equipo superficial.	40
2.4.2. Equipo subsuperficial.	42
2.5. Sistemas artificiales de producción híbridos.	50
2.5.1. Sistema artificial híbrido: Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático.	52
2.5.2. Implementación del sistema artificial híbrido, bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático en los campos Balcon y Tello.	57
3. Nuevos desarrollos en la bomba subsuperficial.	67
3.1. Bomba de cavidades progresivas metálica para la producción de aceite pesado a altas temperaturas.	68

3.1.1. Proceso y diseño de la bomba metálica.	69
3.1.2. Comparación entre la bomba de cavidades progresivas con elastómero y la bomba de cavidades progresivas metálica.	70
3.1.3. Prueba del prototipo con agua.	70
3.1.4. Prueba del prototipo con aceite pesado.	72
3.2. Bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible para aplicaciones en fluidos altamente viscosos.	81
3.2.1. Sistema combinado de fondo.	84
3.3. Bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos para la producción de fluidos viscosos y multifásicos.	90
3.3.1. Comportamiento del bombeo de cavidades progresivas con flujo multifásico.	90
3.3.1.1. Distribución de la presión en flujo multifásico.	94
3.3.2. Sistema de reguladores hidráulicos.	103
3.3.2.1. Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas y la bomba convencional.	109
4. Nuevas alternativas para el diseño y operación del bombeo de cavidades progresivas.	117
4.1. Varillas huecas PCPRod®.	118
4.1.1. Desarrollo y características.	119
4.1.2. Instalación y ventajas.	120
4.2. Extracción de la bomba de cavidades progresivas empleando línea de acero.	121
4.2.1. Sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo recuperable mediante línea de acero.	122
4.2.2. Prueba de campo usando tubería de producción de 4 ½ [pg].	124
4.3. Sistema combinado: Bombeo de cavidades progresivas con bombeo electrocentrífugo sumergido. Aplicación en pozos horizontales.	126
4.3.1. Diseño e instalación del sistema.	128
4.3.2. Resultados.	131

4.4. Bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo, para la producción de aceite extrapesado en el Área de Cerro Negro, en la Faja de Orinoco, Venezuela.	135
4.4.1. Implementación del bombeo de cavidades progresivas convencional para el manejo de altos gastos de producción.	137
4.4.2. Implementación del bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo para el manejo de altos gastos de producción.	139
4.4.3. Comparación entre el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo y el sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional.	146
4.5. Reconocimiento y monitoreo del patrón de operación del bombeo de cavidades progresivas.	148
4.5.1. Redes neuronales artificiales (RNA).	149
4.5.2. Cartas de comportamiento.	150
4.5.3. Trayectoria de comportamiento.	152
5. Análisis y discusión de los nuevos desarrollos.	154
5.1. Bomba de cavidades progresivas metálica.	155
5.2. Bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos.	160
5.3. Bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible: aplicación en Indonesia y Venezuela.	165
5.3.1. Implementación en Indonesia.	166
5.3.2. Implementación en Venezuela.	168
5.4. Mejoras en la operación y monitoreo del sistema de bombeo de cavidades progresivas.	169
5.4.1. Extracción de la bomba subsuperficial empleando línea de acero.	169
5.4.2. Empleo de varillas huecas para la optimización de la producción.	170
5.4.3. Monitoreo y diagnóstico.	170
Conclusiones y recomendaciones.	171
Referencias.	175
Bibliografía.	178

RESUMEN

En la industria petrolera es fundamental mantener niveles óptimos de producción, para ello es necesario instalar la infraestructura adecuada que permita maximizar la producción. Los sistemas artificiales de producción son una buena alternativa para incrementar o mantener la producción de los pozos cuando estos reducen su gasto, resultado de la declinación natural del yacimiento. El sistema de bombeo de cavidades progresivas es uno de los mejores en el manejo de sólidos y crudos pesados, además su eficiencia total es de las más altas en cuanto a sistemas artificiales se refiere.

Este trabajo de tesis se realizó con la finalidad de apreciar los avances tecnológicos del sistema de bombeo de cavidades progresivas para la optimización de la producción de pozos de aceite, se presentan los desarrollos tanto tecnológicos como operativos.

En el primer capítulo se describe y analiza la situación actual de la industria petrolera en México, tocando aspectos como los ritmos de producción de crudo, las reservas de hidrocarburos, la importancia del petróleo en la economía nacional y la necesidad de una explotación óptima.

En el segundo capítulo se presenta la importancia de los sistemas artificiales de producción, sus fundamentos, rangos de aplicación, así como su clasificación y parámetros de selección. Se describen detalladamente los componentes de los sistemas de bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo sumergido y bombeo de cavidades progresivas. Aunado a esto, se explica lo referente al desarrollo de los sistemas artificiales de producción híbridos, métodos crecientes en el mejoramiento de la producción, como ejemplo se expone el sistema híbrido conformado por el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo sumergido, así como la aplicación de este método en los campos colombianos Balcon y Tello.

Los nuevos desarrollos en la bomba de cavidades progresivas se tratan en el tercer capítulo, una de las principales preocupaciones de la industria petrolera es conseguir una producción óptima de aceite pesado, para lograr este objetivo las empresas han invertido en la investigación de nuevas mejoras en el sistema de arranque de la bomba subsuperficial es por ello que han desarrollado el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo el cual integra componentes del bombeo electrocentrífugo sumergido con el bombeo de cavidades progresivas, este sistema es aplicable en pozos altamente desviados e incluso horizontales.

Las condiciones de producción severas, como la alta producción de arena y las altas temperaturas ocasionan que la vida útil de la bomba de cavidades progresivas se reduzca considerablemente, con la finalidad de mitigar el impacto de estas condiciones de producción se ha desarrollado una bomba de cavidades progresivas completamente metálica, la cual es capaz de operar a altas

temperaturas, a las que la bomba convencional no puede ser sometida por su estator de elastómero.

Además se presenta el sistema de reguladores hidráulicos instalado en la bomba de cavidades progresivas, este es capaz de corregir los problemas generados al trabajar con flujo multifásico, el sistema interconecta las cavidades de la bomba con el objetivo de uniformizar la presión, esto genera una mejor distribución de presión a lo largo de la bomba y por consecuencia disminuye el desgaste de esta e incrementa su vida útil.

En el cuarto capítulo se presentan las nuevas herramientas para la operación, mantenimiento y monitoreo del sistema de bombeo de cavidades progresivas, así como la implementación en campo del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo. En el sistema convencional la sarta de varillas representa el medio por el cual se transmite el movimiento rotacional que acciona la bomba, también es una de las partes que tiende a fallar con mayor frecuencia y por consecuencia implica un incremento en los costos de mantenimiento, el desarrollo de las varillas huecas de alta rigidez trata de reducir esta situación, otorgando mayor confiabilidad.

Buenas condiciones de operación del sistema de bombeo de cavidades progresivas se traducen en un incremento de la vida útil del sistema y por consecuencia en un aumento de la producción acumulada, por ello es necesario contar con métodos y herramientas de monitoreo que permitan intervenir y dar mantenimiento al equipo de una manera eficiente y oportuna, el empleo de inteligencia artificial que proporcione información en tiempo real es una herramienta útil en la detección de problemas operacionales generados en el equipo subsuperficial.

Al trabajar con el sistema de cavidades progresivas con motor de fondo es necesario reducir el tiempo de mantenimiento así como los costos que ello conlleva, por tal motivo se explica el procedimiento de extracción de la bomba subsuperficial mediante el empleo de línea de acero y las diferencias en la configuración de este sistema.

Una de las partes más importantes del proceso de desarrollo y validación de nueva tecnología es la concerniente a la implementación, por tal motivo en este cuarto capítulo se detallan las aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo hechas en campo, de esta manera es posible comparar los beneficios obtenidos con el empleo de esta tecnología con los resultados del uso de métodos convencionales de producción.

Finalmente en el quinto capítulo se presenta el análisis y la discusión de la nueva tecnología, es decir se cuestionan las ventajas y desventajas del empleo de todos los desarrollos tecnológicos y operativos presentados en los capítulos anteriores.

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
Figura 1.1 Ingresos del sector público (participación porcentual).	5
Figura 1.2 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.	6
Figura 1.3 Tendencia de las tasas de restitución de hidrocarburos.	8
Figura 1.4 Composición y madurez del portafolio de proyectos.	9
Figura 2.1 Clasificación de los Métodos de Levantamiento Artificial.	13
Figura 2.2 Parámetros para la selección de un Sistema Artificial.	14
Figura 2.3 Bombeo Neumático Continuo.	16
Figura 2.4 Bombeo Neumático Intermitente.	17
Figura 2.5 Instalación superficial del bombeo neumático.	18
Figura 2.6 Partes de una válvula de inyección de gas.	20
Figura 2.7 Válvula convencional para flujo intermitente con carga de nitrógeno en el fuelle (CAMCO CP-2).	20
Figura 2.8 Empacador.	21
Figura 2.9 Partes de una válvula de pie.	23
Figura 2.10 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	26
Figura 2.11 Partes del motor eléctrico.	28
Figura 2.12 Protectores.	29
Figura 2.13 Separador de gas centrífugo o rotatorio.	30
Figura 2.14 Partes de una etapa de la bomba centrífuga.	31
Figura 2.15 Bomba centrífuga sumergible REDA.	32
Figura 2.16 Sensores de fondo.	33
Figura 2.17 Cable de potencia plano (izquierdo) y redondo (derecha).	34
Figura 2.18 Mufa.	34
Figura 2.19 Guía o centralizador.	35
Figura 2.20 Variador de frecuencia.	37
Figura 2.21 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.	38
Figura 2.22 Motor eléctrico.	40
Figura 2.23 Plano de un cabezal de rotación con motor eléctrico.	41
Figura 2.24 Plano de un cabezal vertical con sistema mecánico de reducción.	41

Figura 2.25 Sistema de poleas y correas.	42
Figura 2.26 Ejemplos de varillas.	42
Figura 2.27 Bomba simple.	45
Figura 2.28 Bomba multilobular.	45
Figura 2.29 Distintos modelos de bomba de una misma serie: mismo diámetro de rotor, misma excentricidad y misma longitud del estator. Sólo varía el paso.	46
Figura 2.30 Nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas.	46
Figura 2.31 Rotor.	47
Figura 2.32 Diagrama de un estator.	48
Figura 2.33 Niple de paro.	49
Figura 2.34 Diagrama representativo del funcionamiento del ancla de torsión.	49
Figura 2.35 Niple de asiento.	49
Figura 2.36 Niple espaciador.	50
Figura 2.37 Diagrama de flujo del sistema combinado por los bombeos electrocentrífugo y neumático.	52
Figura 2.38 Sistema de Bombeo Combinado BEC-BN.	53
Figura 2.39 Esquema de un pozo típico del campo Balcon.	57
Figura 2.40 Esquema de un pozo típico del campo Tello.	58
Figura 2.41 Esquema del perfil de presión dentro de la TP con el sistema de BM ó BEC trabajando individualmente y el perfil de presión de un sistema artificial combinado en donde la columna de fluidos ha sido aligerada debido al gas inyectado.	59
Figura 2.42 Instalación de la bomba subsuperficial de un sistema combinado a la profundidad equivalente.	60
Figura 2.43 Relación entre la cantidad de gas inyectado y la profundidad equivalente.	61
Figura 2.44 Variación de la cantidad necesaria de energía y equipo con respecto a la profundidad equivalente.	62
Figura 2.45 Instalación del sistema combinado empleando un conducto paralelo para la inyección de gas.	63

Figura 2.46 Instalación del sistema combinado empleando un manejador avanzado de gas.	63
Figura 2.47 Efecto de la profundidad de inyección en la profundidad equivalente.	64
Figura 3.1 Principio de hidroformación.	69
Figura 3.2 Esquema de una bomba de cavidades progresivas metálica.	70
Figura 3.3 Plataforma de pruebas empleada.	71
Figura 3.4 Curva característica del gasto de agua.	72
Figura 3.5 Eficiencia de la bomba empleando agua a 20 °C.	72
Figura 3.6 Comportamiento de la viscosidad del aceite al variar la temperatura.	73
Figura 3.7 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 92 °C y 318 [cp].	74
Figura 3.8 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 150 °C y 37 [cp].	74
Figura 3.9 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 200 °C y 17 [cp].	75
Figura 3.10 Eficiencia volumétrica de la bomba a 92 °C y 318 [cp].	76
Figura 3.11 Eficiencia volumétrica de la bomba a 150 °C y 37 [cp].	76
Figura 3.12 Eficiencia volumétrica de la bomba a 200 °C y 17 [cp].	77
Figura 3.13 Influencia de la viscosidad del fluido en la capacidad de la bomba.	78
Figura 3.14 Porcentaje de resbalamiento a diferentes temperaturas, viscosidades y velocidades.	79
Figura 3.15 Eficiencia total de la bomba.	80
Figura 3.16 Sección transversal de una PCP.	82
Figura 3.17 Configuraciones rotor-estator.	82
Figura 3.18 Aumento de la eficiencia volumétrica debido a la viscosidad.	83
Figura 3.19 Configuración del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo.	86
Figura 3.20 Pérdida de presión en la tubería de producción debido al uso de la sarta de varillas, la prueba se realizo con un fluido de viscosidad de 1,000 [cp], con una tubería de producción de 3 ½ [pg], a una profundidad de 610 [m].	87
Figura 3.21 Requerimiento adicional de torque en un sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional para vencer las pérdidas de presión generadas por el uso de la sarta de varillas, para una	87

velocidad de bomba $N = 300$ [rpm], viscosidad de $1,000$ [cp] y una tubería de producción de $3 \frac{1}{2}$ [pg].	
Figura 3.22 Incremento del requerimiento de potencia en las bombas de cavidades progresivas convencionales para diferentes viscosidades y un gasto de $2,000$ [bpd].	88
Figura 3.23 Relación Presión-Temperatura de la bomba de cavidades progresivas debida a la compresión del gas.	92
Figura 3.24 Deformación del estator debido al gradiente de presión y al contacto del rotor con el estator tensado.	93
Figura 3.25 Distribución de la presión en flujo multifásico empleando la ecuación 3.4 en la forma analítica, para un $GVF = 0.9$, $N = 300$ [rpm] y una presión de descarga $P = 40$ [bar].	95
Figura 3.26 Plataforma de pruebas.	96
Figura 3.27 Distribución de la presión en flujo líquido, $N = 300$ [rpm].	98
Figura 3.28 Comportamiento de la temperatura en flujo líquido para diferentes velocidades de bomba ($N = 300$ y 100 [rpm]) y una presión de descarga $P = 40$ [bar].	98
Figura 3.29 Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, para presiones de descarga $P = 40$ [bar] y $P = 0 - 6$ [bar], con una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	99
Figura 3.30 Distribución de la presión en las etapas de descarga en flujo multifásico, para una presión de descarga $P = 40$ [bar], con una velocidad de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.1$ y 0.9 .	100
Figura 3.31 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para fracciones volumétricas de gas $GVF = 0.5$ y 0.9 , una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	101
Figura 3.32 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para velocidades de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm], una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.9$.	102
Figura 3.33 Instalación de los reguladores hidráulicos en el rotor.	105

Figura 3.34 Recirculación del fluido mediante los reguladores hidráulicos colocados entre las cavidades.	105
Figura 3.35 Diagrama del proceso iterativo de diseño de los reguladores hidráulicos.	108
Figura 3.36 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ y $6 - 8$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	110
Figura 3.37 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	112
Figura 3.38 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo multifásico con una presión de descarga $P = 40$ [bar], una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	113
Figura 3.39 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	114
Figura 3.40 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para varias fracciones volumétricas de gas, con una presión de descarga $P = 20$ y 40 [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	115
Figura 3.41 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico en función de velocidad rotacional de la bomba, con una presión de descarga $P = 40$ [bar].	116
Figura 4.1 Varilla hueca.	118
Figura 4.2 Corte transversal de una varilla hueca.	118
Figura 4.3 Esquema de unión de la PCPRod [®] .	120

Figura 4.4 Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible.	122
Figura 4.5 Sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo recuperable mediante línea de acero.	124
Figura 4.6 Camión de línea de acero.	125
Figura 4.7 Localización del campo Duri.	126
Figura 4.8 Diagrama de un pozo horizontal.	127
Figura 4.9 Configuración del sistema ESPCP.	129
Figura 4.10 Gasto de producción en KL082.	131
Figura 4.11 Tendencia del corte de agua en KL082.	131
Figura 4.12 Eficiencia de la bomba en KL082.	132
Figura 4.13 Gasto de la producción en KL083.	133
Figura 4.14 Tendencia del corte de agua en KL083.	133
Figura 4.15 Eficiencia de la bomba en KL083.	134
Figura 4.16 Impacto de los pozos horizontales KL082 y KL083 en el campo.	134
Figura 4.17 Localización de Cerro Negro en la Faja de Orinoco.	136
Figura 4.18 Diseño de un sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional.	138
Figura 4.19 Adaptador para el rotor y el estator.	141
Figura 4.20 Diseño de un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo para un pozo horizontal.	143
Figura 4.21 Comportamiento de la producción de aceite, de la presión de entrada y descarga de la bomba en función de la frecuencia.	145
Figura 4.22 Comportamiento de la temperatura de entrada a la bomba, de la temperatura del motor, de la corriente, del voltaje y de la vibración, en función de la frecuencia.	146
Figura 4.23 Comparación entre el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo y el bombeo de cavidades progresivas convencional.	147
Figura 4.24 Empleo de redes neuronales para el reconocimiento de patrones.	150
Figura 4.25 Carta de comportamiento de un sistema de bombeo electrocentrífugo.	151

Figura 4.26 Carta de comportamiento generada por redes neuronales artificiales basadas en datos de campo de un sistema de bombeo electrocentrífugo.	151
Figura 4.27 Trayectoria de comportamiento de un pozo con bombeo mecánico.	153
Figura 5.1 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 92 °C y 318 [cp].	156
Figura 5.2 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 150 °C y 37 [cp].	156
Figura 5.3 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 200 °C y 17 [cp].	157
Figura 5.4 Eficiencia volumétrica de la bomba a 92 °C y 318 [cp].	157
Figura 5.5 Eficiencia volumétrica de la bomba a 150 °C y 37 [cp].	158
Figura 5.6 Eficiencia volumétrica de la bomba a 200 °C y 17 [cp].	158
Figura 5.7 Eficiencia total de la bomba metálica.	159
Figura 5.8 Distribución de la presión en flujo líquido, para una velocidad de bomba $N = 300$ [rpm].	160
Figura 5.9 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para velocidades de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm], una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.9$.	161
Figura 5.10 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ y $6 - 8$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	163
Figura 5.11 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	163
Figura 5.12 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	164
Figura 5.13 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].	165

Figura 5.14 Pérdida de presión en la tubería de producción debido al uso de sarta de varillas, la prueba se realizó con un fluido de viscosidad de 1,000 [cp], con una tubería de producción de 3 ½ [pg], a una profundidad de 610 [m].	166
Figura 5.15 Gasto de producción en Kulin 082.	167
Figura 5.16 Gasto de producción en Kulin 083.	168

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
Tabla 1.1 Clasificación de los tipos de aceite crudo.	2
Tabla 1.2 Clasificación del petróleo crudo de exportación mexicano.	2
Tabla 2.1 Rangos de aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción.	15
Tabla 2.2 Principales parámetros de aplicación del bombeo neumático.	17
Tabla 2.3 Clasificación de las varillas bajo las normas de API. Torques máximos de trabajo [lb/pie].	43
Tabla 2.4 Características de las varillas API.	43
Tabla 2.5 Comparación entre las ventajas y desventajas del bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo sumergido y el sistema artificial híbrido.	56
Tabla 3.1 Comparación de la bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible con otros modelos de bombas convencionales (los datos mostrados son teóricos, se obtuvieron considerando una velocidad de bomba de 300 [rpm]).	89
Tabla 3.2 Parámetros medidos y condiciones bajo las cuales se realizaron las pruebas.	97
Tabla 4.1 Especificaciones técnicas.	119
Tabla 4.2 Torque de ajuste para varillas huecas.	120
Tabla 4.3 Propiedades del yacimiento.	126
Tabla 4.4 Eficiencia de las bombas instaladas en 25 pozos horizontales en el campo Duri.	127
Tabla 4.5 Diseño del ESPCP en KL082 y KL083.	130
Tabla 4.6 Principales características del yacimiento.	137
Tabla 4.7 Información empleada para el diseño de los sistemas combinados.	140
Tabla 4.8 Características del pozo CIB-0257.	144

NOMENCLATURA

A_p : Área de asiento.
 a y b : Características elásticas del elastómero.
 D : Diámetro del rotor [pg].
 d : Descarga de la bomba.
 f : Coeficiente de fricción.
 GVF : Factor volumétrico del gas.
 K : Coeficiente politrópico del gas.
 M_G : Masa del gas.
 N : Velocidad del rotor de la bomba [rpm].
 P : Presión [kg/cm^2].
 P : Presión diferencial.
 P : Gradiente de presión.
 $P_{1,2,3}$: Paso o amplitud de la cavidad.
 P_c : Presión en TR [kg/cm^2].
 P_d : Presión en la sección de descarga.
 P_{iny} : Punto de inyección [m].
 P_{th} : Presión en la cabeza del pozo [kg/cm^2].
 P_{wf} : Presión de fondo fluyendo [kg/cm^2].
 P_{ws} : Presión de fondo estático [kg/cm^2].
 p : Esfuerzo de deformación.
 Q : Gasto.
 Q_g : Gasto de gas [$MPCD$].
 q : Gasto de recirculación [bdp].
 RH : Regulador hidráulico.
 S : Gasto de resbalamiento.
 T : Temperatura [$^{\circ}C$].
 t : Tiempo [s].
 W_G : Volumen del gas.
 Y : Deformación del estator.

Letras Griegas

α : Factor volumétrico del gas.

ΔP : Incremento de presión ó presión diferencial.

ΔW : Volumen de gas comprimido.

$\Delta W'$: Volumen compensado mediante la recirculación de fluidos.

ρ : Densidad de la mezcla.

ρ_G : Densidad de la fase gaseosa.

ρ_L : Densidad de la fase líquida.

φ : Coeficiente de la caída de presión a través de los reguladores hidráulicos.

ω : Sección de flujo del regulador hidráulico.

CAPÍTULO 1

- **Situación petrolera actual de México.**
- **La necesidad de una explotación de hidrocarburos óptima.**

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

El petróleo es una mezcla compleja en donde coexisten componentes líquidos, sólidos y gaseosos, se conforma de una combinación de hidrocarburos compuestos principalmente de carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, azufre, oxígeno, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo y algunos metales (hierro, cobre, níquel y vanadio). Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

La clasificación de los tipos de petróleo se realiza de acuerdo con su densidad API (American Petroleum Institute), con ello se diferencian las calidades del crudo, en la Tabla 1.1 se presenta la clasificación hecha por la industria mundial de hidrocarburos líquidos.¹

Tipo de crudo	Densidad [g/cm^3]	Densidad en grados API
Extrapesado	> 1	< 10
Pesado	1 – 0.92	10 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 1.1 Clasificación de los tipos de aceite crudo.

México es uno de los principales países productores de hidrocarburos, produce aproximadamente 17 tipos diferentes de hidrocarburos líquidos; sin embargo, para exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo, el Olmeca (superligero), el Itsmo (Ligero) y el Maya (pesado), sus densidades en grados API y su contenido de azufre se muestra en la Tabla 1.2.²

Tipo de crudo	Densidad en grados API	Contenido de azufre % en peso
Olmeca	39.3	0.8%
Itsmo	33.6	1.3%
Maya	22	3.3%

Tabla 1.2 Clasificación del petróleo crudo de exportación mexicano.

Actualmente el desarrollo y progreso de los países se encuentra estrechamente ligado a la transformación y aprovechamiento de sus recursos naturales; el

petróleo es empleado por todo el mundo en una u otra de sus muchas formas para producir energía, combustibles para el transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, lubricantes, textiles, cosméticos, plásticos, alquitranes (por mencionar algunos). En los últimos años el procesamiento del petróleo crudo y del gas asociado se ha incrementado a nivel mundial debido al aumento de la demanda de combustibles y lubricantes, así como al desarrollo de tecnologías que permiten el procesamiento de los hidrocarburos para la generación de productos de alto valor agregado de origen petroquímico.

Hoy en día el petróleo es la fuente de energía más importante en todo el mundo, representa el motor energético de la industria mundial. Este recurso natural no renovable aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. La importancia de los hidrocarburos no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales a mediados del siglo XIX, además ha sido causa de conflictos, sobre todo por el dominio de las reservas. La alta dependencia del mundo hacia el petróleo, la inestabilidad del mercado internacional, las fluctuaciones del precio del crudo, así como el creciente interés de la sociedad por el cuidado del medio ambiente y el calentamiento global, han propiciado investigaciones en torno al desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable; sin embargo y a pesar de que se ha avanzado en el desarrollo de nuevas tecnologías, no se ha logrado obtener una fuente de energía renovable que logre satisfacer la demanda energética y por ende la sustitución de los hidrocarburos.

La economía mundial y su desarrollo se encuentra regida por los combustibles y derivados del petróleo, por ello, todos los productos y sus precios están relacionados de alguna forma con los hidrocarburos, ya sea por los gastos de transporte, producción o almacenamiento. Es decir cuando el precio del petróleo sube se produce de manera casi inmediata un incremento en los costos de producción de casi todos los sectores productivos, lo que genera por consecuencia un alza en los precios de los bienes de consumo. Algunos estudios realizados estiman que por cada 5 dólares de cambio en el precio del petróleo, el efecto expansivo o depresivo en el crecimiento global es de 0.5% del producto interno bruto mundial.

Las fluctuaciones del precio del crudo son ocasionadas por diversos factores entre los que se encuentran las decisiones políticas de los países productores, los conflictos sociales o bélicos en las zonas más vinculadas a la producción de hidrocarburos, así como a las decisiones tomadas en algunos foros financieros mundiales.

Debido a la falta de una política de energía renovable eficiente, es primordial desarrollar nuevas fuentes energéticas que enfrenten de manera satisfactoria la inminente reducción de las reservas de hidrocarburos así como el incremento de los precios consecuencia de la alta demanda.

1.1 Situación petrolera actual de México.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), organismo público descentralizado que opera de manera integrada, es la empresa paraestatal mexicana responsable de realizar de manera exclusiva las actividades estratégicas en materia de hidrocarburos. PEMEX lleva a cabo la exploración, la explotación, la refinación de crudo, el procesamiento del gas, la producción de petroquímicos básicos y de algunos petroquímicos secundarios, que constituyen la industria petrolera nacional, maximizando para el país el valor económico de largo plazo de los hidrocarburos, satisfaciendo con calidad las necesidades de sus clientes nacionales e internacionales, en términos eficientes y en armonía con el medio ambiente.³

Desde hace ya varios años México enfrenta grandes retos energéticos. PEMEX, el principal motor energético del país, actualmente, afronta desafíos a corto y mediano plazo, la administración eficiente de la declinación de los principales yacimientos es una de las primordiales, así como el incrementar la tasa de restitución de hidrocarburos, mantener la tasa de producción, reducir la importación de productos petrolíferos, maximizar la productividad mejorando el desempeño operativo; aumentar los estándares de seguridad industrial y protección ambiental; replantear sus mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas; corregir sus desequilibrios financieros.

PEMEX es la principal empresa generadora de ingresos presupuestarios del sector público (cerca del 40%).⁴ En el pasado mes de octubre de 2010 se registro un incremento de 4.4% en los ingresos del sector público provenientes de las actividades petroleras en comparación con el mismo mes de 2009, lo que se traduce en ingresos equivalentes de 69.5 miles de millones de pesos, que representan el 30.9% del ingreso total del sector público en el mes de octubre de 2010. Aunque los ingresos aumentaron respecto a los obtenidos en el mismo mes de 2009, los ingresos por actividades petroleras cayeron 3.2% respecto a los registrados en septiembre de 2010. Este es un ejemplo de la fluctuación de los ingresos por actividades petroleras al sector público. En la Figura 1.1 se muestra la variación de los ingresos al sector público en los últimos 3 años.

De acuerdo con el diagnóstico de la situación de PEMEX realizado por la Secretaría de Energía (SENER) en diciembre de 2007, México es el sexto país productor de petróleo crudo a nivel mundial, el decimo noveno en cuanto a gas natural y el decimo quinto en capacidad de refinación. El desarrollo de México así como la sustentabilidad de sus operaciones se encuentran estrechamente ligados al adecuado aprovechamiento de los recursos naturales, es por ello, que la explotación óptima de los hidrocarburos debe ser uno de los puntos de mayor interés para la población en general.

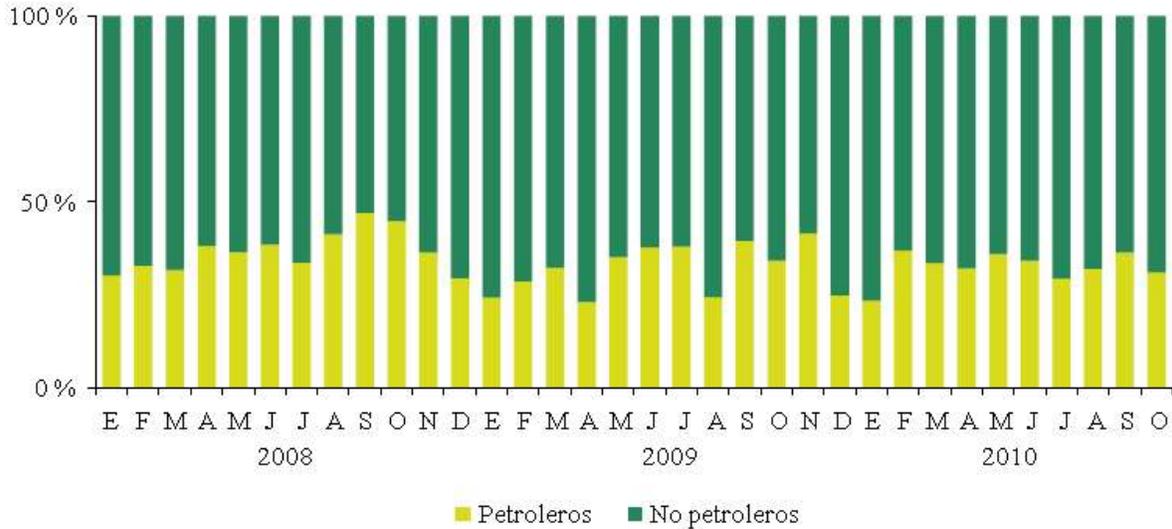


Figura 1.1 Ingresos del sector público (participación porcentual). Fuente: Estadístico 2010 Secretaría de Energía (SENER).

1.1.1 Reservas de hidrocarburos.

El valor de las reservas de hidrocarburos es un tema de interés general en todo el mundo, México al ser uno de los principales países productores de aceite crudo no es la excepción, ya que el mantener buenos estándares de reservas de hidrocarburos le da seguridad económica, pues como se ha mencionado la industria petrolera es el motor energético del país. Para entender la importancia de una estimación adecuada de las reservas, es necesario comprender la clasificación de los recursos petroleros. Se denomina recursos petroleros a todos aquellos volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie, aunque, desde el punto de vista de explotación, solo a la parte potencialmente recuperable de esos volúmenes se le llama recurso. A la cantidad de hidrocarburos estimada en un principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total y puede estar descubierto o no, a sus partes recuperables se les clasifica como recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas, dependiendo del grado de incertidumbre y de los estudios realizados a una fecha dada, del mismo modo las reservas se clasifican en probadas, probables y posibles. Aunque los recursos prospectivos y contingentes forman parte del volumen de hidrocarburos potencialmente recuperable no generan el mismo interés que las reservas, esto se debe a que las reservas son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables, por lo que aseguran el abastecimiento energético a corto plazo y en México donde los hidrocarburos aportan cerca del 40% de los ingresos públicos el contar con estimaciones más exactas de las reservas se vuelve primordial, pues ello permite generar planes de desarrollo y crecimiento económico más estables. En la Figura 1.2 se presenta la clasificación detallada de los recursos y reservas de hidrocarburos, como se observa se basa en el grado de incertidumbre y del incremento de la oportunidad de comercialización, además se presenta la parte de

producción, la cual no está sujeta a incertidumbre debido a que es completamente cuantificable.

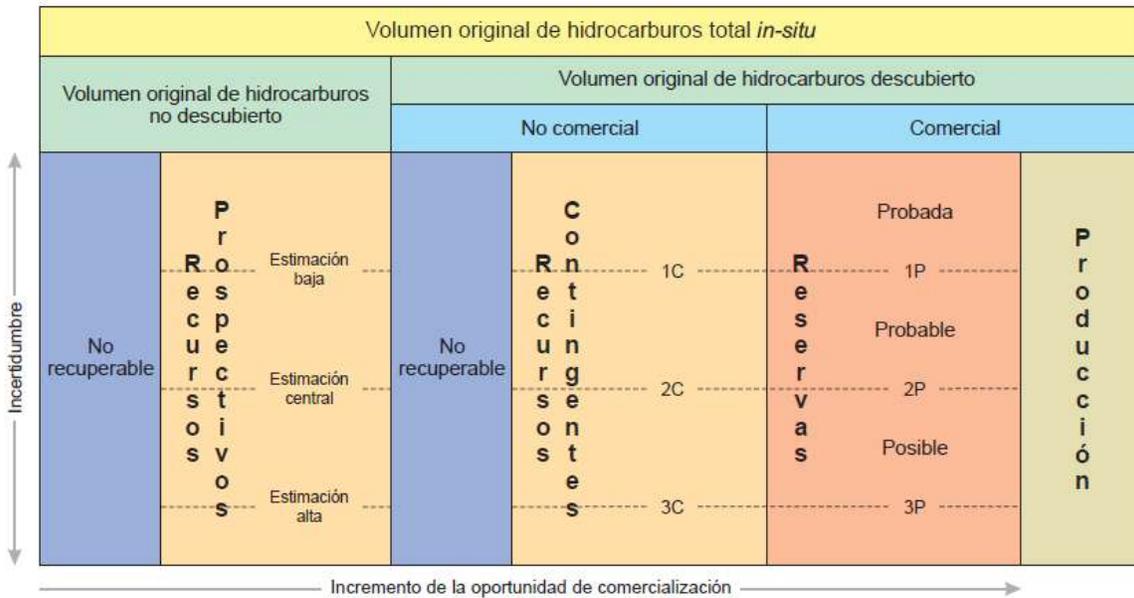


Figura 1.2 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Fuente Estadístico 2010 SENER.

Reservas probadas: Son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, que han demostrado mediante datos geológicos y de ingeniería una certidumbre razonable de ser recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probadas también conocidas como 1P se pueden clasificar en desarrolladas o no desarrolladas, las primeras son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. Mientras que las reservas probadas no desarrolladas son aquellas que se espera serán recuperadas mediante pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere de una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y el transporte.

Se debe señalar que las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre de ser recuperadas que las reservas probables y posibles. Además desde el punto de vista financiero son las reservas que sustentan los proyectos de inversión.

Reservas probables: Son el volumen de reservas no probadas para las cuales el análisis de información geológica y de ingeniería de yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. En términos probabilísticos de su evaluación, estos indican, que existirá una probabilidad de al

menos 50% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor que la suma de las reservas probadas más probables. A esta suma de reservas probadas más probables se les denomina reservas 2P.

Reservas posibles: Son los volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería de yacimientos sugiere que es menos factible su recuperación comercial que la de las reservas probables. Al emplear métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos un 10% de probabilidad de que el volumen recuperado sea igual o mayor. La suma de reservas probadas, probables y posibles se clasifica como reservas 3P y su grado de incertidumbre es el más grande en cuanto a reservas se refiere.

De acuerdo con el reporte de reservas de PEMEX, al 1 de enero de 2010, las reservas probadas de hidrocarburos en México ascienden a 13,992 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (*MMbpce*) (entiéndase petróleo crudo equivalente como la adición de los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido), de éstas el 74% corresponde a crudo; 10% a condensados y el 16% a gas seco. Del total de reservas probadas, el 69% o 9,626 [*MMbpce*], son desarrolladas, mientras que el restante 31% o 4,366 [*MMbpce*] conforman el volumen de reservas de hidrocarburos no desarrolladas.

El estimado de reservas probables reportado por PEMEX es de 14,237 [*MMbpce*], este volumen sumado a las reservas probadas alcanza 28,229 [*MMbpce*], el cual constituye a las reservas 2P. En cuanto a las reservas posibles se reportó un volumen de 14,846 [*MMbpce*], que sumadas a las reservas probadas y probables alcanzan 43,075 [*MMbpce*], conformando las reservas 3P.

La tasa de restitución de reservas tiene un papel fundamental en la administración de yacimientos así como en los proyectos de exploración, su valor indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. México ha tenido dificultades para alcanzar una tasa de restitución que le de tranquilidad al asegurar la producción de los años futuros, hasta el año 2007 las tasas de restitución se encontraban muy por debajo de los niveles de producción pues reportaban 50.3% y 65.7% en reservas 1P y 3P respectivamente. En la Figura 1.3 se presenta la tendencia de las tasas de restitución de las reservas 1P y 3P; y la tasa de producción de los últimos años, se puede observar que los incrementos y cambios más importantes se han generado a partir del 2007, año en el que también se comienza a presentar una reducción importante de la producción de petróleo crudo equivalente, esta reducción ha favorecido al incremento de la tasa de restitución, pues al tener un menor volumen de hidrocarburos que reponer el impacto de las nuevas adiciones de hidrocarburos aumentan en mayor proporción las tasas de restitución. Sin embargo, no es suficiente incrementar las tasas de restitución, también, hay que mantener los niveles de producción, pues si bien es

cierto que los porcentajes de las tasas han elevado su valor, se debe mencionar que a nivel empresarial PEMEX es una de las empresas que presentan menores tasas de restitución de reservas.

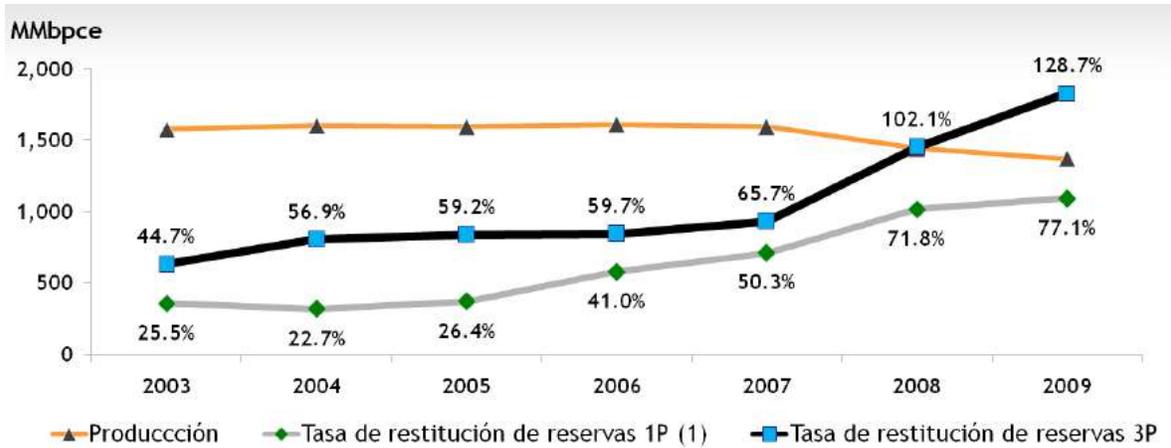


Figura 1.3 Tendencia de las tasas de restitución de hidrocarburos. Fuente: PEMEX Congreso Mexicano del Petróleo 2010.

El incremento de las tasas de restitución de hidrocarburos está estrechamente ligado a la exploración de nuevos yacimientos, es por ello que se debe invertir una cantidad de capital suficiente que permita abarcar una cartera de proyectos exploratorios amplia. No es casualidad que en el periodo de 2007 a 2009, la tasa de restitución de reservas 3P haya tenido el mayor incremento desde el año 2003, pues en 2008 y 2009 aumento la inversión de capital destinada a exploración, registrando una inversión de 2.2 miles de millones de dólares en 2009.

1.2 La necesidad de una explotación de hidrocarburos óptima.

Como se ha mencionado, los resultados obtenidos por PEMEX en la tasa de restitución de reservas 1P no han sido tan alentadores, es por ello que la optimización de la producción es fundamental, es necesario tener límites de abandono cada vez más bajos, que permitan maximizar los volúmenes extraídos y así aprovechar al máximo los hidrocarburos.

En 2008, el 8% del Producto Interno Bruto (PIB) correspondió a la extracción de petróleo y gas. Además, para este año la producción de energía generada por los hidrocarburos correspondió a un 89%; a nivel mundial el consumo total de energía generada por hidrocarburos fue de 59%.⁵

La importancia del sector energético, principalmente en materia de hidrocarburos, es sumamente importante para el desarrollo de México, ya que contribuye a la realización de actividades productivas, crecimiento económico y a una mayor

competitividad del país en el ámbito internacional. Sin embargo, la producción de crudo ha disminuido en los últimos años como resultado de la declinación natural de los campos maduros (de donde proviene más del 48% de la producción mundial) principalmente Cantarell. La Figura 1.4 muestra el esquema de la posición en la que se encontraban los campos a lo largo de la vida de los yacimientos a finales del 2009. Como se puede apreciar, un gran número de proyectos ya se encuentra en la etapa de declinación e incluso algunos ya están en recuperación secundaria y mejorada. Lo que hace urgente métodos de explotación cada vez más eficientes.

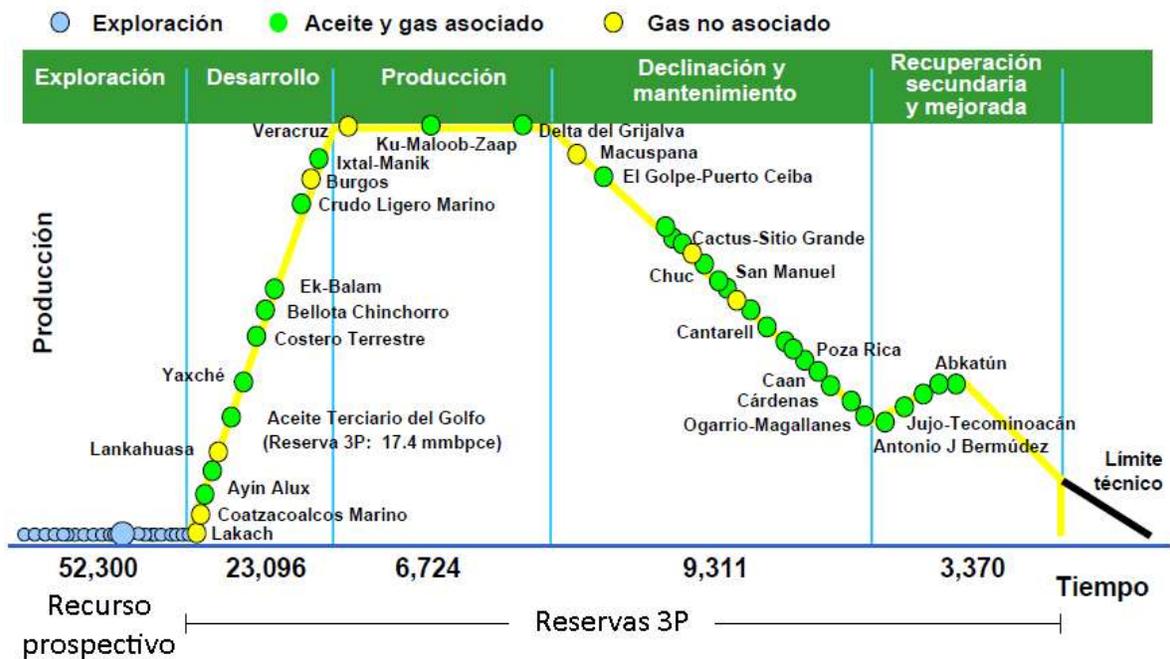


Figura 1.4 Composición y madurez del portafolio de proyectos. Fuente: PEMEX Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos 2009.

La producción de los yacimientos está disminuyendo mientras que la demanda de hidrocarburos va en aumento. La búsqueda de nuevas tecnologías ha hecho posible aumentar la producción aunque no ha sido al ritmo deseado. Estudios económicos señalan que la demanda de energéticos a nivel mundial se ha incrementado de manera exponencial siendo el petróleo una de las principales fuentes de energía. Dicha demanda aumentará los próximos años principalmente por el desarrollo industrial de India y China, alcanzando niveles que sobrepasarán los 365 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios para el 2030.⁶

Las reservas mundiales han disminuido y la búsqueda de nuevas tecnologías para la optimización de la producción es un reto mayúsculo. México no es la excepción, por lo que la búsqueda de nuevas tecnologías es un aspecto sumamente importante para contrarrestar la declinación de la producción. Herramientas como los sistemas artificiales de producción muchas veces resultan atractivos para

aumentar el factor de recuperación en los campos. La selección adecuada de éstos últimos puede resultar en un aumento considerable de la producción y muchas veces es la única alternativa de producción. Sistemas artificiales de producción como el bombeo de cavidades progresivas resultan ser una gran alternativa en pozos con alta producción de arena y fluidos altamente viscosos. Recordemos que en México, alrededor del 50% de sus reservas corresponden a hidrocarburos pesados por lo que el empleo de sistemas artificiales capaces de producir de manera eficiente los crudos pesados resulta de gran interés para la maximización de los recursos petroleros.

Dentro de las estrategias planteadas por PEMEX en materia de producción se encuentran; la actualización de esquemas de explotación de campos productores ya sea que se encuentren en desarrollo o sean maduros; el desarrollo eficiente de campos complejos (Chicontepec y crudos extrapesados); la reactivación de campos marginales, campos abandonados y en proceso de abandono; y adelantar el desarrollo de campos recientemente descubiertos con la finalidad de obtener producción temprana de crudo y gas no asociado. Para llevar a cabo estas estrategias de explotación es necesario contar con técnicas y métodos más eficientes que permitan obtener los ritmos de producción deseados sin acortar la vida productiva de los yacimientos pero si incrementando el volumen recuperado de hidrocarburos.

CAPÍTULO 2

- **Sistemas artificiales de producción.**
- **Bombeo neumático.**
- **Bombeo electrocentrífugo sumergido.**
- **Bombeo de cavidades progresivas.**
- **Sistemas artificiales de producción híbridos.**

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS Y APLICACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

2.1 Sistemas artificiales de producción.

“Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada”.

Actualmente los hidrocarburos siguen representando la principal fuente de energía empleada en el mundo, durante las últimas décadas la industria petrolera ha sufrido un desarrollo impresionante, pues cada vez aumenta más la necesidad de la optimización de la producción de hidrocarburos, ya que casi el 50% de la producción mundial proviene de campos maduros. México no es la excepción pues la mayoría de sus campos productores se encuentran en la etapa de declinación.

Los pozos petroleros son el medio por el cual se lleva a cabo la explotación de los yacimientos de hidrocarburos y se clasifican en pozos fluyentes y no fluyentes, los primeros se caracterizan por producir los fluidos de la formación mediante la energía misma del yacimiento, es decir producen gracias a que uno o varios mecanismos de empuje actúan en él. La producción de hidrocarburos es posible debido al abatimiento de presión originado en todo el sistema integral de producción, el cual declina conforme la vida productiva del yacimiento avanza, cuando el abatimiento de presión no es suficiente para que los fluidos del yacimiento lleguen a la superficie, el pozo adquiere el carácter de no fluyente. Las causas para que no exista flujo de fluidos en el pozo son variadas, puede ser originado por problemas en el yacimiento como el daño inducido o la baja presión estática así como por una incorrecta infraestructura en el aparejo de producción.

En la industria petrolera es común encontrar sistemas de producción que operan de manera ineficiente lo que se refleja en producciones poco satisfactorias. Uno de los grandes problemas de la baja productividad es la mala selección de los aparejos de producción. La implementación de los sistemas artificiales de producción es una alternativa viable para la corrección de la baja productividad de los pozos, siempre y cuando estos cuenten con las condiciones óptimas para la instalación del sistema adecuado. Se debe aclarar que si bien los sistemas artificiales de producción fueron desarrollados en un inicio para ser implementados en pozos no fluyentes, no necesariamente deben ser instalados hasta que el pozo deje de fluir.

Entre los diferentes sistemas artificiales de producción se encuentran:

- Bombeo neumático (continuo e intermitente).
- Bombeo mecánico.

- Bombeo hidráulico (tipo pistón y jet).
- Bombeo electrocentrífugo sumergido.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Sistemas combinados (híbridos).

Una clasificación de los métodos de levantamiento artificial se presenta en la Figura 2.1.

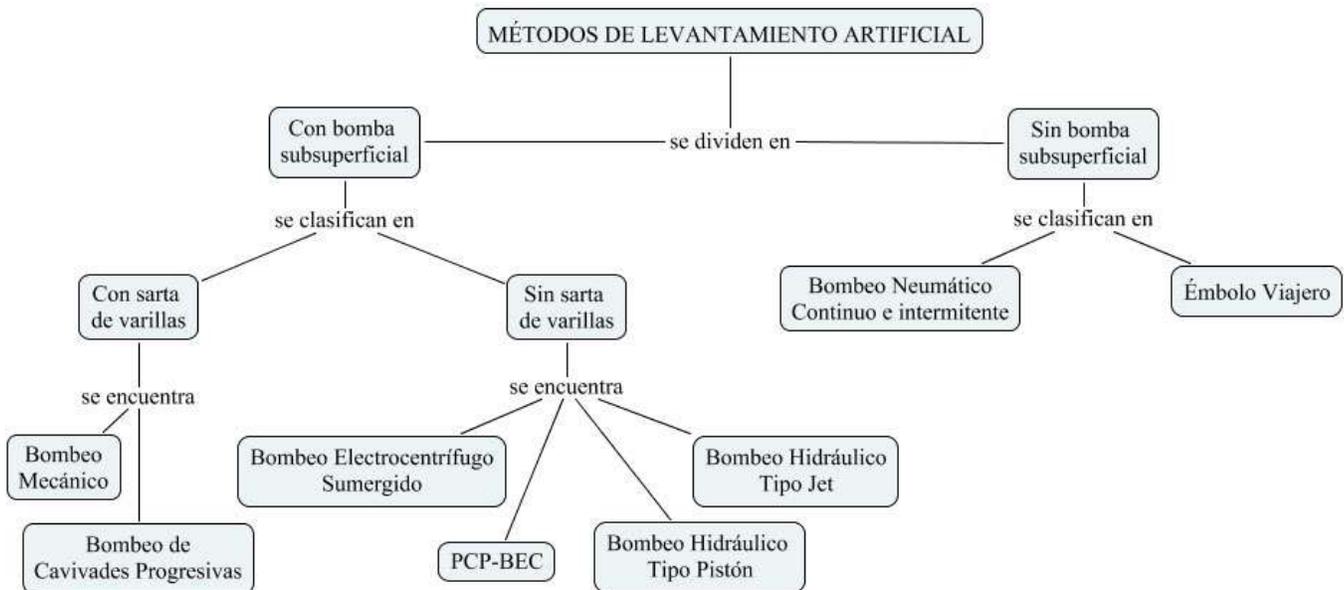


Figura 2.1 Clasificación de los Métodos de Levantamiento Artificial.

La selección correcta del sistema artificial representa uno de los mayores retos que se le presentan al ingeniero de producción, ya que debe realizar un estudio técnico-económico que le permita tomar la mejor decisión pues de ello depende la baja o alta productividad del pozo. Como se ha mencionado en la selección del sistema artificial de producción intervienen diversos factores entre los que destacan:

- Características de producción.
- Características del yacimiento.
- Características del pozo.
- Propiedades de los fluidos.
- Propiedades petrofísicas.
- Cantidad y tipo de energía a utilizar.
- Ubicación.
- Infraestructura existente.
- Problemas operacionales.
- Mantenimiento y personal operacional.

En la Figura 2.2 se muestran los parámetros para seleccionar un sistema de producción artificial.



Figura 2.2 Parámetros para la selección de un Sistema Artificial.

El objetivo primordial dentro de la industria petrolera es la optimización de la producción por lo que no sólo es necesaria una buena selección del sistema artificial, si no que éste debe ser diseñado de tal manera que permita una instalación segura y fácil de monitorear para así poder corregir a tiempo cualquier anomalía que pudiese afectar la productividad del pozo. La Tabla 2.1 presenta los rangos de aplicación de los sistemas artificiales de producción.

Este trabajo se centra en el bombeo electrocentrífugo sumergido y en el bombeo de cavidades progresivas, haciendo mayor enfoque en éste último, lo que permite analizar la implementación del sistema artificial híbrido, conformado por los sistemas antes mencionados. Adicionalmente se trata el sistema artificial híbrido de los bombeos neumático y electrocentrífugo sumergido.

Parámetros	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet
Profundidad de operación	4,880 [m]	2,400 [m]	4,570 [m]	3,500 [m]	5,500 [m]	5,500 [m]
Temperatura de operación	40 – 200 °C	40 – 290 °C	40 – 290 °C	40 – 180 °C	40 – 260 °C	40 – 260 °C
Gasto de operación	100 – 30,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	150 – 100,000 [bpd]	5 – 5,000 [bpd]	50 – 5,000 [bpd]	300 - > 15,000 [bpd]
Densidad del fluido	> 15 °API	> 8 °API	> 10 °API	> 8 °API	> 8 °API	> 8 °API
Manejo de corrosivos	Bueno a excelente	Bueno a excelente	Bueno	Favorable	Bueno	Excelente
Manejo de gas	Excelente	Pobre a bueno	Malo a favorable	Favorable	Favorable	Bueno
Manejo de sólidos	Bueno	Pobre a bueno	Malo a favorable	Excelente	Malo	Bueno
Energía principal	Compresor	Gas o electricidad	Motor eléctrico	Gas o electricidad	Electricidad	Electricidad
Aplicación en plataforma	Excelente	Limitado	Excelente	Bueno	Bueno	Bueno
Eficiencia total del sistema	10 – 30%	45 – 60%	35 – 60%	40 – 70%	45 – 55%	10 – 30%

Tabla 2.1 Rangos de aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción.

2.2 Bombeo neumático.

La extracción de líquidos empleando los principios del bombeo neumático (BN) se remontan al siglo XVIII en donde el fluido usado para bombear era aire. La primera aplicación en la industria petrolera tuvo lugar en Pennsylvania, alrededor de 1865, mientras que su implementación en México fue en 1900 en los campos de la Costa del Golfo. El uso del gas como medio de extracción se dio en California por el año de 1910, comprobando que el gas natural provee un medio más eficiente de bombeo ya que no tiene efectos corrosivos, es más seguro y se obtiene a presión en cantidades apreciables.

El principio del bombeo neumático se basa en inyectar continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática (flujo continuo, Figura 2.3), o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente, Figura 2.4).

La producción de líquidos bajo este sistema artificial tiene ciertas características que lo hacen favorable respecto a otros sistemas artificiales ya que es adaptable en pozos desviados, las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, mantiene una flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de presión además de que el equipo puede centralizarse en una estación. Económicamente hablando también mantiene ciertas ventajas ya que maneja inversiones bajas para pozos profundos y bajos costos en pozos con elevada producción de arena.

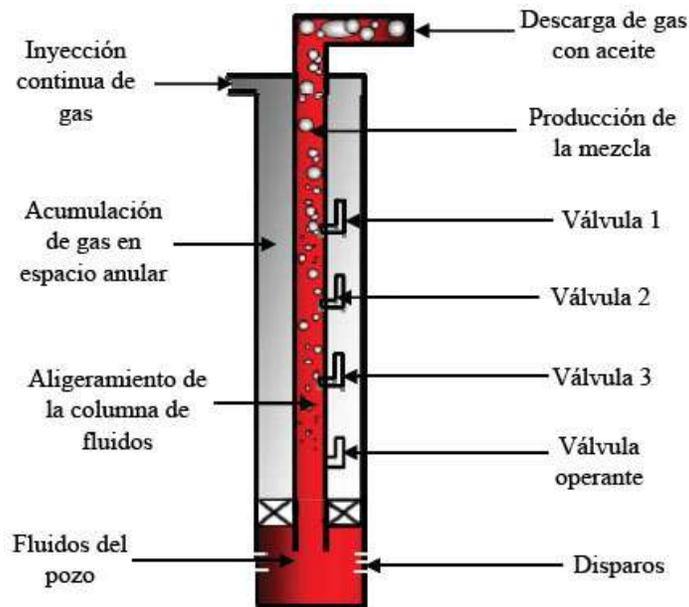


Figura 2.3 Bombeo Neumático Continuo.

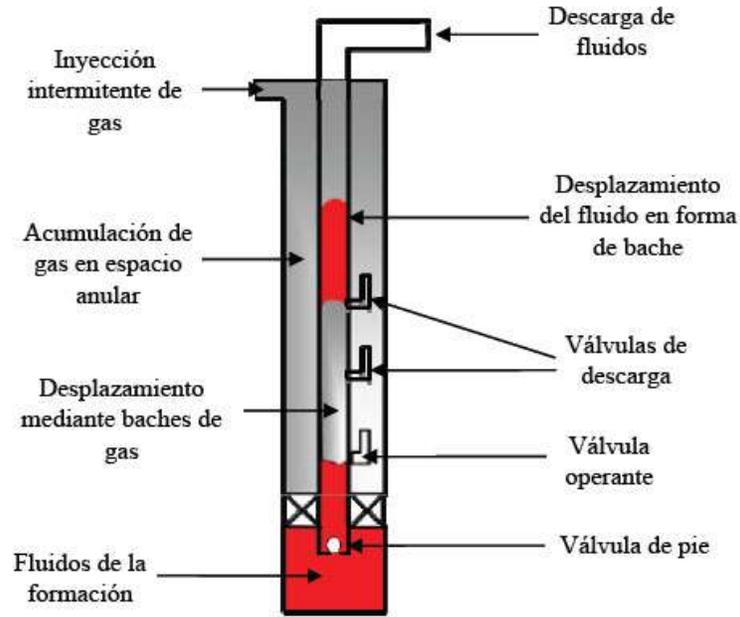


Figura 2.4 Bombeo Neumático Intermitente.

Por otro lado todos los sistemas artificiales tienen ciertas limitaciones y éste no es la excepción, pues requiere de una fuente continua de gas a alta presión, costos operativos altos si el gas es comprado, se requieren niveles de líquido altos, la tubería de revestimiento debe soportar una alta presión de gas, además presenta condiciones peligrosas de operación al manejar gas a alta presión.

Ambos tipos de bombeo neumático comparten las ventajas y limitaciones, solo que en el caso del bombeo neumático intermitente, al manejar baches se requiere mayor cantidad de gas para producir un barril de aceite y los gastos de producción son reducidos. En la Tabla 2.2 se muestran los rangos de los principales parámetros de aplicación del bombeo neumático.

	Rango típico	Máximo
Profundidad	1,100 - 2,990 [m]	4,880 [m]
Volumen	100 - 10,000 [bpd]	30,000 [bpd]
Temperatura	40 - 120 °C	200 °C
Desviación	0 - 50°	70°

Tabla 2.2 Principales parámetros de aplicación del bombeo neumático.

Por otro lado, los pozos candidatos para ser considerados en la aplicación de este sistema son:

- Pozos con alto índice de productividad y alta presión de fondo.

- Pozos con alto índice de productividad y baja presión de fondo.
- Pozos con bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- Pozos con bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

Como todo sistema artificial de producción, el bombeo neumático se compone de dos partes que son el equipo superficial (Figura 2.5) y el subsuperficial, a continuación se describe cada uno de ellos.

2.2.1 Equipo superficial.

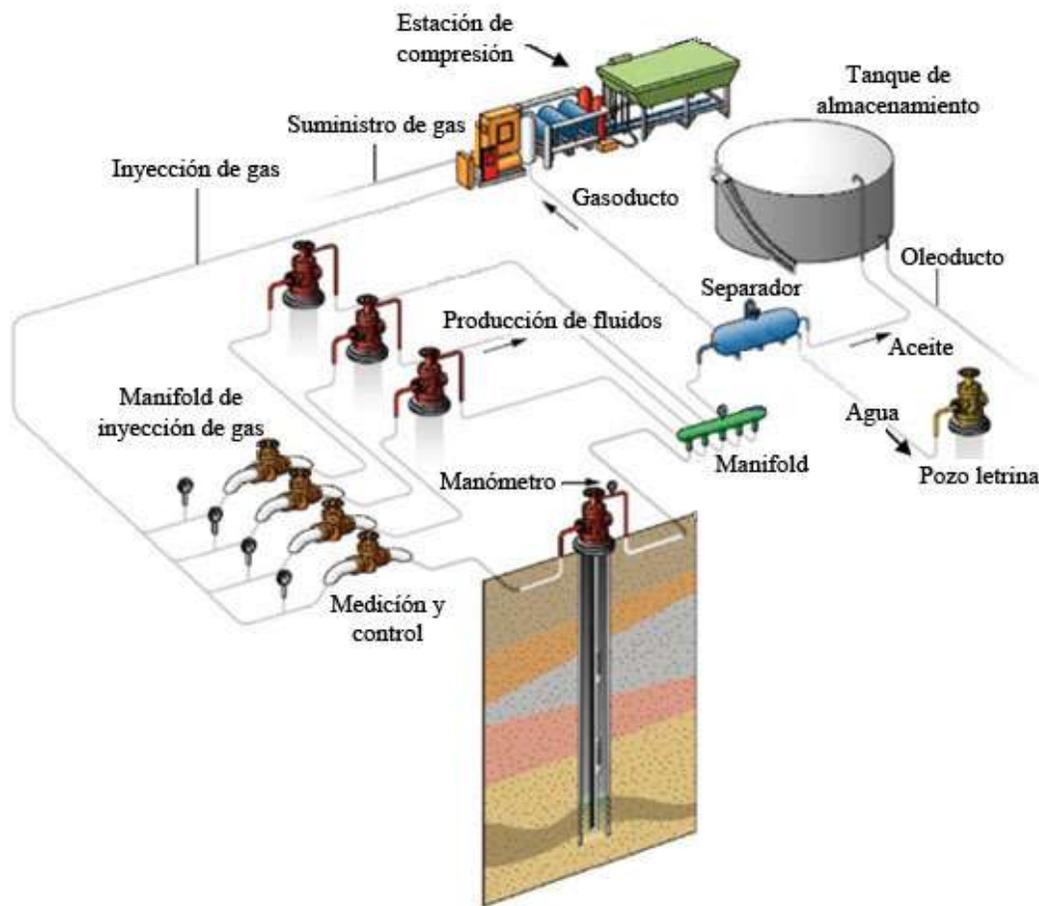


Figura 2.5 Instalación superficial del bombeo neumático.

Árbol de válvulas.

Es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios que tienen la función de controlar la producción aportada por el pozo. Se compone de:

- Cabezales.
- Carretes.

- Colgadores.
- Sellos de tubería.
- Válvulas.
- Estranguladores.

El árbol de válvulas tiene como finalidad proveer:

- Bases donde instalar el equipo de control superficial.
- Nidos donde se colocan las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento, así como los sellos secundarios.
- Conductos por donde inyectar o conducir los fluidos del pozo.

Conexiones superficiales.

Las conexiones superficiales de un árbol de válvulas de un pozo con sistema de bombeo neumático constan fundamentalmente de:

- **Línea de inyección de gas:** Es el conducto por medio del cual se transporta el gas que sirve como suministro para el bombeo neumático. Su función es controlar, regular, medir y conducir con seguridad el gas inyectado por el bombeo neumático.
- **Línea de descarga:** Es la tubería que parte del árbol de válvulas hacia la estación de separación, en ella se conduce la producción de los fluidos tanto hidrocarburos como no hidrocarburos. Toda tubería que conduce los fluidos de producción del pozo hacia la estación de separación se le denomina línea de descarga.
- **By – pass:** Conexión de tubería alterna de un mecanismo de control, que permite continuar las operaciones de producción mientras se realizan ajustes o reparaciones en el mecanismo. Se usa para cuestiones de dirección y reparación.

2.2.2 Equipo subsuperficial.

Tubería de producción.

Se encuentra alojada en el interior de la tubería de revestimiento, consta de tramos de tubería de $2\frac{7}{8}$ [pg] o $2\frac{3}{8}$ [pg] con longitud de 7 a 11 [m], provisto de conexión macho 8 hilos estándar en ambos extremos unidos por medio de coples de $2\frac{7}{8}$ [pg] o $2\frac{3}{8}$ [pg] según sea el caso.

En la superficie la tubería de producción se encuentra sostenida por un accesorio llamado colgador envolvente para tubería de producción (bola colgadora) y se aloja en el cabezal de tubería de producción localizado en el medio árbol de válvulas.

Válvulas de inyección de gas.

Son los mecanismos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción, con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, las cuales van alojadas a distintas profundidades en la tubería de producción. Las válvulas se clasifican en convencionales y recuperables de acuerdo a la introducción y extracción en el interior del pozo (Figura 2.6).

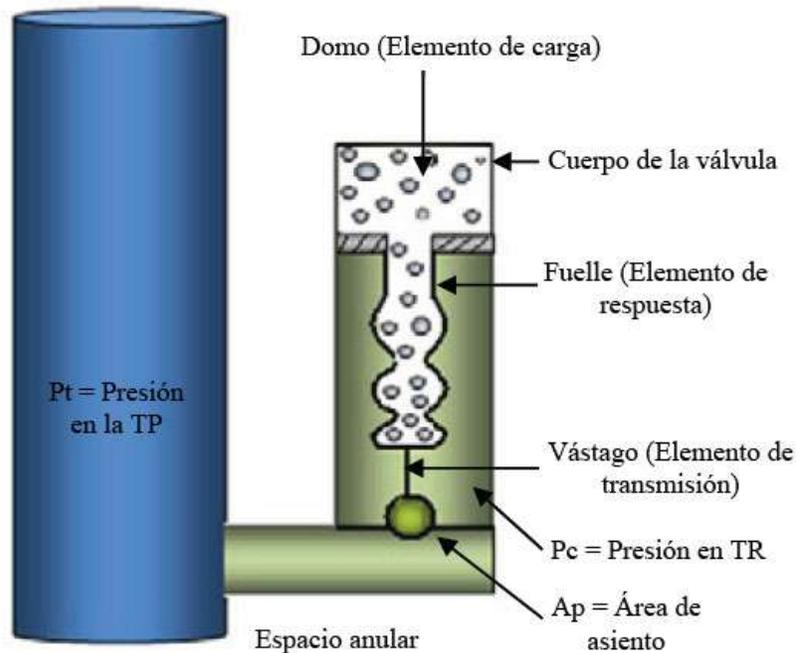


Figura 2.6 Partes de una válvula de inyección de gas.

Convencionales: Es aquella que va instalada en un adaptador al exterior de un mandril alojado en la parte externa de la tubería de producción, se introduce al pozo como parte de esta, para recuperar las válvulas es necesario extraer la tubería de producción del pozo (Figura 2.7).

Recuperables: Se alojan en el interior de la tubería de producción en unos mandriles llamados “de bolsillo”, los cuales van interconectados en la tubería de producción; para recuperarlas no es necesario extraer la tubería de producción, esto se lleva a cabo por medio de una unidad de línea de acero.



Figura 2.7 Válvula convencional para flujo intermitente con carga de nitrógeno en el fuelle (CAMCO CP-2).

Empacador.

Es un dispositivo que bloquea el paso de los fluidos al espacio anular o del espacio anular a la tubería de producción. Aísla la tubería de producción de la de revestimiento incrementando la eficiencia de flujo. También elimina la presión en la tubería de revestimiento arriba del empacador manteniendo por consiguiente control absoluto de éste. El empacador da ventajas considerables ya que aísla los intervalos productores, además obliga a los fluidos corrosivos a fluir únicamente por la tubería de producción, lo que mantiene en buenas condiciones la tubería de revestimiento (Figura 2.8).



Figura 2.8 Empacador.

Los tipos de empacadores que existen en el mercado son los siguientes:

Empacador recuperable: Consta de un elemento de empaque el cual puede ser comprimido y de cierta manera forzarlo a expandirse hasta la tubería de revestimiento mediante la aplicación de peso con la tubería de producción sobre el elemento de sello. Una vez que son desanclados se pueden recuperar, reparar y volver a emplear. No son recomendables para pozos con altas presiones y temperaturas, sobre todo cuando se produce gas.

Empacador permanente: Cuando se ancla, queda fijo permanentemente a la pared de la tubería de producción por medio de sus cuñas y permanece anclado independientemente del peso o tensión que presente la tubería de producción sobre el empacador. Consta de uno o más elementos de empaque y dos juegos de cuñas, está construido de forma tal que pueda detener las altas presiones diferenciales de arriba o de abajo sin que por esto ocurran desplazamientos.

Empacador semipermanente: Se fija en la pared de la tubería de revestimiento por medio de cuñas. Consta generalmente de un elemento de sello, un juego de cuñas y cono, algún tipo de dispositivo de fricción como fugas o block de arrastre y alguna forma de “J” o botón para “J”. Este empacador es introducido mediante la tubería de producción hasta la profundidad deseada y es anclado generalmente por rotación de la tubería de producción.

Herramienta soltadora.

Es aquella que tiene la característica de poder desconectarse del empacador previamente anclado en el momento en que se requiera. Permite sacar la tubería de producción sin desanclar el empacador. Además permite cambiar la tubería, repararla o bien instalar aparejos de bombeo neumático o mecánico sin mover el empacador.

Niple localizador (Niple Multi-V).

Es un dispositivo complementario del empacador semipermanente, a lo largo de su cuerpo tiene distribuidos de 2 a 3 grupos de sellos en forma de V, de ahí su nombre. La finalidad de esta herramienta es evitar el paso de fluidos en las juntas de metal a metal.

Niple campana.

Es un accesorio que va conectado en la parte inferior de la tubería de producción, cuenta con el mismo diámetro de la tubería de producción en su extremo superior y mayor diámetro en su extremo inferior. Esta característica es muy útil y necesaria para que pueda pasar la tubería hasta la zona de disparos.

Niple de asiento.

Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como: tapones y estranguladores de fondo o válvulas de contrapresión, de seguridad o de pie que se instalan y recuperan por medio de una línea de acero. El niple de asiento tiene un contorno y un área pulida interior, que permite empacar el mandril candado de tal manera que selle. Este mandril permite asegurar el dispositivo de control de flujo que se desea utilizar.

Válvula de pie.

Es un dispositivo que se conoce también como válvula de retención. Este mecanismo va instalado en la parte inferior de la tubería de producción, es necesario en pozos de baja recuperación, es decir pozos con mínima presión de fondo que se operen intermitentemente, sin ella el fluido puede ser forzado hacia dentro de la formación en lugar de elevarse a la superficie. En la mayoría de los pozos la válvula de pie es benéfica, a menos que el flujo a través de ella restrinja la aportación del pozo, dichas válvulas son generalmente fabricadas en ambos tipos, integrales y recuperables (Figura 2.9).

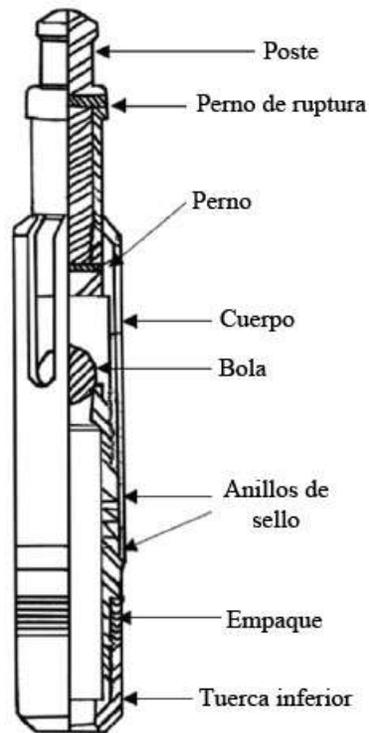


Figura 2.9 Partes de una válvula de pie.

Camisa deslizable.

Es una herramienta de control de flujo de fondo, es instalada en la tubería de producción para proveer comunicación entre la tubería y el espacio anular. Son equipos de comunicación o separación, que pueden ser abiertos o cerrados, entre sus funciones están:

- Traer pozos a producción.
- Matar pozos.
- Lavar arena.
- Producción de pozos en múltiples zonas.

2.3 Bombeo electrocentrífugo sumergido.

El inicio del desarrollo de la bomba electrosumergible tiene su origen en 1911 año en el cual Armais Arutunoff lanzó la Dinamo Eléctrica Rusa de Arutunoff. En 1916 rediseña la bomba centrífuga inventando el primer motor eléctrico sumergible capaz de operar en agua y de proporcionar la potencia necesaria a la bomba. Arutunoff inmigra a los Estados Unidos de Norteamérica en 1923, y en 1927 instala el primer sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido en pozos petroleros para Phillips Petroleum, ahora ConocoPhillips. Tres años después se establece REDA Pump Company (Russian Electrical Dynamo Arutunoff) en Bartlesville Oklahoma. Para 2004 más de 100,000 sistemas de bombeo electrosumergible se encontraban operando en el mundo, la mayor parte de ellos en EUA, Europa y Asia.⁷ El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC, BES ó ESP por sus siglas en inglés) es el segundo método de levantamiento artificial más empleado en el mundo, el bombeo mecánico continua siendo el método más usado.

El bombeo electrocentrífugo sumergido basa su principio de operación en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consiste de una bomba centrífuga de etapas múltiples con un motor eléctrico acoplado en el fondo, la bomba levanta los fluidos del pozo mediante la rotación centrífuga de los impulsores que conducen los fluidos a través de las etapas adicionándoles la energía necesaria para llegar a la superficie. Al igual que los demás sistemas artificiales de producción el bombeo electrocentrífugo sumergido presenta ciertas limitaciones en su operación, el cable eléctrico representa la parte más débil del sistema, aunado a esto se requiere de fuentes de suministro de energía eléctrica. Su poca flexibilidad para poder variar las condiciones de producción ocasiona que los tiempos de cierre sean prolongados lo que se refleja en un incremento de producción diferida. Los problemas de incrustaciones son fatales para el buen funcionamiento del sistema, debido a que tiene una baja capacidad para manejar altos porcentajes de arena y gas.

Hoy en día los sistemas de bombeo electrosumergible son un medio efectivo y económico capaz de recuperar volúmenes considerables de fluido a grandes profundidades. Debido a las necesidades así como a las condiciones actuales de producción, el sistema de bombeo electrosumergible ha evolucionado con la finalidad de poder manejar fluidos de mayor viscosidad a altas temperaturas y con relaciones gas-líquido más grandes. Actualmente los sistemas de bombeo electrosumergible pueden ser instalados en pozos de hasta 4,570 [m], con tuberías de revestimiento que oscilan entre 4 ½ [pg] y 13 ¾ [pg], obteniéndose regímenes de producción que fluctúan entre 150 [bpd] y 100,000 [bpd], los desarrollos tecnológicos del sistema permiten que sea capaz de operar a temperaturas de hasta 290 °C manejando fluidos con cantidades considerables de sólidos.

La instalación del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido (Figura 2.10) se compone de dos partes:

- Equipo subsuperficial o de fondo.
- Equipo superficial.

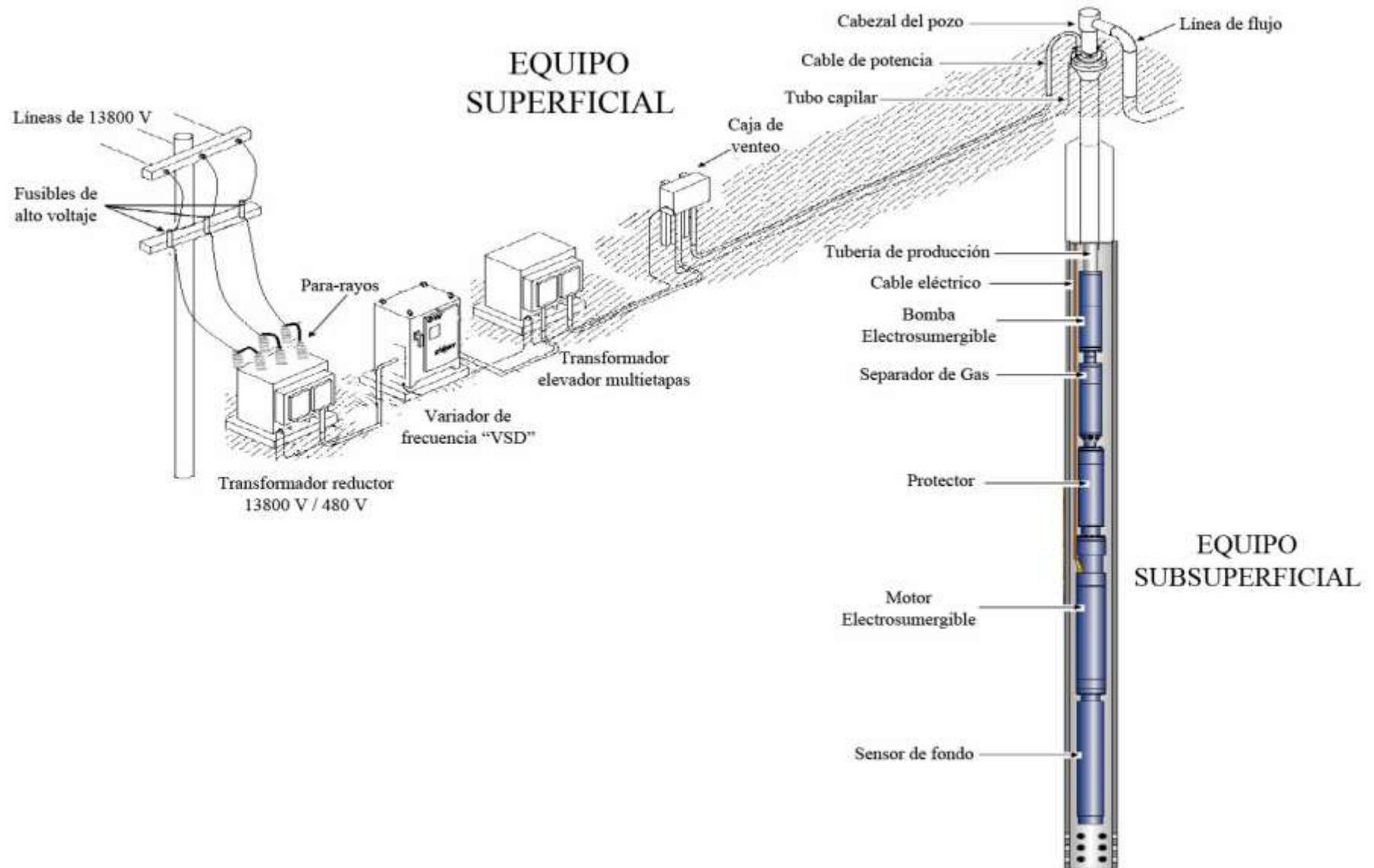


Figura 2.10 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

2.3.1 Equipo subsuperficial.

El equipo subsuperficial o de fondo se encuentra suspendido de la tubería de producción y consta de: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba centrífuga de etapas múltiples, sensores de fondo, mufa, cable de potencia y guía ó centralizador.

Motor eléctrico.

El principio de funcionamiento del motor del sistema electrocentrífugo sumergido es el mismo que el de los motores eléctricos convencionales de superficie, éstos son bipolares, trifásicos, del tipo jaula de ardilla y de inducción. El motor es colocado en la parte inferior del pozo y es alimentado desde la superficie a través de un cable trifásico blindado, se conforma por una carcasa de acero al bajo carbón con láminas de acero fijas en su interior alineadas con la sección del rotor y del cojinete. La longitud de los rotores empleados oscila entre 12 y 18 [pg] y se encuentran montados sobre la flecha, mientras que los estatores se encuentran montados sobre la carcasa, siendo el cojinete de empuje lo que soporta la carga de éstos. El interior del motor es llenado con aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético que se caracteriza por su resistencia dieléctrica y su buena conductividad térmica. La lubricación de la parte interior del motor es una de las funciones del aceite, el cual permite que el calor generado en el motor sea transferido a la carcasa, misma que a la vez es enfriada por los fluidos producidos que la mojan durante la producción, por tal motivo el motor debe ser instalado arriba del intervalo disparado, sin embargo en algunas ocasiones es colocado por debajo del intervalo disparado o la bomba es colocada debajo del motor, para tales condiciones se instala una camisa que cuelga desde el separador, la cual obliga a que los fluidos producidos pasen por la parte exterior del motor con la finalidad de remover el calor generado, se debe aclarar que la camisa solo puede ser instalada en pozos con tuberías de revestimiento muy grandes y con gastos de producción bajos.

Para poder ser colocado dentro de la tubería de revestimiento el motor tiene diámetro pequeño que va desde 3.75 hasta 7.38 [pg], proporcionando potencias en un rango de 7.5 a 1,170 [HP] a 60 [Hz], operan ligeramente por debajo de las 3,600 [rpm], el voltaje puede variar de 220 a 5,000 [V] y la corriente eléctrica de 10 a 200 [A].

Los motores se pueden proporcionar de la siguiente manera:

- Sección única: Se conforman de la cabeza y la base.
- Tandem:
 - Tandem superior: Solo se conforma de la cabeza.
 - Tandem centro: No cuenta con cabeza ni base.
 - Tandem bajo: Solo se conforma de la base.

Dado que el tamaño del motor se ve restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, si se desea obtener mayor potencia es necesario aumentar la longitud del mismo, para estos requerimientos son usadas las combinaciones tandem, las cuales incrementan la potencia y el voltaje sin modificar la corriente eléctrica (Figura 2.11).

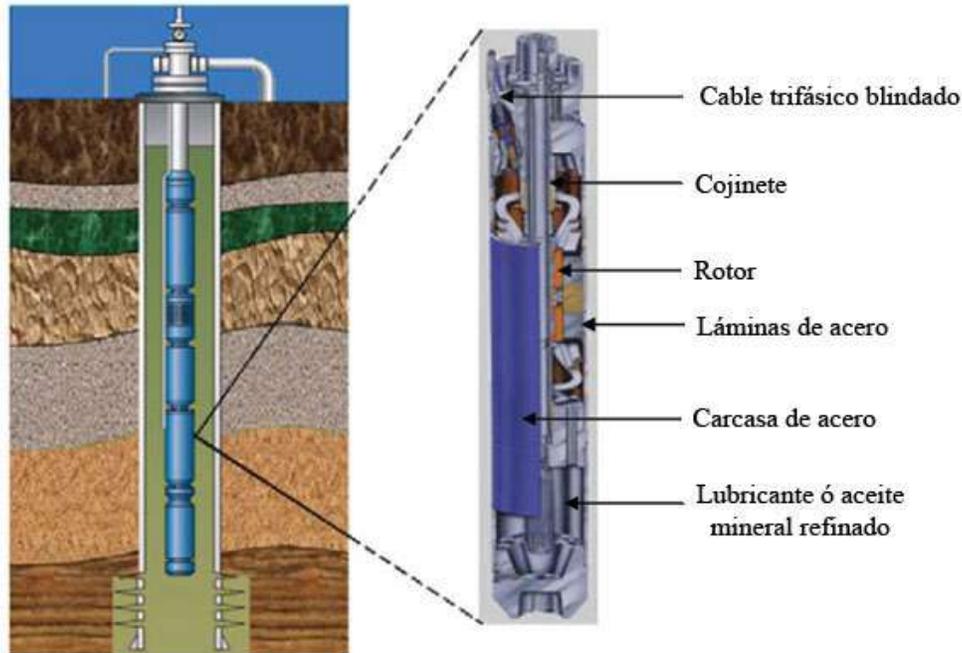


Figura 2.11 Partes del motor eléctrico.

Protector.

El protector se encuentra ubicado entre el motor y el separador, sus componentes principales son un eje, una sección de sello, un filtro que previene la entrada de arena y un cojinete de empuje. Sus principales funciones son:

- Proporcionar un sello y equilibrar las presiones internas y externas que actúan sobre el motor para que el fluido de éste no sea contaminado por el fluido del pozo.
- El cojinete de empuje absorbe la carga axial que la bomba genera.
- Transfiere el torque del motor a la bomba, ya que conecta la flecha impulsora del motor a la de la bomba.
- Actúa como un receptáculo de fluido para compensar la expansión y contracción que el aceite lubricante del motor experimenta debido al calentamiento o enfriamiento de éste durante la operación del sistema.

El protector es una pieza vital en el bombeo electrocentrífugo sumergido, de no realizarse una buena selección en el diseño, se puede acortar la vida útil del sistema. Los protectores se clasifican según la forma de separar el aceite

lubricante del motor y el fluido del pozo en, tipo laberinto, de bolsa elastomérica o sección de sello positivo y en tipo fuelle (Figura 2.12).

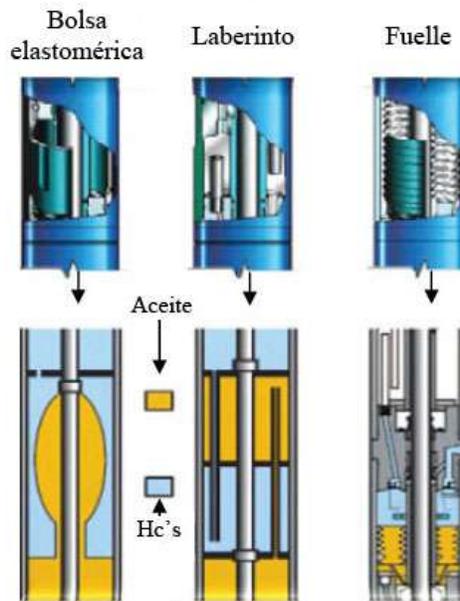


Figura 2.12 Protectores.

Separador de gas.

Se ubica entre el protector y la bomba, su función es reducir la cantidad de gas libre que ingresa a la bomba desviándolo hacia el espacio anular, con ello se aumenta la eficiencia de la misma y se previene el efecto de cavitación. El uso de un separador de gas en el diseño del bombeo electrocentrífugo sumergido, depende de la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba, si dicha cantidad es mínima el uso de un separador de gas puede ser reemplazado por la instalación de una sección de entrada simple (intake), la cual cuenta con ciertos componentes que impiden el paso del gas libre a la bomba.

Los separadores de gas se clasifican según su principio de separación, dividiéndose en estáticos o de flujo inverso y en dinámicos o rotativos. Los primeros llevan a cabo la separación del gas mediante la inversión de la dirección del flujo de fluido a la entrada del separador, conduciendo al gas libre hacia el espacio anular.

Los separadores dinámicos realizan la separación del gas mediante la centrifugación de los fluidos o por el efecto vortex, éstos constan de cuatro secciones, succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y by-pass. Al centrifugar los fluidos, éstos se separan gracias a la diferencia de densidades, el líquido se concentra en las paredes internas del separador mientras el gas permanece en el centro, por medio de unas aletas la dirección tangencial de los fluidos es transformada en dirección axial, conduciendo por un lado el flujo de

gas al espacio anular mientras el flujo de aceite es conducido a la entrada de la bomba (Figura 2.13). El separador vortex utiliza el efecto de remolino que se genera en el fluido al pasar por los puertos de entrada, inductor, propulsor y Bypass de descarga, este tipo de separador suele emplearse en presencia de fluidos altamente abrasivos, pues permite aumentar la eficiencia de separación.

En pozos que producen con alta RGA (más de 20% de gas libre) se debe instalar un manejador avanzado de gas (AGH) que permita operar eficientemente el sistema de bombeo electrosumergible. El AGH es una bomba centrífuga de etapas múltiples que reduce el tamaño de las burbujas de gas alterando su relación con el líquido, de tal manera que homogeniza la mezcla para que se comporte como un fluido monofásico antes de entrar en la bomba.

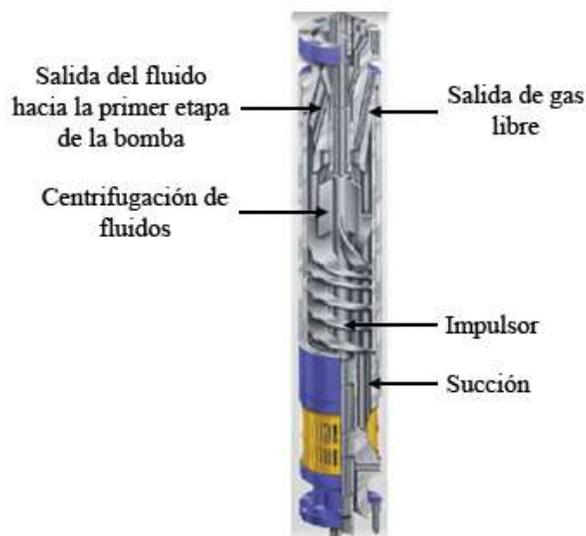


Figura 2.13 Separador de gas centrífugo o rotatorio.

Bomba centrífuga.

Las bombas centrífugas sumergibles son de etapas múltiples, cada etapa consta de un impulsor rotatorio y de un difusor estacionario, el impulsor le imprime energía cinética a los fluidos, mientras que el difusor la transforma en energía potencial (Figura 2.14). La función de la bomba centrífuga es proporcionarle a los fluidos el incremento de presión necesario que les permita llegar a la superficie, para hacer esto posible el fluido es admitido al impulsor por medio de un orificio cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor para ser dirigido por el difusor al impulsor de la siguiente etapa, la presión del fluido aumenta con cada etapa hasta que es expulsado por la última etapa de la bomba.



Figura 2.14 Partes de una etapa de la bomba centrífuga.

Cada etapa es construida de níquel resistente tipo Ryton o de una aleación especial que permita un buen funcionamiento en el manejo de fluidos corrosivos o abrasivos. El tamaño o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que la bomba puede manejar, la carga total y la potencia requerida de la bomba dependen del número de etapas. Las bombas centrífugas son clasificadas en tipo flotante (FL), de compresión y de impulsores inferiores tipo flotante (BFL), de acuerdo al tipo de empuje que generan. En las de tipo flotante los impulsores se encuentran flotando sobre el eje, lo que les permite moverse axialmente, estas bombas son buenas en el manejo de fluidos moderadamente abrasivos. Las de compresión tienen los impulsores fijos al eje, cuando un impulsor se mueve el eje también lo hace y por ende los demás impulsores se mueven en la misma dirección y sentido, estas bombas son ideales cuando se manejan fluidos altamente abrasivos. Las bombas de impulsores inferiores tipo flotante eliminan el empuje descendente transmitido al protector, éstas tienen los impulsores superiores del tipo de compresión y los inferiores del tipo flotante.

Se debe tener claro que la presión desarrollada por la bomba depende únicamente de la velocidad del impulsor y es independiente de la densidad del fluido que se esté manejando. Una buena selección en la bomba ayuda a reducir costos y maximizar la eficiencia operativa, cabe señalar que la bomba debe ser lo más grande posible pues permite generar cargas mayores (Figura 2.15).

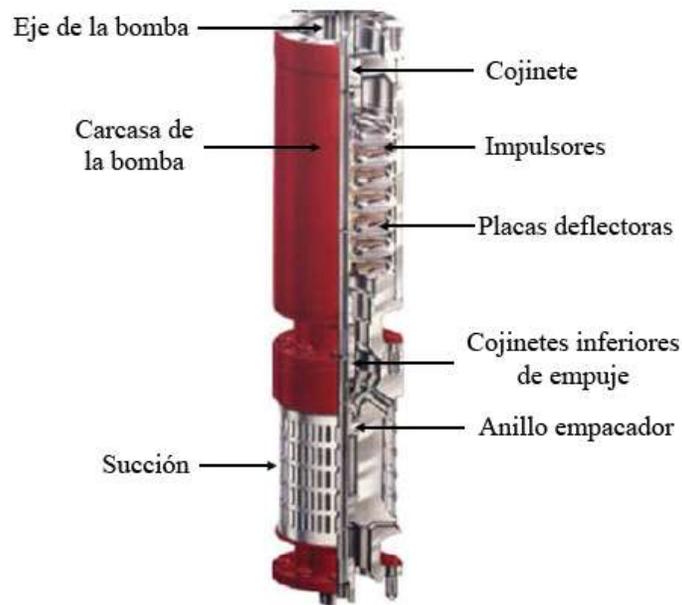


Figura 2.15 Bomba centrífuga sumergible REDA.

Sensores de fondo.

El monitoreo apropiado de los diversos factores que se encuentran involucrados en la operación del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido permite mantener al equipo en óptimas condiciones, ya que se pueden realizar oportunamente las intervenciones de mantenimiento necesarias. Los sensores de fondo registran los parámetros de operación mediante la emisión de señales digitales transmitidas por medio del cable de acero al tablero de control en superficie, donde la información es decodificada mostrando el funcionamiento del equipo (Figura 2.16). Entre los sensores de fondo podemos encontrar:

- **Sensor de fuga de corriente:** Índica si el aislamiento del bobinado del motor eléctrico falla, así como la pérdida del aislamiento fase-tierra.
- **Sensor de presión de descarga:** Protege a la bomba de la alta presión generada por el cierre de válvulas y tapones de fluido pesado.
- **Sensor de presión de admisión:** Protege a la bomba de la baja presión generada por un bajo nivel de fluido y por la obturación de gas.
- **Sensor de temperatura:** Protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación de fluido a alta temperatura.
- **Sensor de aceite del motor:** Proporciona protección al motor a las altas temperaturas generadas por una refrigeración deficiente.
- **Sensor de vibración del motor y de la bomba:** Protege al motor y a la bomba de la vibración y del daño mecánico, generados por la alta producción de sólidos y por un desgaste mecánico excesivo.



Figura 2.16 Sensores de fondo.

Cable de Potencia.

El cable de potencia transmite la corriente eléctrica necesaria para alimentar el motor desde la superficie hasta la entrada de la mufa, así como las señales digitales que envían los sensores de fondo que monitorean principalmente presión y temperatura. El cable consiste de tres fases de conductores aislados individualmente, dichos conductores se cubren con un material protector así como por una cubierta y un blindaje que lo protegen del daño abrasivo, químico y mecánico.

Dentro de los elementos que constituyen el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, el cable de potencia es el más caro, además de ser altamente susceptible al daño. Una buena selección del cable se verá reflejada en un incremento de la vida útil del sistema. La dimensión externa del cable juega un papel importante en su operación, mientras más largo sea el cable los volts por metro disminuyen debido a que la resistencia es directamente proporcional a la longitud, por el contrario al incrementar el diámetro del conductor, el número de electrones por unidad de longitud aumenta, es decir la resistencia es inversamente proporcional al área transversal. Lo anterior quiere decir que a mayor calibre del conductor menor será la pérdida de voltaje.

La geometría del cable puede ser redonda o plana, esto dependerá de las condiciones de la instalación, es común que en algunas ocasiones no sea posible instalar cable redondo por el espacio tan estrecho que existe en el espacio anular. El cable plano o paralelo presenta ciertas desventajas con respecto al de geometría redonda, una de las más importantes radica en la deficiente protección mecánica, ya que al ser sometido a compresión no es capaz de absorber el esfuerzo dado que no es simétrico, por esta misma característica la temperatura del cable no es uniforme, pues presenta un sobrecalentamiento en el centro de éste, lo cual genera un desbalance de voltaje en el motor (Figura 2.17).

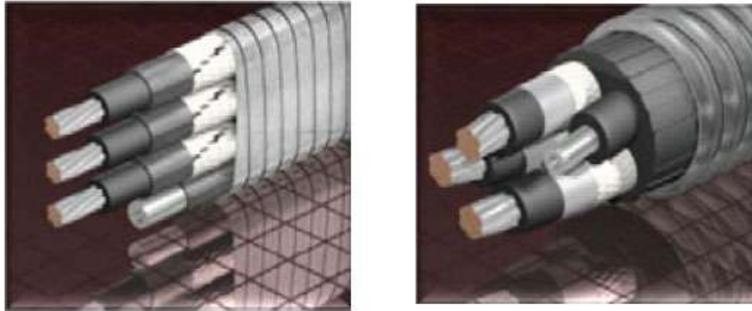


Figura 2.17 Cable de potencia plano (izquierda) y redondo (derecha).

Mufa.

La mufa es el dispositivo que permite la conexión del cable de potencia al motor. Se encuentra encintado en cada una de sus fases sujetando al motor, representa una de las partes más débiles del sistema por ello se deben realizar pruebas eléctricas de aislamiento y de presión que permitan verificar su buen funcionamiento. Se debe aclarar que una mufa puede ser usada en cualquier punto a lo largo del cable, ya que en ocasiones la longitud del cable es insuficiente para llegar a superficie o simplemente presenta una falla en algún punto de su trayectoria (Figura 2.18).



Figura 2.18 Mufa.

Guía ó centralizador.

El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido es muy delicado es por ello que su instalación debe realizarse con demasiada precaución, la guía ó centralizador protege al sistema contra golpes que pudiera sufrir durante la instalación del aparejo o cuando se requiera introducir herramienta al pozo (Figura 2.19).

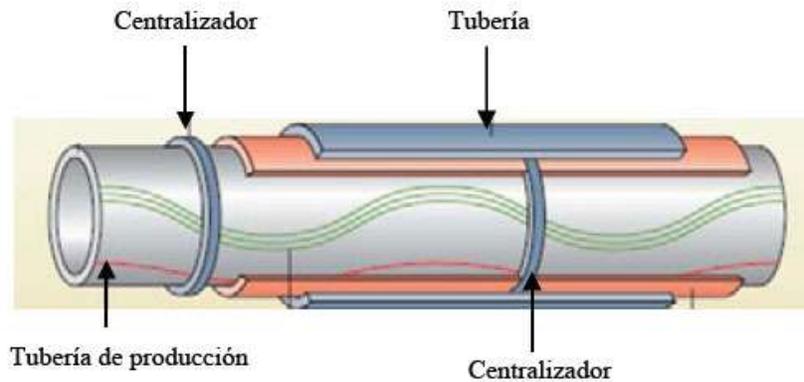


Figura 2.19 Guía o centralizador.

2.3.2 Equipo superficial.

El equipo superficial del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido consta de: bola colgadora, caja de unión ó venteo, tablero de control, amperímetro, transformador y variador de frecuencia.

Bola colgadora.

Este dispositivo se coloca sobre el árbol de válvulas, tiene como finalidad sostener la tubería de producción, permitiendo su paso así como el del cable de potencia, sella el espacio anular entre la tubería de producción y de revestimiento para evitar la fuga de fluidos a la superficie. Se construye de acero con una cubierta de neopreno.

Caja de unión ó venteo.

La caja de unión ó venteo es un sistema de seguridad que ventea a la atmosfera el gas que fluye a través del cable, evitando que llegue a la instalación eléctrica del tablero de control, previniendo así algún incendio o explosión. Además une al cable de energía del equipo con el cable de potencia del motor.

Tablero de control.

Es el elemento que controla y manipula el aparejo de producción, puede ser tan sencillo o complejo como se desee, todo depende del grado y calidad de control que se busque. El tablero puede estar constituido únicamente por un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, como también puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de

represionamiento de líneas, luces indicadoras de sensores, amperímetro, variador de frecuencia, desconectores de fusibles u otros dispositivos para control remoto o automático. Los tableros pueden ser electromecánicos o totalmente transistorizados y compactos.

Amperímetro.

Es un dispositivo que permite diagnosticar posibles problemas en el equipo subsuperficial, registra la corriente eléctrica que consume el motor. El diagnóstico se realiza mediante el análisis y la interpretación de las llamadas cartas de amperaje, son graficadas en tiempo real permitiendo tomar decisiones correctivas sin sacar el equipo, ya que ayudan a identificar el posible problema así como la ubicación de éste.

Transformador.

Este dispositivo cambia el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido por el motor eléctrico. Es posible utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Variador de frecuencia.

El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido puede operar a frecuencia fija de 50 o 60 [Hz], pero también puede trabajar a frecuencia variable. El variador de frecuencia cambia la frecuencia fija de la onda de corriente alterna a frecuencias en un rango de 30 a 90 [Hz], lo que permite mejorar las condiciones de arranque del motor. Al poder variar la frecuencia, es posible obtener un incremento en el gasto y el levantamiento de la bomba, optimizando la producción. Cabe mencionar que el variador de frecuencias tiene un papel muy importante en el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido ya que se pueden variar las condiciones de producción sin tener que alterar el diseño del sistema (Figura 2.20).

Dependiendo de las características del fluido, el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido puede trabajar con un variador de frecuencia o con otro dispositivo denominado *switchboard*. Si el fluido que se desea levantar es altamente o medianamente viscoso, lo más recomendable es utilizar el variador de frecuencias, ya que permite ir elevando la frecuencia poco a poco a fin de no dañar el motor y obtener el levantamiento deseado. En los casos en los que el fluido sea de baja viscosidad, es factible instalar un *switchboard*, ya que en este caso el cambio de frecuencia no es fundamental, pues el sistema puede trabajar a una frecuencia constante desde su arranque.

Se debe señalar que al trabajar con frecuencias altas se tiene:

- Mayor velocidad de operación de la bomba.
- Se incrementa el gasto y el levantamiento de la bomba.
- Se requiere mayor potencia para operar el sistema.
- Con el empleo del variador de frecuencias es posible utilizar un tamaño de motor y bomba que permita manejar un amplio rango de condiciones de operación.



Figura 2.20 Variador de frecuencias.

2.4 Bombeo de cavidades progresivas.

Fue desarrollado a finales de los años 20's por René J. Moineau. Este sistema artificial se ha usado en forma gradual en la industria petrolera desde 1979 para manejar crudo pesado y altos cortes de arena. En el 2007 más de 45,000 pozos operaban con este sistema artificial a nivel mundial.⁸

Para el 2005 este tipo de sistema artificial representaba el método con mayor índice de crecimiento anual, lo que da una idea clara de la gran aceptación que ha tenido en la industria desde su implementación.⁹ Los sistemas de cavidades progresivas están en sus inicios comparados con otros sistemas artificiales de producción (bombeos mecánico, electrocentrífugo e hidráulico). A este sistema se le están haciendo mejoras continuas tanto en su rango de aplicación como en el equipo, todo esto con el objetivo de que el empleo de este sistema artificial crezca de manera constante como producto de su alta eficiencia, economía y practicidad en la industria petrolera para la producción de hidrocarburos. La Figura 2.21 muestra la configuración del sistema de bombeo de cavidades progresivas.

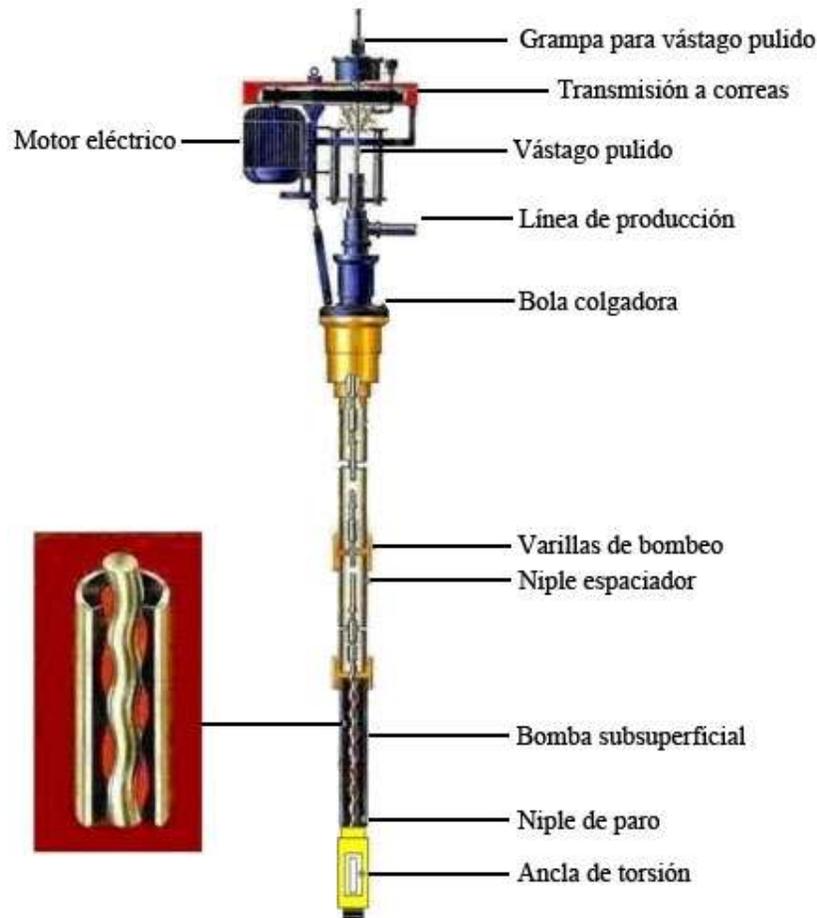


Figura 2.21 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.

Dentro de las aplicaciones de este tipo de levantamiento artificial, destacan las siguientes:

- Aceite pesado y bitumen hasta con un 50% de arena.
- Aceite mediano limitado en el contenido de H_2S .
- Aceite ligero limitado en el contenido de aromáticos.
- Extracción de agua en pozos productores de gas.
- Yacimientos maduros con flujo de agua.

Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas (BCP ó PCP por sus siglas en inglés) tienen algunas características que los hacen ventajosos respecto de otros sistemas de levantamiento artificial, ya que este sistema es excelente para desplazar fluidos altamente viscosos de alta concentración de sólidos, es fácil de instalar y operar, además es muy eficiente para producir con altas concentraciones de arena pues tiene alta resistencia a la abrasión. El aspecto económico también juega un papel importante en la selección de un sistema artificial y éste mantiene bajos costos de inversión y de energía.

A su vez, este sistema como los otros sistemas de levantamiento artificial tiene desventajas, algunas de las cuales son: producción máxima de hasta 5,000 [bpd], capacidad de elevación real de entre 1,850 y 3,500 [m], temperatura máxima de 180 °C, baja eficiencia para gas (40%, máximo 60%), alta sensibilidad a los fluidos producidos ya que el elastómero puede hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos. Por otro lado el sistema esta propenso a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas

A pesar de esto, estas limitaciones van disminuyendo día con día gracias al desarrollo de mejores materiales y del diseño del equipo. Las características del equipo a ser instalado dependen de los parámetros de aplicación, entre los cuales podemos encontrar:

Aceite pesado.

- Densidad < 18 °API.
- Viscosidad de 500 a 1,500 [cp].
- Profundidad de 300 a 800 [m].
- Gasto > 440 [bpd].
- Porcentaje de arena > 70%.
- Porcentaje de agua de hasta 100%.
- Bajos aromáticos y RGA.
- Posible H_2S y CO_2 .

Aceite mediano.

- Densidad de 18 a 30 °API.
- Viscosidad < 500 [cp].
- Profundidad de 600 a 1,400 [m].
- Gasto > 3,150 [bpd].
- Porcentaje de arena < 2%.
- Porcentaje de agua de hasta 100%.
- Mayor posibilidad de aromáticos, RGA, H_2S y CO_2 .

Aceite ligero.

- Densidad > 30 °API.
- Viscosidad < 20 [cp].
- Profundidad > 1,000 [m].
- Gasto > 3,150 [bpd].
- Rastros de arena.
- Porcentaje de agua de hasta 100%.

- Alta posibilidad de aromáticos, RGA , H_2S y CO_2 .

Agua.

- Pozos de agua.
- Extracción de agua en pozos de metano.
- Gasto $> 3,000$ [bpd].
- Sólidos abrasivos arriba del 70%.
- Bajos aromáticos.
- Posibilidad alta de RGA , H_2S y CO_2 .

El equipo que compone el sistema de bombeo de cavidades progresivas se clasifica en equipo superficial y subsuperficial. A continuación se describe cada uno de ellos.

2.4.1 Equipo superficial.

Motor.

Es el mecanismo que proporciona la energía necesaria para el movimiento mecánico de la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo (Figura 2.22).



Figura 2.22 Motor eléctrico.

Cabezal de rotación.

Proporciona el sello en la superficie para el fluido del pozo, soporta tanto el peso de la sarta de varillas como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor y por la acción de la bomba (carga axial). Además transfiere la energía necesaria para mover la sarta de varillas y soporta el efecto del mecanismo de frenado.

El cabezal de rotación, puede tener varios arreglos, algunos de los cuales son:

- Cabezal con motor eléctrico, donde la transmisión es mediante poleas y correas (Figura 2.23).

- Cabezal vertical con sistema mecánico de reducción de flujo variable de velocidad (Figura 2.24).



Figura 2.23 Plano de un cabezal de rotación con motor eléctrico.

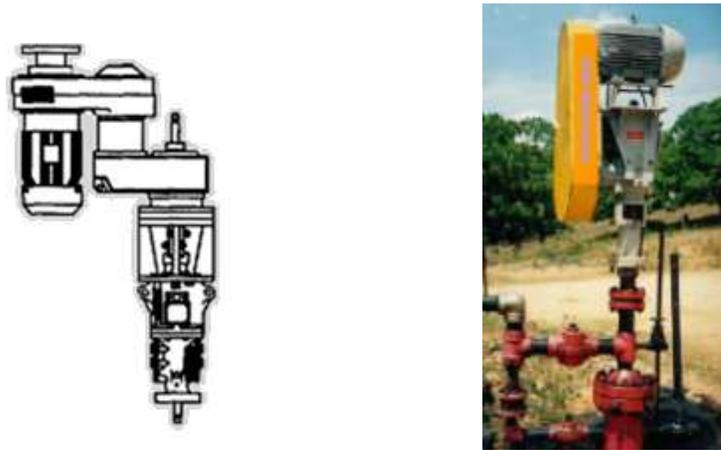


Figura 2.24 Plano de un cabezal vertical con sistema mecánico de reducción.

Reductor de engranes.

Es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. En él se logra el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor para que se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida. Este movimiento rotatorio de la flecha del motor se transmite a la del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre poleas (Figura 2.25).

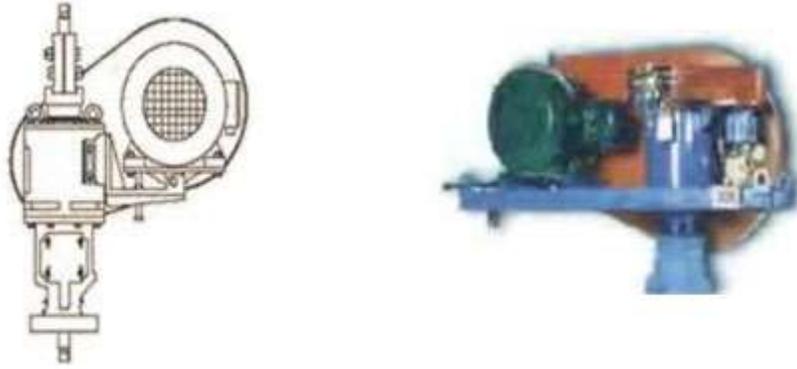


Figura 2.25 Sistema de poleas y correas.

Varilla pulida.

Es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas.

Estopero.

Mecanismo que permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de fluidos a la superficie.

2.4.2 Equipo subsuperficial.

Sarta de varillas.

Se utilizan para transmitir el movimiento giratorio desde la superficie hasta el rotor de la bomba. Está diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema (Figura 2.26).



Figura 2.26 Ejemplos de varillas.

Se clasifican en dos tipos principales de acuerdo a la normatividad de la *American Petroleum Institute* (API).

Varillas que cumplen con las normas API.

Este tipo de varillas se clasifican según el material de fabricación. Se tienen tres tipos o clases de tubería: C, D y K. La Tabla 2.3 presenta los valores de los torques máximos que soportan cada tipo de varilla API, mientras que en la Tabla 2.4 se presentan sus características.

Grado	C	K	D	D aleación	D especial	D 4330
Ambiente	No corrosivo	Corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	Corrosivo	No corrosivo
Acero	1530 M	4621 M	1530 M	4142 M	4320 M	4330 M
5/8"	140	140	200	200	200	200
3/4"	240	240	340	340	340	340
7/8"	380	380	540	540	540	540
7/8" piñón 1"	380	380	540	540	540	540
1"	570	570				

Tabla 2.3 Clasificación de las varillas bajo las normas de API. Torques máximos de trabajo [lb/pie].¹⁰

Diámetro API [pg]	Área [pg ²]	Peso en el aire [lb/pie]	Cte. de elasticidad [pg/lb/pie]	Longitud [pie]
5/8	0.307	1.13	1.270 x 10 ⁻⁶	25 o 30
3/4	0.442	1.63	0.883 x 10 ⁻⁶	25 o 30
7/8	0.601	2.2	0.649 x 10 ⁻⁶	25 o 30
1	0.785	2.88	0.497 x 10 ⁻⁶	25 o 30
1 1/8	0.994	3.67	0.343 x 10 ⁻⁶	25 o 30

Tabla 2.4 Características de las varillas API.¹¹

Varillas que no cumplen con las normas API.

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

Varilla continúa COROD: Es una sarta continúa de varillas que no tienen cuellos ni pasadores y los diámetros son $\frac{1}{6}$ [pg] en vez de $\frac{1}{8}$ [pg] como lo indican las normas API, sin embargo la metalurgia si cumple con dichas normas.

Varilla de fibra de vidrio: Este tipo de varilla presenta ciertas ventajas comparadas con las varillas convencionales API ya que su bajo peso reduce las cargas y el consumo de energía en los equipos superficiales y reduce las fallas por corrosión. Además, si se requiere potencia adicional, la producción puede ser incrementada porque permite la instalación de la bomba a mayores profundidades. Por otro lado, no son recomendadas para pozos direccionales o altamente desviados, tienen una tolerancia a la temperatura de hasta 95 °C y presentan dificultad en las operaciones de pesca.

La selección de la sarta de varillas a utilizar va a ser directamente en base al torque que se tenga en el arreglo de tuberías.

Tubería de producción.

Es la serie de tubos por donde se desplazan los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Bomba.

Las bombas de cavidades progresivas son de desplazamiento positivo del tipo rotatorio. Se pueden clasificar de acuerdo a su instalación, geometría o colocación.

Por su instalación.

- **Insertables:** El rotor y el estator son elementos independientes, ambos ensamblados a manera de ofrecer un conjunto único. Éste se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse a una zapata o niple de asiento previamente instalado en la tubería de producción.
- **Tabulares:** El rotor y el estator son elementos totalmente independientes el uno del otro. El rotor se baja con la sarta de varillas, y el estator se baja conectado a la tubería de producción. Éste tipo de arreglo ofrece mayor capacidad volumétrica, sin embargo, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la terminación del pozo.

Por su geometría.

La geometría de la bomba está definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre el rotor y el estator. Esta geometría está basada en cuatro parámetros principales:

- Proporción del lóbulo.
- Peso del estator.
- Diámetro del rotor.
- Excentricidad.

Según su geometría, se tienen los siguientes tipos de bombas:

- **Simples:** Son aquellas bombas en las cuales el número de lóbulos del rotor es 1, mientras que en el estator es de 2 lóbulos, es decir relación 1:2 (Figura 2.27).



Figura 2.27 Bomba simple.

- **Multilobulares:** Ofrecen rotores de dos o más lóbulos en estatores de tres o más lóbulos (2: 3, 3: 4, etc.). Normalmente estas bombas ofrecen mayores caudales en comparación con las simples (Figura 2.28).

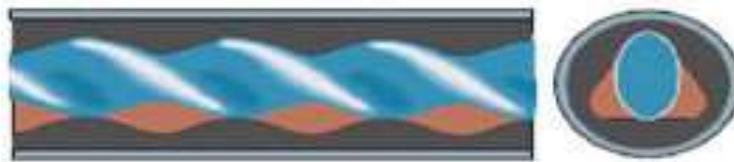


Figura 2.28 Bomba multilobular.

El diseño de las bombas de cavidades progresivas depende de lo que se desee obtener y de las condiciones bajo las cuales trabajará. Tres bombas de la misma longitud pueden tener diferentes gastos así como alturas diferentes, es decir pueden vencer diferentes cargas hidráulicas. Al reducir el paso de la cavidad (entiéndase paso como amplitud de la cavidad) disminuye el gasto, pero aumenta el número de etapas, aumentando la altura. Al aumentar el paso se incrementa el gasto, pero disminuye el número de etapas, disminuyendo la altura (Figura 2.29).

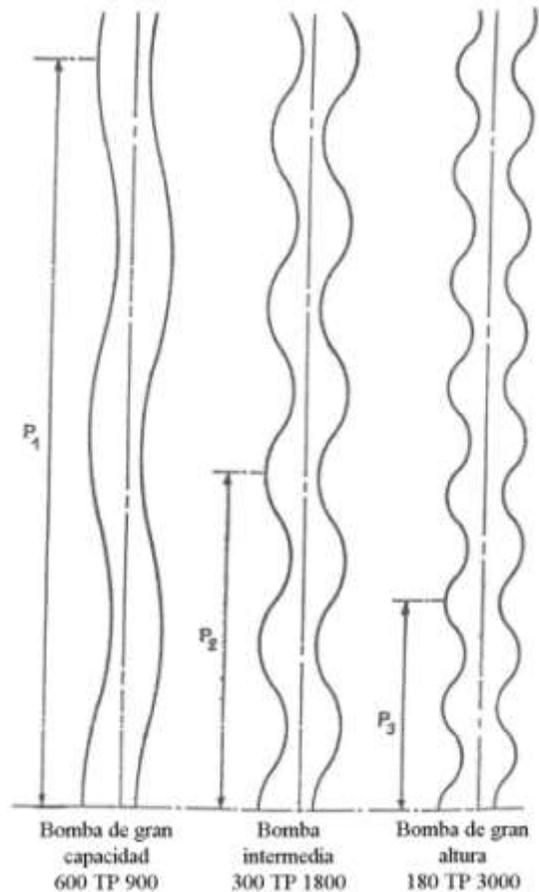


Figura 2.29 Distintos modelos de bomba de una misma serie: mismo diámetro de rotor, misma excentricidad y misma longitud del estator. Solo varía el paso.

Por otro lado, las bombas de cavidades progresivas manejan la denominación mostrada en la Figura 2.30 según el modelo de la bomba y la relación de rendimiento:

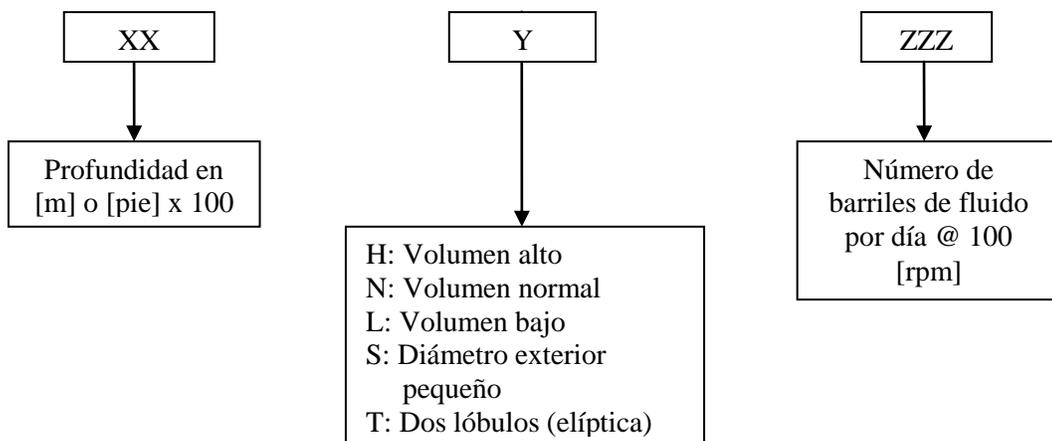


Figura 2.30 Nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas.

Rotor.

Es suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Los rotores se mecanizan con varios diámetros y se recubren de varios espesores de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros, diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste fino de la interferencia y sus dimensiones dependerán del posible hinchamiento del elastómero debido a la presión, temperatura y naturaleza de los fluidos (Figura 2.31).

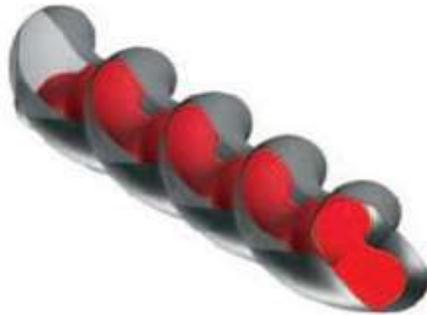


Figura 2.31 Rotor.

Estator.

Usualmente está conectado a la tubería de producción; es una hélice doble interna y moldeada a precisión, hecha de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.

El proceso de fabricación del estator consiste en la inyección del elastómero al tubo. Primero se recubre la superficie interna del estator con un adhesivo y después se inyecta el polímero a alta presión y temperatura entre la camisa de acero y el núcleo, el cual es similar a un rotor de dos lóbulos (Figura 2.32).

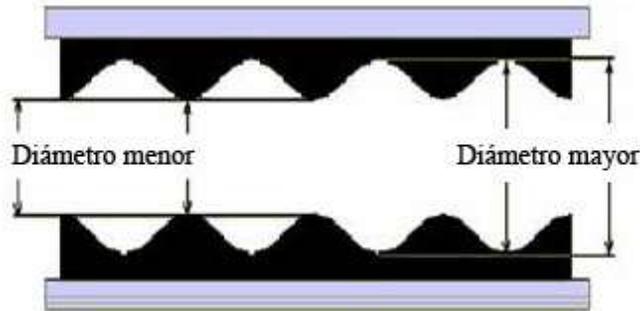


Figura 2.32 Diagrama de un estator.

Elastómero.

Es una goma en forma de espiral que está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original, tiene la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

De acuerdo a las condiciones del pozo, se debe tomar la decisión de los materiales convenientes a utilizar para la selección del elastómero y se deben tener en cuenta las siguientes características:

- **Elasticidad:** Es la fuerza requerida por unidad de superficie para estirar una unidad de longitud.
- **Dureza:** Es la fuerza requerida para deformar la superficie del estator.
- **Resistencia al corte:** Es la fuerza necesaria para cortar la muestra en condiciones ASTM (*American Society for Testing and Materials*).
- **Resiliencia:** Velocidad para volver a su forma original y poder volver a sellar las cavidades
- **Permeabilidad:** Para evitar la descompresión explosiva de gas en la succión de la bomba.

Niple de paro.

Es un tubo de pequeña longitud el cual se instala debajo del estator y cuyas funciones principales son: servir de punto de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo e impedir que el motor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de éstas últimas (Figura 2.33).

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento.



Figura 2.33 Niple de paro.

Ancla de torsión.

Este equipo se conecta debajo del niple de paro y se fija a la tubería de revestimiento mediante cuñas verticales. Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha. Al arrancar la bomba, el torque generado hace que las cuñas se aferren al tubo impidiendo el giro del estator. Debe ir siempre instalada abajo del estator (Figura 2.34).

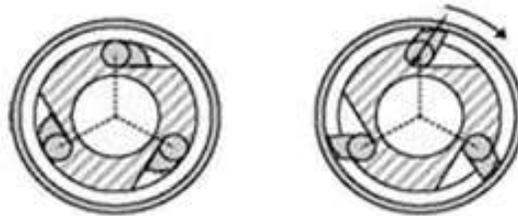


Figura 2.34 Diagrama representativo del funcionamiento del ancla de torsión.

Niple de asiento.

Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril a copas que permite utilizar el mismo niple de asiento que una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento de instalación de tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción (Figura 2.35).



Figura 2.35 Niple de asiento.

Niple espaciador.

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación (Figura 2.36).

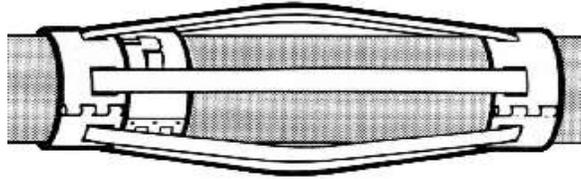


Figura 2.36 Niple espaciador.

Niple de drenaje.

Se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba. La mayoría se activan aplicando presión interna a la tubería de producción.

Centralizadores de varilla.

Se colocan en las uniones o en los cuellos de las varillas, su función es mantener centralizada la sarta y evitar que haga contacto con la superficie interna de la tubería de producción.

2.5 Sistemas artificiales de producción híbridos.¹²

El aumento de la necesidad de implementar sistemas artificiales de producción en pozos productores de aceite, ha generado que el desarrollo tecnológico de los sistemas hasta hoy conocidos se ha constante, pues con ello es posible ampliar sus rangos de aplicación. Si bien todos los sistemas han mejorado sus condiciones operativas, cada uno de ellos tiene ventajas y desventajas que los limitan a ser implementados en aquellos pozos que no cumplan con las características necesarias para un funcionamiento óptimo.

Los sistemas artificiales híbridos son el resultado de la combinación de dos sistemas convencionales, tienen como propósito mejorar la productividad de los pozos de aceite, así como superar la mayor cantidad de desventajas que cada sistema por separado presentaría en su operación. El principal objetivo de los sistemas artificiales híbridos es minimizar los requerimientos de energía maximizando así la producción.

Durante la vida productiva de los pozos existe un abatimiento de presión que disminuye los gastos de producción, lo cual ocasiona una baja rentabilidad en la explotación del aceite. Cuando estas características se presentan se vuelve necesario migrar hacia una tecnología de levantamiento artificial que permita incrementar la producción, extendiendo así la vida productiva del pozo. Sin embargo un abatimiento continuo de la presión del yacimiento puede provocar que los sistemas artificiales convencionales se vuelvan ineficientes y no rentables. Esta situación genera la necesidad de desarrollar nuevos avances en la implementación de sistemas artificiales que permitan extender aun más la vida productiva de los pozos, incrementando el índice de recuperación de crudo. La combinación de los sistemas convencionales surge como una solución a este problema.

La aplicación de sistemas artificiales híbridos genera un perfeccionamiento de la producción, en términos de costos y gastos, obteniendo mejores condiciones de las que podrían esperarse utilizando solamente uno de los sistemas de manera individual. Este nuevo enfoque supera ciertas condiciones restrictivas como el tamaño de las tuberías, la profundidad de operación, el corte de agua y gases corrosivos, mientras que prepara a los pozos para cambios futuros en las condiciones que deriven de programas vigentes de inyección de agua o mantenimiento de presión.

El sistema artificial híbrido que puede ser implementado en un pozo de aceite depende de diversos factores que gobiernan y determinan la selección del sistema a emplear. Una buena selección permite optimizar la producción así como un buen funcionamiento en ambientes hostiles y en condiciones exigentes de operación, entre los sistemas híbridos empleados se encuentran:

- Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático.
- Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo hidráulico.
- Bombeo de cavidades progresivas con bombeo neumático.
- Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo mecánico con bombeo neumático.
- Bombeo tipo jet con bombeo neumático.
- Bombeo neumático con embolo viajero.

A continuación se presenta el caso del sistema artificial híbrido conformado por el bombeo electrocentrífugo sumergible y el bombeo neumático, en los capítulos posteriores se tratan los aspectos del sistema combinado por el bombeo de cavidades progresivas y el bombeo electrocentrífugo sumergido, los demás sistemas artificiales híbridos no son tratados en este trabajo de tesis dado que no forman parte del objetivo de esta investigación.

2.5.1 Sistema artificial híbrido: Bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático.

La conjunción de los bombes electrocentrífugo y neumático consiste en un sistema artificial dual, donde ambos sistemas operan simultáneamente. Uno de los propósitos que el sistema tiene es maximizar los beneficios de cada una de las tecnologías para incrementar las reservas recuperables.

Como todo sistema artificial híbrido el objetivo de este método es minimizar el requerimiento total de energía y maximizar la producción. El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido está diseñado para hacer que los fluidos de baja presión alcancen la presión mínima necesaria para que el bombeo neumático opere de manera eficiente. El bombeo neumático se utiliza entonces para aligerar la columna de fluidos mediante la reducción de su densidad total, con ello se logra disminuir el tamaño de la bomba sumergible, una estimación aproximada indica que el peso de la columna se reduce hasta en un 40%, lo cual incrementa el rendimiento del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido. En la Figura 2.37 se muestra el diagrama de flujo de los fluidos con caídas de presión y la acción de los bombes electrocentrífugo y neumático.

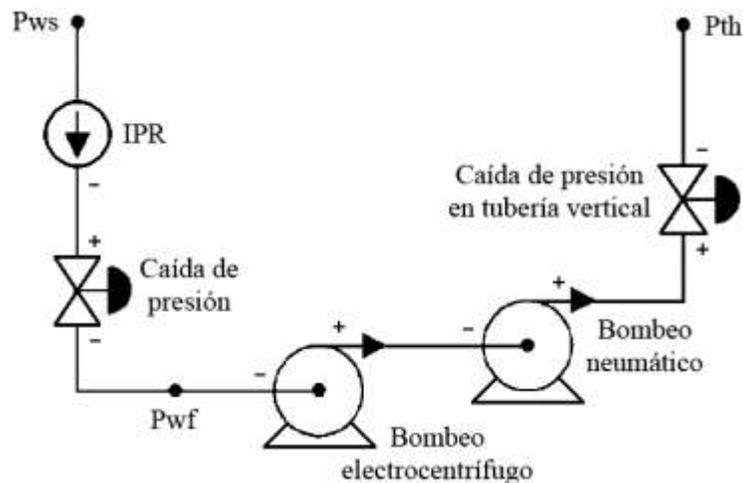


Figura 2.37 Diagrama de flujo del sistema combinado por los bombes electrocentrífugo y neumático.

La combinación de los bombes electrocentrífugo sumergido y neumático se puede realizar de dos maneras distintas. La primera implica la instalación de un emparador que sella la tubería por encima del equipo del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, con ello se aísla la parte del espacio anular que se encuentra debajo de las válvulas de bombeo neumático. En ocasiones debido a la RGA del pozo, el diseño del bombeo electrocentrífugo sumergido convencional requiere de la instalación de un separador de gas que es colocado debajo de la bomba, éste separa el gas del fluido proveniente del yacimiento, entrega el líquido a la bomba mientras que el gas es venteado hacia el espacio anular. En este tipo

de combinación no es posible instalar un separador de gas ya que el empacador impediría que el gas que es venteadado al espacio anular pueda fluir a lo largo de éste, por lo cual esta manera de combinar el sistema no puede ser empleada en pozos cuya producción de gas no pueda ser manejada por la bomba sumergible.

La segunda forma de combinar los sistemas es sin el empleo del empacador, al igual que en la primera forma, en el fondo del pozo son instalados el motor y la bomba sumergible del bombeo electrocentrífugo sumergido y por encima de éstos las válvulas del bombeo neumático. Debido a que no hay un empacador colocado debajo de las válvulas que selle el espacio anular, se instala un separador de gas. Esta combinación es empleada en pozos cuyas características de producción requieran de un separador para un funcionamiento óptimo de la bomba sumergible. Cabe mencionar que al no colocar el empacador se tiene una eficiencia menor, dado que si la bomba llega a fallar no hay forma de aislar al espacio anular de los fluidos producidos, por lo tanto el pozo dejaría de producir. La configuración de este sistema artificial de producción híbrido se muestra en la Figura 2.38.

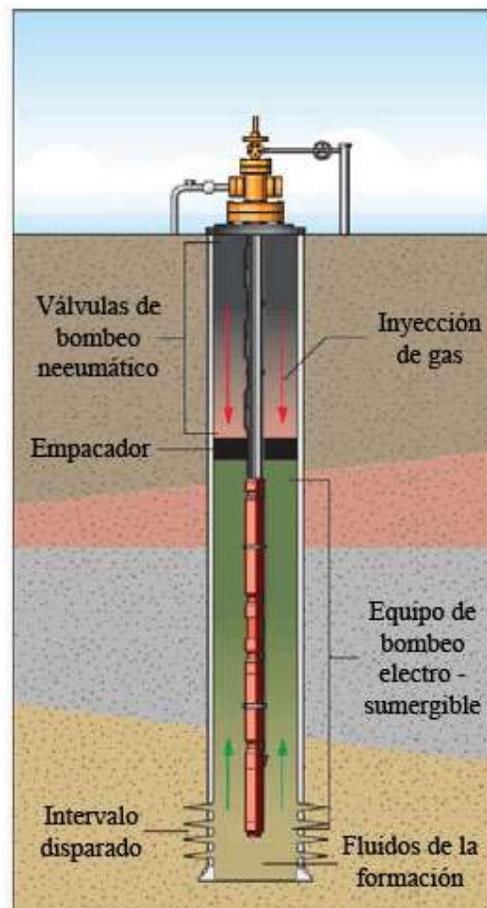


Figura 2.38 Sistema de Bombeo Combinado BEC-BN.

En el diseño del sistema híbrido se realiza un análisis de las siguientes consideraciones técnico-económicas:

1. Establecer las limitaciones y los objetivos preliminares.
 - Composición de los fluidos.
 - Relación gas-líquido menor al 30%.
 - Niveles de corte de agua.
 - Presión de abandono.
 - Gasto de aceite.
 - Instalaciones superficiales existentes (gas o electricidad).

2. Características del yacimiento.
 - Curvas de comportamiento de afluencia.
 - Depositación de asfaltenos.
 - Tendencia de la presión del yacimiento.

3. Comportamiento del flujo vertical con el empleo de los sistemas artificiales combinados.
 - Establecer la disponibilidad del gas de inyección.
 - Diseñar el sistema BEC para fortalecer la energía del yacimiento.
 - Diseñar el sistema de bombeo neumático desde la salida de la bomba.
 - Demostrar las condiciones de operación.
 - Ajustar con prueba y error.

4. Comparar con tecnologías alternativas.
 - Diseñar un sistema artificial para todo el pozo.
 - Diseñar un sistema BEC para todo el pozo.
 - Calcular el valor presente neto de la vida del proyecto para el BN, BEC y los métodos de levantamiento artificial híbridos.
 - Comparar y seleccionar la opción más atractiva.

La terminación del pozo para un sistema artificial híbrido implica superar nuevos retos operativos. El motor, la bomba, el cable del bombeo electrocentrífugo sumergido y los mandriles de bombeo neumático deben ser instalados en la misma terminación. La bomba centrífuga al igual que en el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido convencional se coloca cerca del intervalo disparado a una profundidad por debajo del nivel de los fluidos de la formación, los mandriles se instalan por encima de la bomba a una profundidad que oscila entre 305 y 915 [m], se puede adicionar un separador de gas en caso de que las condiciones de producción así lo requieran.

La optimización de la producción se logra al incrementar la productividad del proyecto en desarrollo reduciendo en la mayor medida posible los gastos de inversión así como los requerimientos de energía. Mediante el uso simultáneo de los bombeos neumático y electrocentrífugo sumergido es posible reducir los

costos de inversión en el equipo empleado así como los requerimientos del gas de compresión lo cual se refleja en un incremento de la productividad.

Se pueden variar las cantidades de los sistemas artificiales durante la vida del proyecto, de tal manera que, los gastos de entrega puedan ser optimizados continuamente, reduciendo las pérdidas de energía. Existen dos maneras de variar las cantidades en los sistemas artificiales. La primera es mediante la variación de la velocidad del motor de la bomba centrífuga y la segunda manera es cambiando la cantidad del gas de inyección. La combinación de estas prácticas puede extender el ciclo de vida del equipo.

En este sistema artificial híbrido, una variación preferencial del gas controla la cabeza de líquido total y, por lo tanto, el punto de operación de la bomba. Esto elimina los complejos variadores digitales de frecuencia para el motor eléctrico.

El modelado apropiado del flujo vertical y la simulación de pozos se requieren para demostrar la factibilidad de esta tecnología. Los estudios de sensibilidad incluyen:

- Profundidad de instalación de la bomba.
- Punto de inyección.
- Presión del yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo.
- Gasto.
- Variaciones en las cantidades de los sistemas artificiales.

El principal beneficio que se obtiene con el uso del sistema artificial híbrido es la reducción del tamaño y volumen del equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido así como de los requerimientos del bombeo neumático. La bomba electrosumergible desarrolla presiones diferenciales de flujo más grandes en el fondo del pozo que el bombeo neumático para dar un determinado gasto, sin embargo el empleo simultáneo de los dos sistemas hacen posible el uso de una bomba y un motor más pequeños. Con la reducción del tamaño del equipo las inversiones y los costos de mantenimiento de las instalaciones son menores. La combinación ideal de los sistemas puede extender la vida útil del equipo costoso, lo cual aumenta la rentabilidad de la implementación de dicho sistema híbrido.

Los beneficios de implementar una tecnología de sistema artificial de producción híbrido incluyen aspectos:

- **Operativos:** Optimización del gas de compresión y de los requerimientos eléctricos, pues el sistema artificial híbrido reduce en un orden del 15 al 20% los requerimientos totales de energía.
- **Económicos:** Reducción de la inversión inicial y de los costos de mantenimiento y operación.
- **Ingeniería de yacimientos:** Se reduce la presión de abandono y se obtienen recuperaciones mayores.

Las principales áreas de aplicación del sistema artificial híbrido incluyen pozos nuevos y en desarrollo, campos maduros, campos con bajo suministro de gas, bajo índice de productividad y pozos profundos. El sistema es aplicable a pozos marinos, debido a que no requiere de grandes instalaciones superficiales, a excepción de una fuente de compresión de gas la cual puede estar situada en tierra, opera a grandes profundidades, a altas temperaturas, alta relación gas aceite, es resistente a la corrosión, puede manejar altos volúmenes de producción y gracias a que no cuenta con sarta de varillas puede ser implementado en pozos desviados. La Tabla 2.5 presenta una comparación entre las ventajas y desventajas de los sistemas de bombeo electrosumergible, neumático y el sistema combinado por ambos.

Aspectos	Bombeo Neumático	BEC	Sistema Artificial Híbrido
Tecnología	Inyección de gas comprimido para cambiar la densidad del fluido del yacimiento.	Utilizado para fortalecer la energía del yacimiento y reducir la Pwf.	Combinación de las ventajas de los bombesos neumático y electrocentrífugo para optimizar el valor presente neto.
Limitaciones	Ineficiente para Pwf < 42 [kg/cm ²]. Ineficiente para cortes de agua > 80%.	No funciona con gastos de gas > 30%.	No funciona con gastos de gas > 30%.
Ventajas	Instalaciones existentes. Muchos años de experiencia.	Costo diario relativamente bajo. Baja inversión para profundidades someras. Bajas presiones de abandono.	Optimización de las instalaciones de acuerdo a las guías de operación: Menos gas de impulso y menor tamaño de BEC. Mayor ciclo de vida, bajos costos operativos. Bajas presiones de abandono.
Desventajas	Requiere instalaciones para la compresión del gas. Altos costos diarios de operación.	Requiere una fuente de energía eléctrica. Ciclo corto de vida para el cable de transmisión y sus componentes.	Requiere ambos: instalaciones para la compresión del gas y una fuente de energía eléctrica.

Tabla 2.5 Comparación entre las ventajas y desventajas del bombeo neumático, bombeo electrocentrífugo sumergido y el sistema artificial híbrido.¹³

2.5.2 Implementación del sistema artificial híbrido, bombeo electrocentrífugo sumergido con bombeo neumático en los campos Balcon y Tello.

Los campos Balcon y Tello están localizados en el Valle del Alto Río Magdalena cerca de la ciudad de Neiva en Colombia, los campos fueron descubiertos en 1988 y 1972, respectivamente. En el año 2000, el campo Balcon se encontraba bajo un programa de inyección de agua y la simulación de yacimientos predecía grandes incrementos en la producción total de fluidos de los pozos productores de aceite, tanto existentes como futuros.

El campo Balcon produce a partir de la formación Caballos de la Era Cretácica Inferior, a una profundidad promedio de 2,960 [m]. El mecanismo de empuje del yacimiento es por gas disuelto con un acuífero débil. A principios de 1996, comenzó un proceso de inyección de agua. La Figura 2.39 muestra el esquema de un pozo típico del campo Balcon.

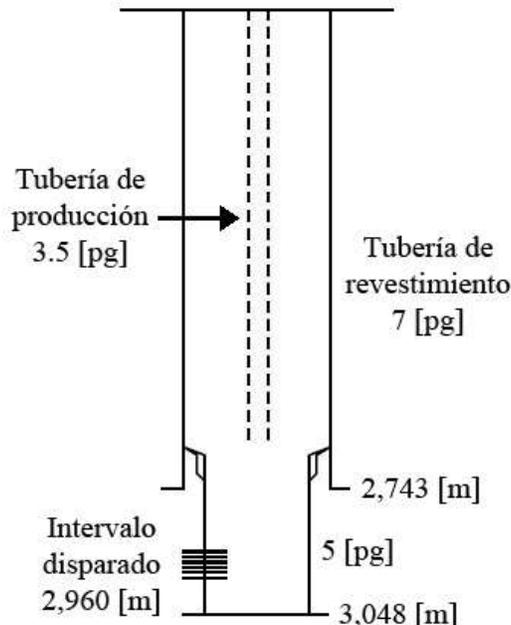


Figura 2.39 Esquema de un pozo típico del campo Balcon.

El campo Tello produce a partir de la formación Monserrate que corresponde a la Era Cretácica Superior, a una profundidad de 2,470 [m]. El mecanismo de empuje del yacimiento es gas disuelto, combinado con un acuífero moderado. En 1997 se comenzó a implementar en el campo el mantenimiento de presión mediante la inyección de agua. El esquema de un pozo típico del campo Tello se observa en la Figura 2.40.

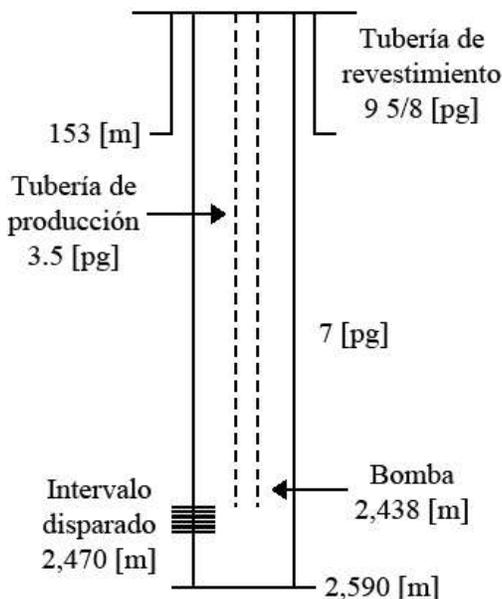


Figura 2.40 Esquema de un pozo típico del campo Tello.

Los sistemas artificiales de producción son diseñados e instalados para fortalecer la producción de fluidos de pozos que están produciendo a profundidades en donde la energía del yacimiento no es suficiente. El requerimiento de potencia y el tamaño del equipo superficial y subsuperficial dependen de la profundidad del pozo, gasto de producción deseado, corte de agua, etc.

Para cualquier sistema artificial, el requerimiento de potencia puede ser calculado simplemente mediante la aplicación de cálculos de potencia hidráulica que tomen en cuenta la presión diferencial a través del sistema, el gasto total de fluidos y la eficiencia de acuerdo al tipo de sistema artificial. En resumen, el sistema artificial debe proveer al fluido la suficiente energía para alcanzar las instalaciones de recolección.

A los pozos del campo Balcon les fue instalado el bombeo neumático como sistema artificial inicial. De acuerdo con el pronóstico de producción, el sistema artificial existente no proveerá la suficiente energía para alcanzar el gasto de fluidos pronosticado para cada pozo, esta situación se ve empeorada por otras limitaciones mecánicas como el tamaño de la tubería de revestimiento y del liner.

Se llevó a cabo un análisis económico para evaluar el costo del reemplazamiento del sistema artificial existente, con los resultados de un proyecto marginal. Las opciones para reducir el gasto de capital y optimizar la utilización de los activos existentes fueron analizadas, llegando a la conclusión de un proyecto para combinar el bombeo neumático con un sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, que ha sido llamado ESP-BN (por sus siglas en inglés) o "Electrogas". Esto permitirá que los pozos produzcan el fluido suficiente para cumplir con los gastos de producción predichos por el modelado del yacimiento.

Los pozos del campo Tello producen principalmente por bombeo mecánico. El campo ha estado produciendo bajo recuperación primaria y la presión del yacimiento ha estado decreciendo continuamente. Muchos de los pozos tienen buena productividad, pero la mayoría de ellos producen a una presión de entrada de la bomba muy baja. Esto favorece la falla de la sarta de varillas y una condición de bombeo severa; por lo tanto, el costo directo del levantamiento y la producción se ven afectados, incrementando así los costos unitarios.

El bombeo neumático se utiliza para reducir el perfil de presión en la tubería de producción lo cual permite que los fluidos del yacimiento alcancen las instalaciones de producción. La reducción del peso de la columna de fluidos es el principio utilizado para combinar un sistema artificial primario. Básicamente, esto significa que al inyectar gas en la columna de fluidos, los requerimientos de descarga de presión para el bombeo mecánico o el bombeo electrocentrífugo sumergido, se reducen.

Una menor presión diferencial a través de la bomba (ΔP), significa menos energía a ser suministrada por el sistema a los fluidos para poder alcanzar las instalaciones de producción. Los beneficios que esto conlleva son: menor cantidad de equipo superficial y subsuperficial, menor consumo de energía y menor gasto de capital. La Figura 2.41 muestra la comparación del perfil de presión dentro de la tubería de producción al emplear el sistema combinado BEC-BN con el perfil de presión al usar un sistema convencional de bombeo mecánico o electrocentrífugo.

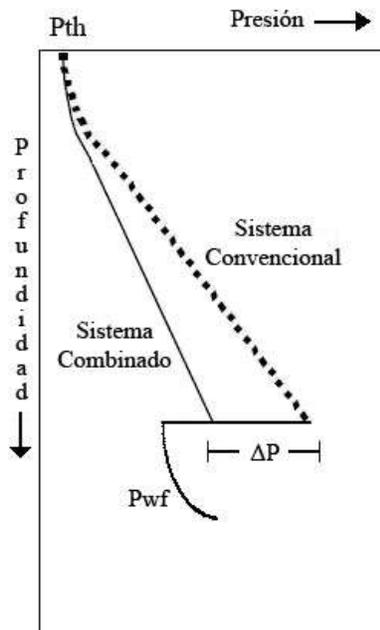


Figura 2.41 Esquema del perfil de presión dentro de la TP con el sistema de BM o BEC trabajando individualmente y el perfil de presión de un sistema artificial combinado, en donde la columna de fluidos ha sido aligerada debido al gas inyectado.

En el diseño del sistema artificial híbrido propuesto, se aplican todos los principios de diseño del bombeo neumático para la adición de presión, profundidad de inyección, volumen disponible de gas y relación gas líquido. Al igual que en el sistema de bombeo neumático convencional, existen puntos óptimos para la inyección del gas, relacionados con el fenómeno de flujo multifásico vertical y horizontal en tuberías.

Para evaluar el efecto neto de los sistemas artificiales híbridos, puede emplearse el concepto de *profundidad equivalente* para la bomba. Esto significa una nueva profundidad funcional, en lugar de la profundidad operacional (actual), que debe ser utilizada para evaluar el comportamiento del sistema. Este valor es el resultado de comparar el perfil de presión de un sistema artificial convencional y el sistema híbrido utilizando bombeo neumático.

En la Figura 2.42 se muestra el punto A que representa la descarga actual de un bombeo electrocentrífugo sumergido o de un bombeo mecánico convencional y el punto B que representa la descarga de una columna de fluidos aligerada debido a la inyección de gas. El valor de la presión B extendido hacia el punto C sobre la curva de gradiente de un sistema convencional, representa un punto equivalente en la presión pero a una diferente profundidad para la bomba subsuperficial. Es decir, esto significa que este es el nuevo nivel de presión requerido para diseñar una bomba que produzca el gasto de fluidos correspondiente. La profundidad actual de la bomba no ha cambiado. El punto D corresponde a la instalación equivalente de la bomba subsuperficial de los sistemas combinados con respecto al sistema convencional. La diferencia de presiones entre A y B representa menor potencia para un sistema artificial en términos de la cabeza dinámica.

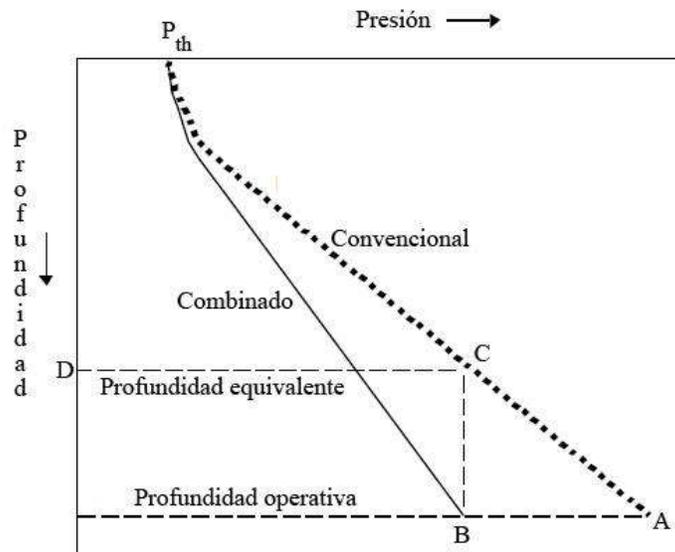


Figura 2.42 Instalación de la bomba subsuperficial de un sistema combinado a la profundidad equivalente.

El concepto de profundidad equivalente es importante para el diseño y la evaluación de los beneficios de los sistemas artificiales híbridos, en algunos casos particulares. Entre los beneficios de la implementación, el sistema puede ser ajustado a las continuas condiciones cambiantes de un yacimiento que esté bajo un programa de inyección de agua o mantenimiento de presión, que pueda imponer un cambio continuo en el perfil de presión dentro de la tubería de producción.

En el proceso de diseño de sistemas artificiales híbridos para condiciones específicas de pozo, el sistema artificial convencional se diseña primero, dado que éste representará el punto A en la Figura 2.42. Después, con el mismo comportamiento de afluencia del pozo, el sistema artificial es diseñado para una profundidad más somera.

La profundidad más somera se infiere a partir de los menores requerimientos de presión obtenidos al inyectar gas en puntos específicos en la tubería de producción. En este sentido, y siguiendo este enfoque, todos los requerimientos del sistema artificial primario pueden calcularse para cada profundidad equivalente entre los puntos A y D mostrados en la Figura 2.42. La profundidad equivalente se obtiene siguiendo los pasos habituales para el diseño del bombeo neumático, tomando en cuenta la presión de inyección, la cantidad de gas y la profundidad del punto de inyección.

Para un caso específico se puede observar que al incrementar la inyección de gas mientras se mantienen constantes los otros parámetros, se reduce la profundidad equivalente (Figura 2.43).

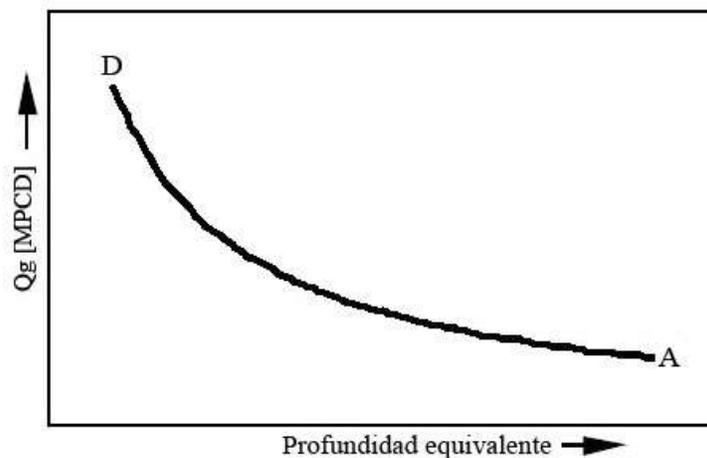


Figura 2.43 Relación entre la cantidad de gas inyectado y la profundidad equivalente.

Los requerimientos del equipo tanto en tamaño como en consumo de energía se reducen si éste está diseñado para profundidades equivalentes menos profundas. Los equipos que sufren grandes reducciones son: la unidad de bombeo, el tamaño del motor eléctrico y el grado de la varilla, para el caso del bombeo mecánico; y

para el bombeo electrocentrífugo sumergido lo hacen la bomba, el motor, el cable y el variador de frecuencia (Figura 2.44).

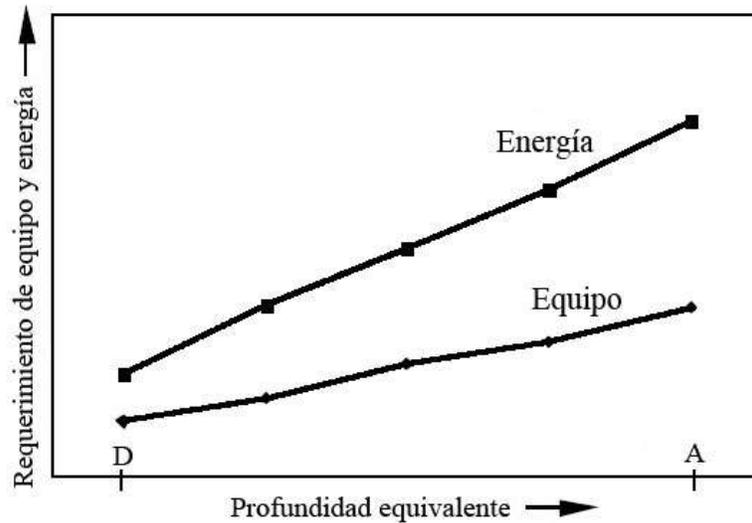


Figura 2.44 Variación de la cantidad necesaria de energía y equipo con respecto a la profundidad equivalente.

La reducción en los requerimientos del equipo y el consumo de energía puede obtenerse con la implementación de sistemas artificiales híbridos que generen resultados comerciales positivos en términos de reducción y optimización de costos y activos existentes.

Una de las principales restricciones que se presento para la implementación del sistema híbrido en los campos Balcon y Tello, fue la necesidad de continuar separando el gas en el fondo del pozo, aunado a esto, dado que la inyección de gas para el funcionamiento del bombeo neumático es continua se podrían presentar problemas por candado de gas. Para resolver esta situación fueron evaluadas dos alternativas. La primera alternativa implica la inyección del gas dentro de la tubería de producción por medio de un conducto paralelo a ésta, el cual se encuentra conectado a los mandriles (Figura 2.45).

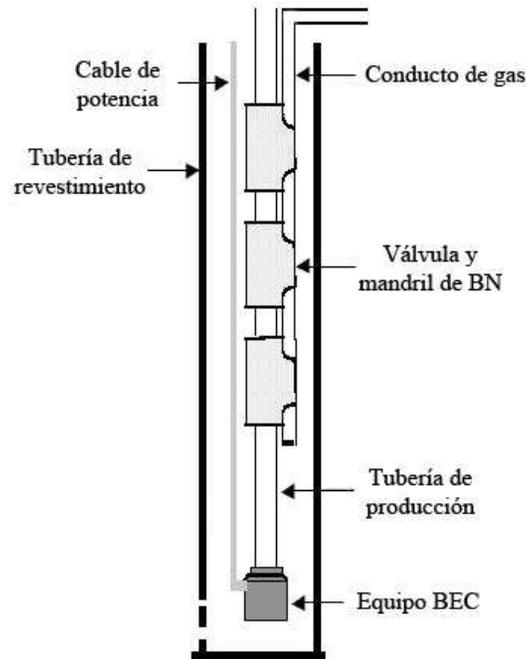


Figura 2.45 Instalación del sistema combinado empleando un conducto paralelo para la inyección de gas.

La segunda alternativa contempla el empleo de un manejador avanzado de gas que permite bombear el líquido gaseoso mediante el uso del bombeo electrocentrífugo sumergido, esto gracias a que el manejador avanzado de gas reduce el tamaño de las burbujas de gas, cambiando su relación con el líquido (Figura 2.46).

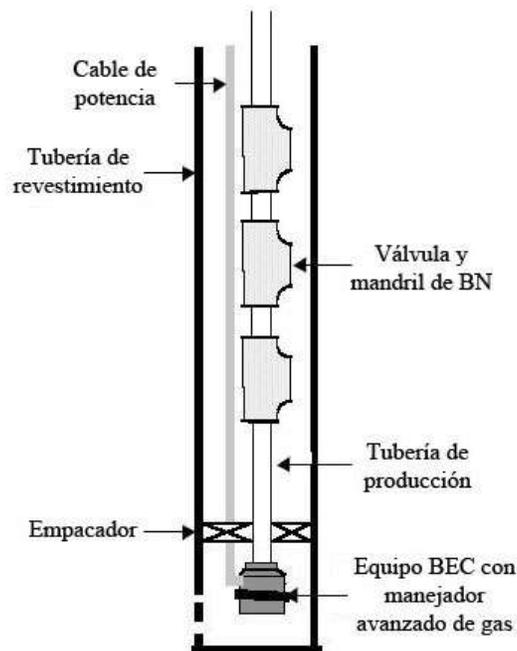


Figura 2.46 Instalación del sistema combinado empleando un manejador avanzado de gas.

En la primera alternativa, el diámetro del conductor de gas se encuentra restringido por el tamaño de la tubería de revestimiento y, debido a las pérdidas de presión dentro del conducto de gas, el punto de inyección es considerablemente menos profundo que cuando se utiliza el manejador avanzado de gas; la diferencia varía entre 610 y 1,524 [m]. La influencia del punto de inyección de gas en el valor de la profundidad equivalente se muestra en la Figura 2.47.

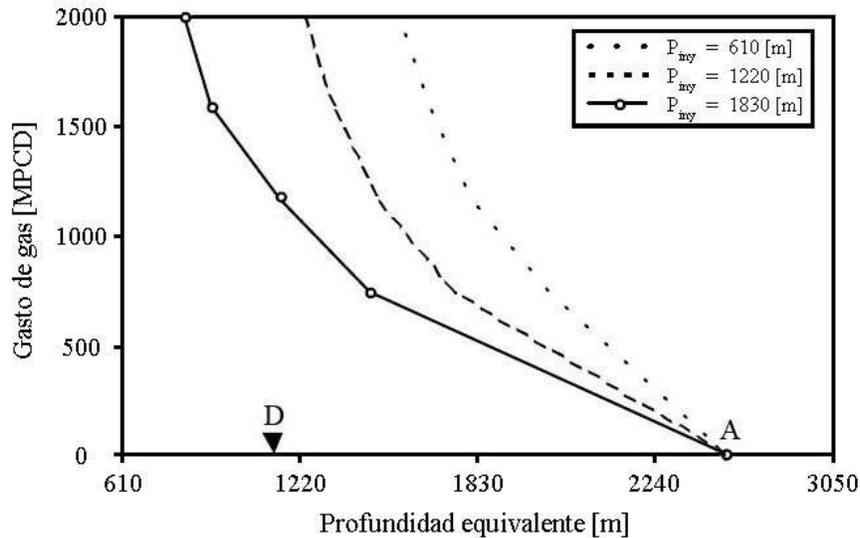


Figura 2.47 Efecto de la profundidad del punto de inyección en la profundidad equivalente.

Después de una evaluación técnica y económica fue seleccionada la alternativa de emplear el manejador avanzado de gas en la implementación del sistema artificial híbrido. La instalación del sistema híbrido en el campo Balcon comenzó a mediados de 1998, obteniendo un incremento en la producción de alrededor de 3,300 [bpd]. Para 1999 cuatro pozos del campo Balcon producían con el sistema híbrido.

Es notable observar que al reducir la profundidad equivalente es posible reducir el número de etapas de bombeo requeridas, así como el consumo de energía. En términos generales, inyectar grandes gastos de gas o tener puntos de inyección más profundos reduce la profundidad equivalente. La reducción de la presión de descarga de la bomba es medular para obtener beneficios, el sistema híbrido ha alcanzado reducciones de hasta 133 [kg/cm²], logrando un promedio general del 44% comparado con la presión de descarga de un sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido convencional. Todos los otros resultados y beneficios son proporcionales a esta reducción de presión. Estas presiones de descarga han sido calculadas con correlaciones de flujo seleccionadas a partir de datos históricos de campo y corroboradas con mediciones de manómetros de fondo instalados en los pozos.

Cabe mencionar que en dos pozos existe una reducción de la profundidad funcional (profundidad operativa menos la equivalente) de más de 1,524 [m]; esto

es más del 50% de la profundidad actual. El ahorro total en el consumo de energía es de alrededor de 400 [kW], representando un ahorro anual neto de alrededor de 110 [MDD].

La bomba y el tamaño de motor requeridos se reducen entre 33 y 67%, la reducción de estos y otros componentes del bombeo electrocentrífugo sumergido tales como el variador de frecuencia y el cable de potencia, significa un decremento en la inversión para equipo de alrededor de 700 [MDD]. La cabeza dinámica total promedio del sistema híbrido es 57% menor que en un sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido convencional. El efecto de reducir la profundidad equivalente puede ser comparado con un incremento del diámetro interno de la tubería de producción de alrededor de 1.5 [pg].

Dentro de las ventajas que se obtienen de la implementación del sistema híbrido destacan las siguientes:

- La capacidad para reducir las pérdidas de producción cuando el bombeo electrocentrífugo sumergido está desactivado, al seguir con la inyección de gas continuo. Se ha encontrado que al menos un 30% de la producción normal puede obtenerse mediante bombeo neumático individual.
- La envolvente operativa es más amplia que con sistemas individuales, permitiendo ajustes para tener en cuenta las condiciones cambiantes del pozo.
- Con la instalación del sistema artificial híbrido se solucionan algunos problemas como la restricción en el tamaño de las tuberías y la profundidad operativa.
- Se aminora la corrosión interna de la tubería al reducir la presión parcial de los gases corrosivos por medio de la disminución en la presión de descarga de la bomba.
- Se combina en un solo sistema la flexibilidad del bombeo electrocentrífugo sumergido o del bombeo mecánico (sistema primario) y la del bombeo neumático (sistema secundario). Esto se debe a que la frecuencia o la velocidad de la carrera pueden ser combinadas con cierta cantidad de gas inyectado para sacar el mayor provecho de ambos sistemas.
- Incrementa la vida útil del equipo de fondo, y trata de evitar el cambio de éste debido a las variaciones en la productividad del pozo.
- Amplía el intervalo de selección del equipo de fondo.
- Reduce los costos operativos y de desarrollo futuro en campos con pozos profundos, pozos con diámetro reducido, altos cortes de agua, altos gastos, localizaciones aisladas y continua variación de la productividad debido a inyección de agua o a programas de recuperación mejorada.
- Busca extender los ciclos de vida de la infraestructura de sistemas artificiales existentes en campos maduros.
- Reduce las demoras en la producción, en caso de falla o de mal funcionamiento de un sistema, haciendo producir a los pozos a bajos gastos hasta que el problema es solucionado.

- Reduce la carga excesiva durante el arranque del sistema primario, principalmente en pozos que producen fluidos pesados.

Con lo anterior se comprueba la gran utilidad que representa la implementación de un sistema artificial de producción híbrido, en este caso se pudo observar que el sistema BEC-BN o electrogas como es conocido, ha resultado ser la mejor solución para elevar la producción de aceite de los campos Balcon y Tello. Los avances tecnológicos de los sistemas artificiales han permitido la conjunción de éstos, logrando así el desarrollo de sistemas artificiales de producción híbridos que son capaces de optimizar la producción de los hidrocarburos, aunado a esto, incrementan la vida útil de los equipos reduciendo la cantidad de energía y equipo necesario.

Los beneficios aportados por el sistema híbrido electrogas a la producción de los campos Balcon y Tello no es más que un reflejo de la esencia que debe tener un sistema artificial de producción. Cabe señalar que los resultados obtenidos en estos dos campos colombianos deben ser un ejemplo para aquellos campos que no se encuentren produciendo valores óptimos de hidrocarburos, pues con un análisis de factibilidad técnico-económico pueden evaluar los pronósticos de producción con la implementación de un sistema artificial híbrido y así compararlo con el pronóstico de producción que arrojan las condiciones actuales bajo las cuales se encuentran produciendo.

El desarrollo de los sistemas artificiales híbridos abre una ventana que muestra una amplia gama de posibles soluciones a los problemas de mala productividad de los campos marginales, además se debe señalar que estos sistemas artificiales de producción híbridos serán una herramienta muy útil en la explotación de los yacimientos marinos. Sin embargo no se debe caer en el error de pensar que con la implementación de los sistemas artificiales de producción híbridos se solucionarán todos los problemas de mala productividad.

CAPÍTULO 3

- **Bomba metálica para la producción de aceite pesado.**
- **Sistema de bombeo ESPCP.**
- **Bomba con sistema de reguladores hidráulicos.**

CAPÍTULO III. NUEVOS DESARROLLOS EN LA BOMBA SUBSUPERFICIAL.

La continua necesidad de la industria petrolera de optimizar la explotación y producción de los pozos petroleros a llevado a las empresas del área de los sistemas artificiales de producción, ha desarrollar nuevas tecnologías así como innovadoras técnicas de operación, que permitan mejorar el rendimiento, ampliar el rango de aplicación y maximizar la producción de hidrocarburos minimizando los requerimientos de energía y equipo. Dichos desarrollos permiten realizar las operaciones de mantenimiento y reparación de los sistemas con una mayor eficiencia, incrementando la vida útil del equipo empleado. La bomba subsuperficial del bombeo de cavidades progresivas, es la parte fundamental de este sistema, así mismo su principio de operación es quien le da nombre a este método de levantamiento artificial, a continuación se describen los nuevos desarrollos que se han presentado en la bomba subsuperficial a lo largo de los últimos años.

3.1 Bomba de cavidades progresivas metálica para la producción de aceite pesado a altas temperaturas.

En la implementación de un sistema artificial de producción, cuando se tiene disponible gas a alta presión, el bombeo neumático resulta atractivo debido a que implica intervenciones en el pozo con un costo relativamente bajo y tolera restricciones como alto contenido de gas, producción de arena y altas temperaturas, entre otras. Sin embargo, en el caso de producción a altas temperaturas de aceites pesados y bitumen, se promueve la evaporación instantánea en el fondo del pozo lo que disminuye la eficiencia de este sistema.

Por mucho tiempo las bombas accionadas por un balancín o una varilla fueron empleadas para el manejo de cualquier tipo de fluidos debido a que son simples y conocidas, pero se tienen varios inconvenientes que limitan el rendimiento y la producción de estos pozos. En el caso de aceites pesados las principales limitantes bajo este tipo de bombas son el desprendimiento de la varilla, lo cual empeora el riesgo de depositación de arena en la bomba; y la producción en pozos horizontales o muy desviados debido a la varilla.

En la actualidad, la producción de aceite pesado a bajas temperaturas (de hasta 93 °C) se realiza principalmente mediante las bombas de cavidades progresivas, gracias a su baja inversión de capital y gastos de operación; y a su adaptabilidad para fluidos viscosos y abrasivos.¹⁴ Sin embargo, para la producción de aceite a altas temperaturas éstas no son apropiadas debido al elastómero de la bomba, el cual no puede soportar temperaturas por encima de los 177 °C.

Es por ello que las empresas francesas PCM Pompes (fundada en 1932 por el inventor de la bomba de cavidades progresivas René Moineau)¹⁵ y TOTAL E&P decidieron unir esfuerzos que han conducido al desarrollo de un proceso de

fabricación de una bomba de cavidades progresivas totalmente metálica, evitando así la debilitación del elastómero. Las pruebas de validación iniciaron a principios del 2005.

3.1.1 Proceso y diseño de la bomba metálica.

Para la fabricación del estator sin elastómero se utilizó el proceso de hidroformación, el cual es un proceso de manufactura que resulta interesante cuando se requiere obtener superficies complejas con un espesor uniforme, en la actualidad este proceso es ampliamente utilizado en la industria automotriz y aeronáutica para construir partes de los armazones o colectores. La hidroformación consiste en poner un tubo de acero en un troquel e inyectar agua a alta presión de tal manera que el tubo llene las cavidades del troquel y se obtenga la forma final. Esta tecnología es apta para la fabricación del estator metálico. El proceso comienza con una flexión para dar una forma previa al tubo. Después de esto se utilizan lubricantes especiales para reducir la fricción entre el tubo y el troquel (Figura 3.1).

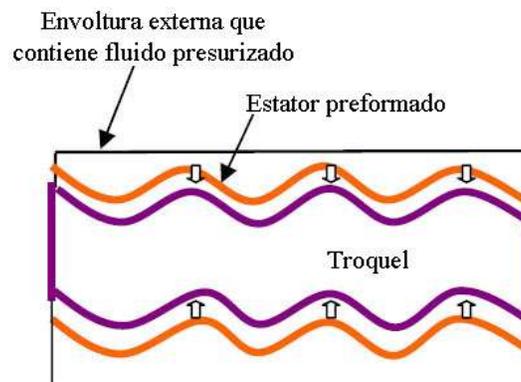


Figura 3.1 Principio de hidroformación.

Una vez terminado el proceso de hidroformación, el estator puede ser revestido internamente para incrementar su dureza, resistencia a la abrasión y por consiguiente su vida útil.

El diseño de la bomba de cavidades progresivas metálica (Figura 3.2) consiste en:

- Un rotor (revestido), comparable con el rotor de la bomba con elastómero.
- Una superficie activa del estator fabricada mediante hidroformación.
- Una envoltura externa que permite la conexión de todos los elementos y conexiones para adaptarla a la tubería de producción.

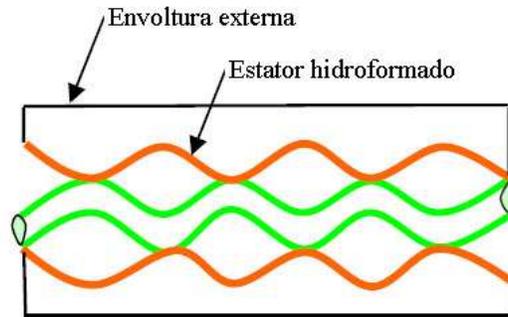


Figura 3.2 Esquema de una bomba de cavidades progresivas metálica.

3.1.2 Comparación entre la bomba de cavidades progresivas con elastómero y la bomba de cavidades progresivas metálica.

La bomba metálica tiene mayores aplicaciones que la bomba con elastómero en términos de:

Temperatura de operación: El acero y los revestimientos pueden ser elegidos tanto para aplicaciones a altas temperaturas (más de $199\text{ }^{\circ}\text{C}$) como para bajas temperaturas (temperaturas bajas o negativas); el acero para el rotor y el estator es elegido con la finalidad de tener la misma expansión térmica de tal manera que el ajuste entre estas partes permanezca siempre igual sin importar cuál sea la temperatura de operación.

Compatibilidad química con el fluido bombeado: En la mayoría de los casos el acero no reaccionará con el fluido bombeado, excepto en donde el contenido de H_2S sea demasiado elevado. Este caso implicaría el uso de un acero duplex.

La bomba de cavidades progresivas metálica requiere la misma instalación y herramientas de operación que la bomba de cavidades progresivas convencional y ofrece bajos costos de inversión y operación.

3.1.3 Prueba del prototipo con agua.

La plataforma de pruebas está localizada en Gonfreville, Francia, uno de los centros de investigación de TOTAL (Figura 3.3). Cabe señalar que en los puntos 3.1.3 y 3.1.4 se manejan como unidades, $^{\circ}\text{C}$ para la temperatura, $[\text{m}^3/\text{d}]$ para el gasto de producción, $[\text{bar}]$ para la presión, $[\text{rpm}]$ para la velocidad y $[\text{cp}]$ para la viscosidad dado que son las unidades empleadas en las pruebas. La plataforma de pruebas que se utilizó está diseñada para manejar aceite pesado de hasta $230\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $90\text{ }[\text{bar}]$. En la Figura 3.3 se observa la plataforma de pruebas tal y como fue instalada en marzo de 2005. Los dispositivos instalados permiten la medición del gasto, torque, temperatura y presión a lo largo de la plataforma. Un medidor de orificio provee los datos sobre el flujo.



Figura 3.3 Plataforma de pruebas empleada.

El primer prototipo de la bomba metálica elaborado por PCM se designó como 400MET1000 en donde el primer número representa una aproximación de la capacidad en $[m^3/d]$ a 500 $[rpm]$ con una carga hidrostática nula, mientras que el segundo número representa la capacidad nominal de la carga hidrostática en metros.

Primero la bomba fue probada con la plataforma de pruebas llena de agua a 20 °C para determinar las características hidráulicas tales como gasto, presión y torque de la bomba. En la Figura 3.4 se observa el comportamiento del gasto con respecto a la variación de la velocidad de la bomba para incrementos de presión de 0, 25, 50 y 75 $[bar]$ (entiéndase incremento de presión como el aumento de presión generado dentro de la bomba de cavidades progresivas, es decir, es la diferencia de presión que existe entre el valor de la presión de admisión y el valor de la presión de descarga).

La prueba demostró la capacidad de operación de la bomba metálica. El resbalamiento (entiéndase resbalamiento como el flujo de fluido que escurre por las líneas de sello que forman las cavidades, el fluido resbala o escurre de la cavidad de alta presión a otra de baja presión) a 75 $[bar]$ es de 100 $[m^3/d]$, lo cual representa un 30% del total del gasto a 500 $[rpm]$. La variación del resbalamiento en la salida contra la presión disminuye lentamente cuando la presión se incrementa. Este fenómeno es contrario en una bomba operada con elastómero, en donde el resbalamiento aumenta con rapidez a medida que la presión se incrementa. La eficiencia total de la bomba depende estrechamente de las características de contacto entre el rotor y el estator y se define como la potencia hidráulica entre la potencia mecánica.

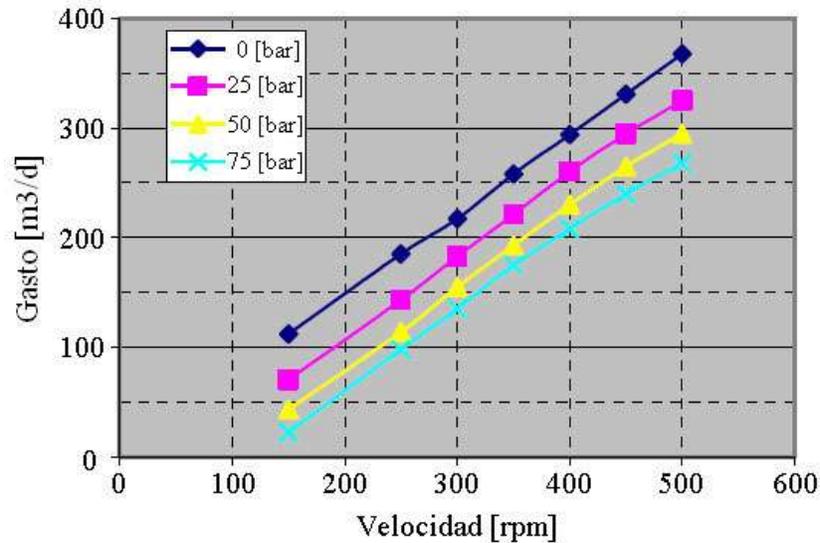


Figura 3.4 Curva característica del gasto de agua.

Tanto la fricción como el resbalamiento reducen la eficiencia general de la bomba. Debido al gran resbalamiento, al someter a un fluido poco viscoso a altos valores de incremento de presión, la eficiencia resulta ser baja. La Figura 3.5 muestra el comportamiento de la eficiencia de la bomba al trabajar con agua, la curva se construyó a partir de las mediciones del gasto, presión y torque llevadas a cabo por el prototipo antes de ser probada con aceite pesado. Al bombear crudos pesados el gasto de resbalamiento disminuirá y la eficiencia será mayor.

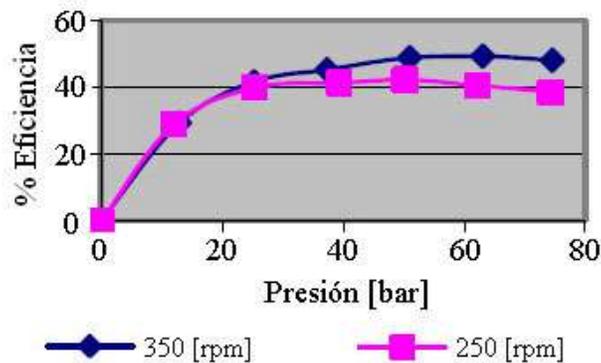


Figura 3.5 Eficiencia de la bomba empleando agua a 20 °C.

3.1.4 Prueba del prototipo con aceite pesado.

Una vez realizadas las pruebas de comportamiento de la bomba metálica con agua, se procedió a realizar las pruebas con aceite pesado. El objetivo de las pruebas consistió en validar el comportamiento de la bomba con el fluido cuando la temperatura cambia drásticamente la viscosidad de éste.

Se realizaron tres tipos de pruebas descritas a continuación:

Pruebas de desempeño.

En este caso la plataforma de pruebas fue llenada con aceite pesado de 8°API. La Figura 3.6 presenta el comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura.

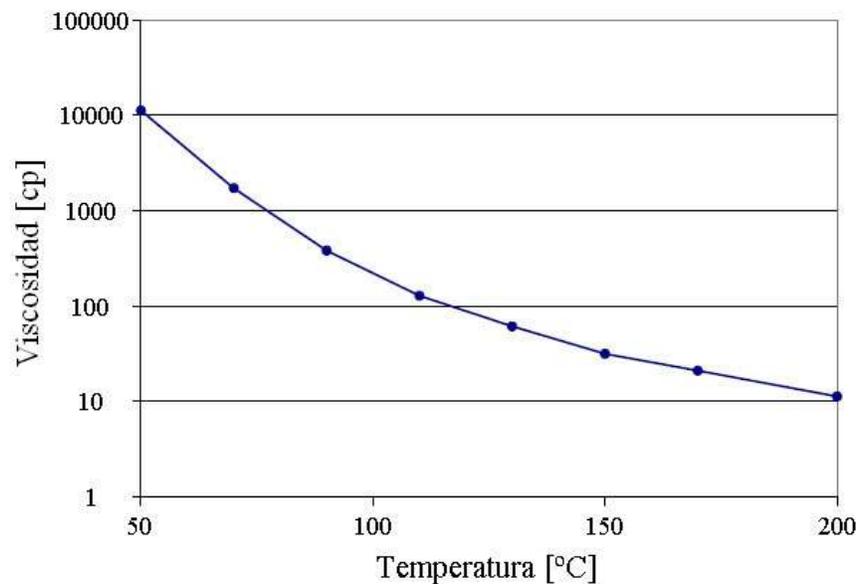


Figura 3.6 Comportamiento de la viscosidad del aceite al variar la temperatura.

Los parámetros del fluido que se tomaron en cuenta para las pruebas son:

Temperatura de flujo: 92, 150 y 200 °C.

Incremento de presión: 0, 25, 50 y 75 [bar].

Los datos de comportamiento se hicieron para:

Velocidad: 100, 200, 300 y 350 [rpm].

Para finalizar también se llevó a cabo una prueba adicional a 400 [rpm] y 200 °C. Para cada conjunto de estos tres parámetros se midieron presiones, gastos y torques, todo con la finalidad de verificar el comportamiento de la bomba bajo condiciones actuales del fluido. Cabe mencionar que debido a las restricciones de flujo, la plataforma de pruebas no permitió llevar a cabo las pruebas bajo un incremento de presión nulo a gastos y viscosidades máximas. En la Figura 3.7 se muestra el comportamiento del gasto de producción para velocidades de la bomba de 100, 200, 300 y 350 [rpm], al variar el incremento de presión generado en la bomba y a una temperatura de 92 °C.

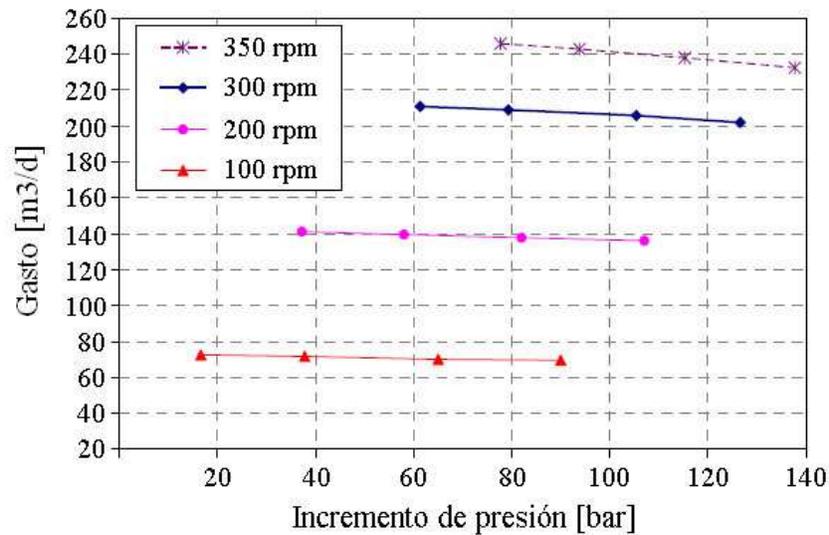


Figura 3.7 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 92 °C y 318 [cp].

Al incrementar la temperatura del aceite pesado a 150 °C, se observa un cambio abrupto en el comportamiento del gasto de producción al variar el incremento de presión, a velocidades de la bomba de 100, 200, 300 y 350 [rpm], la tendencia de las curvas se observa en la Figura 3.8.

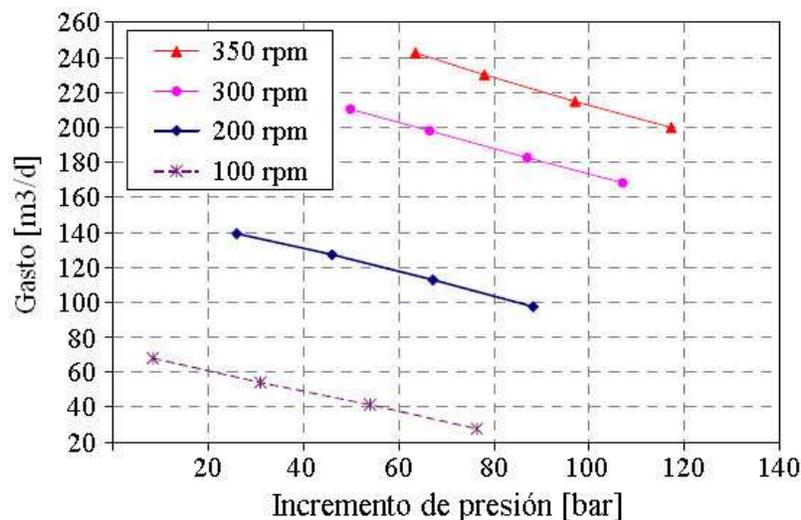


Figura 3.8 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 150 °C y 37 [cp].

Otra prueba fue realizada empleando aceite pesado a 200 °C y a diferencia de las pruebas hechas a 92 y 150 °C, se efectuó una prueba adicional a una velocidad de la bomba de 400 [rpm], los resultados obtenidos se presentan en la Figura 3.9 que muestra el comportamiento de las curvas del gasto de producción.

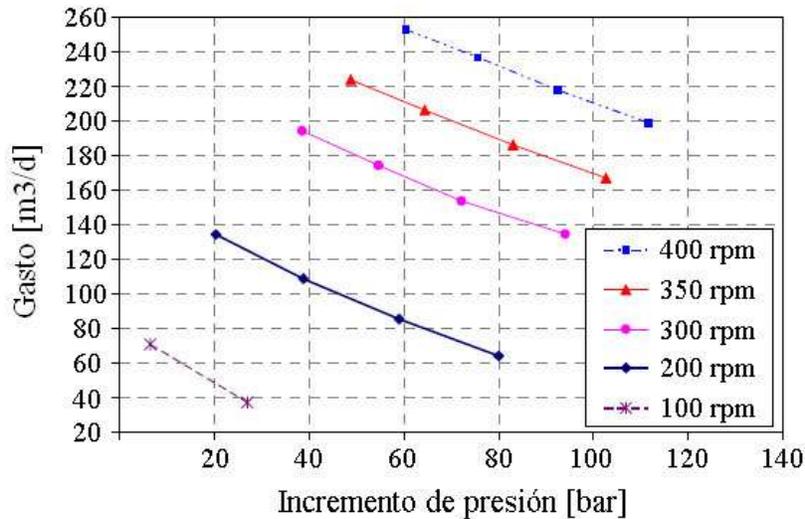


Figura 3.9 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 200 °C y 17 [cp].

El comportamiento de las curvas de gasto de las Figuras 3.7, 3.8 y 3.9 muestra que el gasto es directamente proporcional a la velocidad de la bomba, mientras la viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura del fluido. La relación entre la viscosidad y la temperatura del fluido es de suma importancia ya que al elevar la temperatura del fluido la viscosidad de éste disminuye, por lo que el crudo puede fluir con mayor facilidad, sin embargo dada esta condición, un aumento en el incremento de presión dentro de la bomba ocasiona un aumento en el resbalamiento por las líneas de sello, lo que repercute al gasto de producción, pues disminuye en proporciones cada vez más grandes para temperaturas más elevadas a las mismas condiciones de velocidad de la bomba e incremento de presión dentro de ésta.

La capacidad de bombeo de la bomba depende en gran medida de la eficiencia volumétrica de ésta (definiendo eficiencia volumétrica como la relación del gasto entregado por la bomba entre el gasto teórico que debería entregar con un incremento de presión igual a cero dentro de la bomba)¹⁶, a su vez el comportamiento de la eficiencia volumétrica de la bomba depende de las condiciones bajo las cuales se encuentre operando. La Figura 3.10 muestra el comportamiento de la eficiencia volumétrica de la bomba cuando trabaja con un aceite pesado a 92 °C y con una viscosidad de 318 [cp], la prueba fue realizada para velocidades de la bomba de 100, 200, 300 y 350 [rpm].

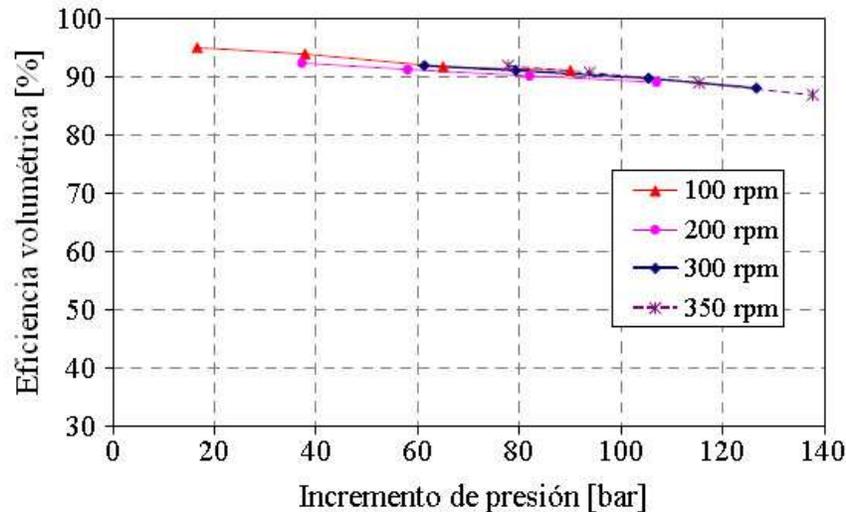


Figura 3.10 Eficiencia volumétrica de la bomba a 92 °C y 318 [cp].

En la Figura 3.11 se observa el cambio en el comportamiento de la eficiencia volumétrica de la bomba al trabajar con un aceite pesado a 150 °C y de 37 [cp] de viscosidad, como se observa, bajo estas condiciones de operación un aumento en el incremento de presión generado en el interior de la bomba ocasiona una caída más abrupta en la eficiencia volumétrica de ésta. La eficiencia volumétrica alcanza el valor más grande cuando los incrementos de presión en la bomba son el mínimo dependiendo de la velocidad de la bomba bajo la cual se esté trabajando, para este caso se emplearon velocidades de 100, 200, 300 y 350 [rpm].

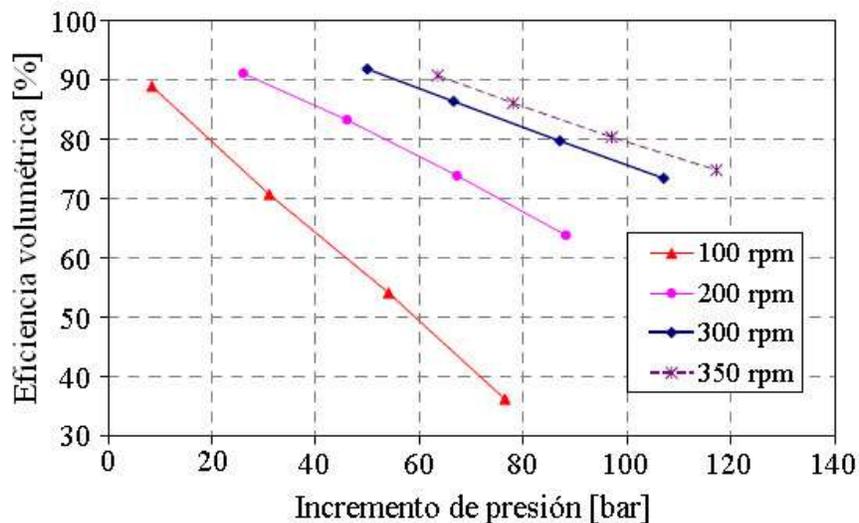


Figura 3.11 Eficiencia volumétrica de la bomba a 150 °C y 37 [cp].

El trabajar con aceite pesado a temperaturas cada vez más altas arroja resultados interesantes sobre el desempeño de la bomba. En la Figura 3.12 se muestran los

resultados obtenidos en el comportamiento de la eficiencia volumétrica de la bomba al realizar las pruebas con aceite pesado a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 17 [cp] de viscosidad, en esta ocasión se efectuó una prueba adicional a una velocidad de la bomba de 400 [rpm] con la finalidad de extender el estudio y de esta forma obtener resultados más exactos.

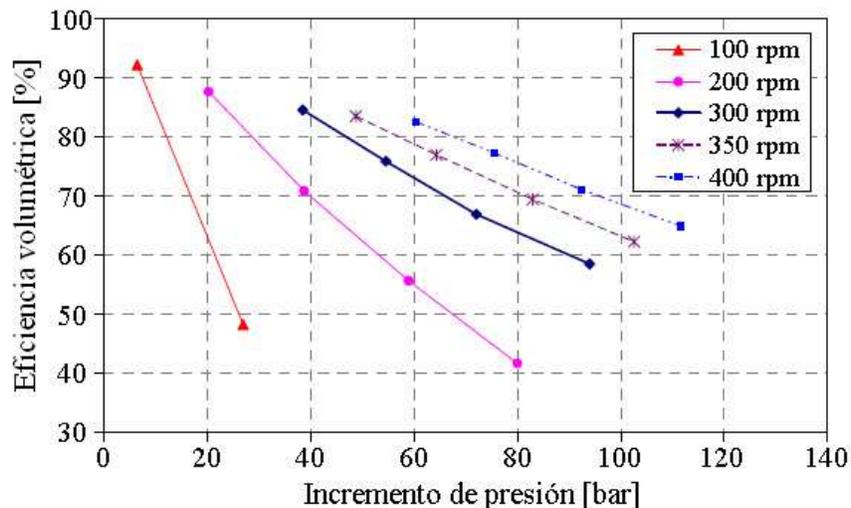


Figura 3.12 Eficiencia volumétrica de la bomba a $200\text{ }^{\circ}\text{C}$, y 17 [cp] .

Como se sabe la viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura, por lo que al incrementar la temperatura del crudo pesado disminuye su viscosidad lo que facilita su flujo a través de la bomba, sin embargo esta situación también favorece el escurrimiento a incrementos de presión elevados. La Figura 3.10, la Figura 3.11 y la Figura 3.12 demuestran que a las mismas condiciones de velocidad de la bomba y de incremento de presión, la bomba presenta valores menores de eficiencia volumétrica a medida que trabaja con el mismo aceite pesado pero a temperaturas más elevadas y por ende a viscosidades más bajas.

La Figura 3.13 presenta una comparación de las curvas de comportamiento del gasto de la bomba para temperaturas del aceite a $92, 150$ y $200\text{ }^{\circ}\text{C}$, en dicha comparación se observa la influencia de la variación de la viscosidad del aceite pesado al emplear velocidades de la bomba de 200 y 350 [rpm] . Como se muestra en la Figura 3.13, la pendiente entre el gasto de la bomba y el incremento de presión de todas las curvas presentadas aumenta a medida que la viscosidad del fluido disminuye, la pendiente es más grande mientras la velocidad de la bomba es alta es decir de 350 [rpm] , sin embargo a pesar de que mientras más alta sea la velocidad de la bomba con la cual se esté trabajando mayor es la declinación del gasto con cada incremento de presión, los gastos que entrega la bomba son mayores que los obtenidos al trabajar a velocidades de la bomba más bajas. Por lo que se puede decir que conforme disminuye la viscosidad del aceite, la caída del gasto que entrega la bomba debido al aumento en el incremento de presión es

mayor dado que el resbalamiento aumenta. Se puede observar que al incrementar la velocidad de la bomba se obtienen mayores gastos.

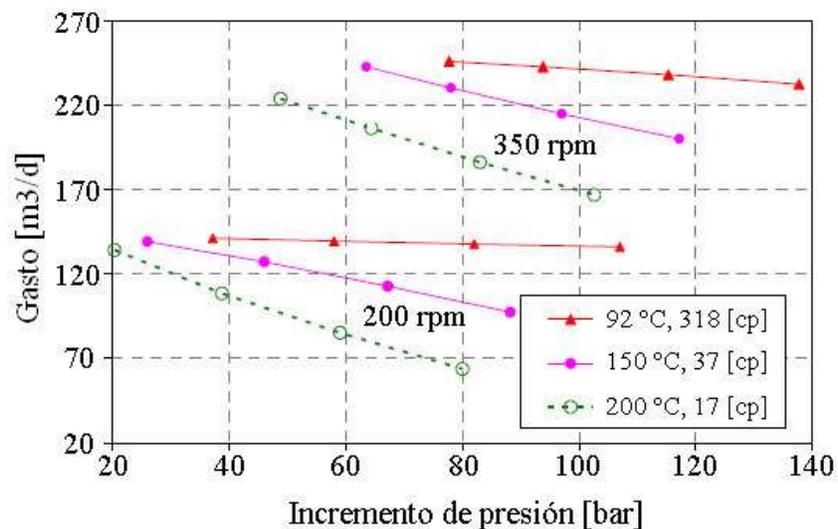


Figura 3.13 Influencia de la viscosidad del fluido en la capacidad de la bomba.

Con la finalidad de observar el comportamiento del resbalamiento generado en la bomba al someterla a diferentes condiciones de temperatura de fluido y velocidad de la bomba se graficaron las curvas del comportamiento del porcentaje de resbalamiento respecto al incremento de presión generado en la bomba, las mediciones se realizaron para temperaturas del fluido de 92 y 200 °C y para velocidades de la bomba de 200, 300 y 350 [rpm], se realizó una prueba adicional con el fluido a 92 °C para una velocidad de la bomba de 100 [rpm], los resultados se muestran en la Figura 3.14.

La Figura 3.14 demuestra que cuando la bomba trabaja con fluidos de baja temperatura (92 °C), el porcentaje de resbalamiento es directamente proporcional a la velocidad de la bomba, mientras que cuando se trabaja con fluidos de alta temperatura (200 °C), el porcentaje de resbalamiento es inversamente proporcional a la velocidad de la bomba

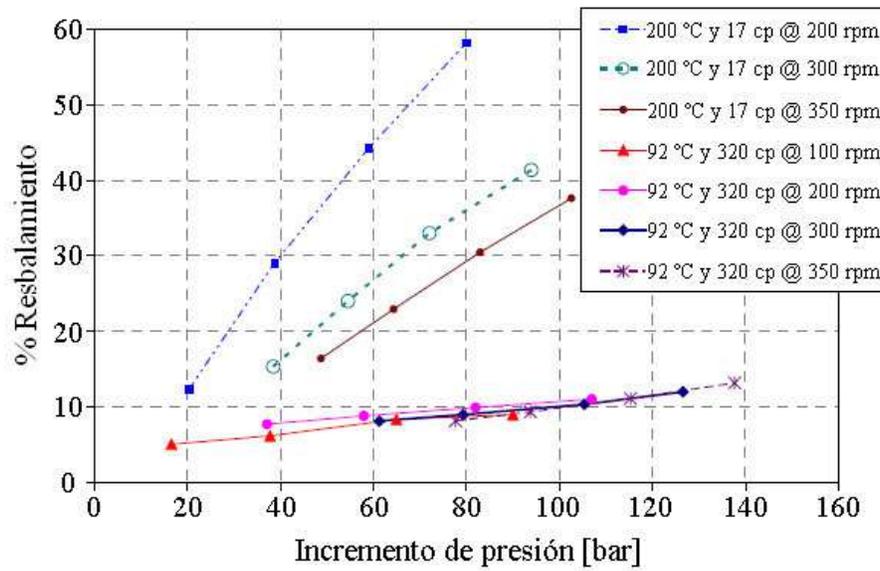


Figura 3.14 Porcentaje de resbalamiento a diferentes temperaturas, viscosidades y velocidades.

Como se menciona al inicio de este punto, la eficiencia total de la bomba se define como la relación de su eficiencia hidráulica entre su eficiencia mecánica. En la Figura 3.15 se observa el comportamiento de la eficiencia total de la bomba al trabajar con aceite pesado caliente a 200 °C y 17 [cp] de viscosidad sometido a velocidades de bombeo de 200, 300 y 400 [rpm], así como operando con aceite pesado a 92 °C y 320 [cp] de viscosidad, empleando velocidades de bombeo de 100, 200 y 300 [rpm]. Se observa que al trabajar con aceite pesado a 200 °C la eficiencia total disminuye considerablemente con el aumento del incremento de presión generado dentro de la bomba, pero es altamente mejorada con el aumento de la velocidad de la bomba, cuando se trabaja con aceite de 320 [cp] de viscosidad la eficiencia total se vuelve más constante y sigue siendo mejorada por el aumento de velocidad de la bomba. Para este caso se alcanza un valor de 65% de eficiencia total de la bomba y se mantiene casi constante al variar el incremento de presión dentro de ésta, dicho comportamiento se presenta cuando se emplea un aceite pesado a 92 °C, 320 [cp] y una velocidad de 300 [rpm].

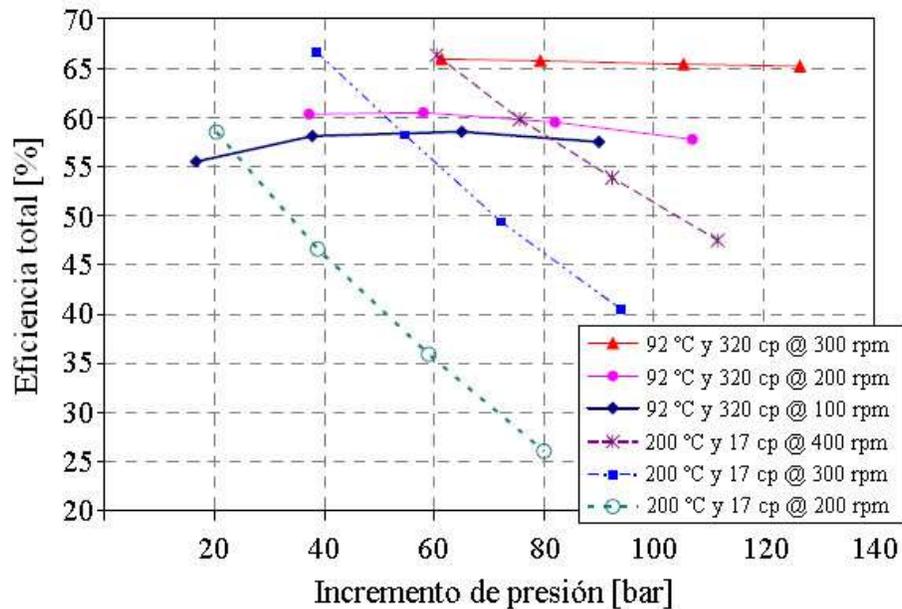


Figura 3.15 Eficiencia total de la bomba.

Pruebas bajo condiciones de vaporización.

Dado que la plataforma de pruebas da la posibilidad de probar la bomba con presencia de vapor en la admisión de ésta, se crearon las condiciones para la generación de vapor en la entrada de la bomba. La plataforma de pruebas fue llenada con agua a 200 °C y mediante la manipulación de dos válvulas se generó vapor, el cual fluyó en dirección ascendente de la bomba. La bomba no mostró ningún problema en su operación cuando apareció el vapor en su admisión aun a pesar de la fuerte caída del gasto de líquido. La bomba generó un incremento de presión de hasta 35 [bar] durante un par de minutos sin que se presentara alguna alteración como vibraciones o ruido.

Pruebas de resistencia.

Después de las pruebas de validación, la bomba siguió operando durante un par de semanas hasta por 1,500 horas a 350 [rpm] y 50 [bar] de incremento de presión con aceite pesado a 150 °C. Los datos del comportamiento del gasto de la bomba obtenidos después de las pruebas de validación muestran una disminución en el gasto entregado, ocasionado por el desgaste del estator, dicho desgaste modificó el ajuste entre el rotor y el estator, lo que aumentó el resbalamiento de aceite por las líneas de sello. Para reducir el desgaste del estator y así disminuir el resbalamiento de aceite incrementado por la alteración del ajuste entre el rotor y el estator, PCM considera mejorar el proceso de ensamblaje metal-metal y de endurecimiento de la superficie del estator.

Las pruebas realizadas a la bomba de cavidades progresivas metálica arrojan resultados alentadores sobre la producción de aceite pesado a altas temperaturas, por tal motivo PCM y TOTAL trabajan en el desarrollo de nuevos modelos de bomba como son la 550MET750 y la 1000MET450 con las cuales pretenden evaluar el comportamiento de las bombas en laboratorio al ser sometidas a condiciones de fluido abrasivo y alta producción de arena.

El desarrollo de una bomba de cavidades progresivas metálica que mejore la producción de aceite en campos maduros bajo condiciones severas de producción resulta ser muy atractivo, pues permitirá manejar altos cortes de arena así como altas temperaturas del fluido producido e incluso podrá soportar la presencia de vapor en el fondo del pozo. Cabe mencionar que la correcta selección del tipo de acero del cual se fabriquó la bomba es de vital importancia, ya que ello permite un ajuste adecuado entre el rotor y el estator, lo que disminuye el resbalamiento del aceite con cada incremento de presión dentro de la bomba. Es importante mencionar que los estudios realizados a la bomba de cavidades progresivas metálica son a nivel de laboratorio, por lo que aun no hay implementaciones en campo, sin embargo PCM y TOTAL tienen varios proyectos en conjunto, los cuales tienen la finalidad de desarrollar la tecnología necesaria para poder implementar la bomba de cavidades progresivas metálica en campo.

3.2 Bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible para aplicaciones en fluidos altamente viscosos.

Como se menciona en el capítulo 2 de esta tesis, los sistemas artificiales de producción híbridos tienen por objetivo reducir los requerimientos de energía necesarios para su funcionamiento optimizando al mismo tiempo la producción de hidrocarburos. El desarrollo de los sistemas artificiales de producción híbridos busca darle solución a las desventajas que presenta la implementación de un sistema convencional, ya que los sistemas híbridos tienen un rango de aplicación más amplio pues pueden trabajar bajo condiciones severas de producción de manera más eficiente. La bomba de cavidades progresivas impulsada con motor electrosumergible forma parte del sistema artificial de producción híbrido conocido como ESPCP (por sus siglas en inglés), este sistema es una buena opción en aplicaciones abrasivas y viscosas, ya que el uso del motor electrosumergible ayuda a reducir de manera significativa las caídas de presión y los requerimientos de potencia. Esta combinación ofrece una mejor solución para aplicaciones severas de producción que la que proporcionaría el bombeo de cavidades progresivas o el bombeo electrocentrífugo sumergido convencional.

El proceso de bombeo de cavidades progresivas resulta en un flujo de desplazamiento positivo sin pulsaciones de la bomba. Las cavidades están separadas entre sí por una serie de líneas de sello que se crean entre el rotor y el estator. El principio de funcionamiento de la bomba así como sus partes ya han sido descritos en el capítulo 2.

En la Figura 3.16 se observa la sección transversal de una bomba de cavidades progresivas con rotor y un único lóbulo mientras que en la Figura 3.17 se muestran varias configuraciones rotor-estator (bomba multi-lóbulos).

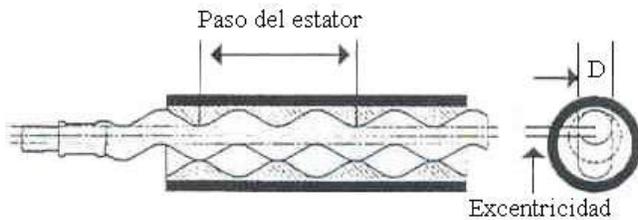


Figura 3.16 Sección transversal de una PCP.

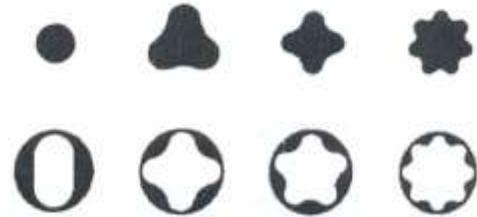


Figura 3.17 Configuraciones rotor-estator.

A continuación se describe la importancia que tienen algunos parámetros en el funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas:

Presión: La capacidad de presión de una bomba de cavidades progresivas se encuentra en función del número de veces que las líneas de sello se repiten. Si la presión en una cavidad aumenta superando los límites de sello, las líneas de ésta se abrirán por la fuerza y el fluido se deslizará de una cavidad a otra a velocidades muy altas. El desplazamiento de la bomba de cavidades progresivas es función de la diferencial de presión generada a través de la bomba, de la viscosidad del fluido y del ajuste de compresión entre el rotor y el estator.

Viscosidad y cavitación: Los fluidos de alta viscosidad resisten el desplazamiento entre las cavidades, lo que aumenta la eficiencia volumétrica de la bomba. En la Figura 3.18 se muestra la comparación del rendimiento de la bomba de cavidades progresivas en el manejo de fluidos de alta y baja viscosidad. Como se puede apreciar en la Figura 3.18 el comportamiento del gasto de la bomba es más estable al trabajar con fluidos de alta viscosidad, es decir la pérdida de gasto entregado es menor que cuando se trabaja con un fluido de baja viscosidad, esto se debe a que con el aumento del incremento de presión en la bomba, el resbalamiento es menor en un fluido de alta viscosidad dado que no es tan fácil que fluya por las líneas de sello.

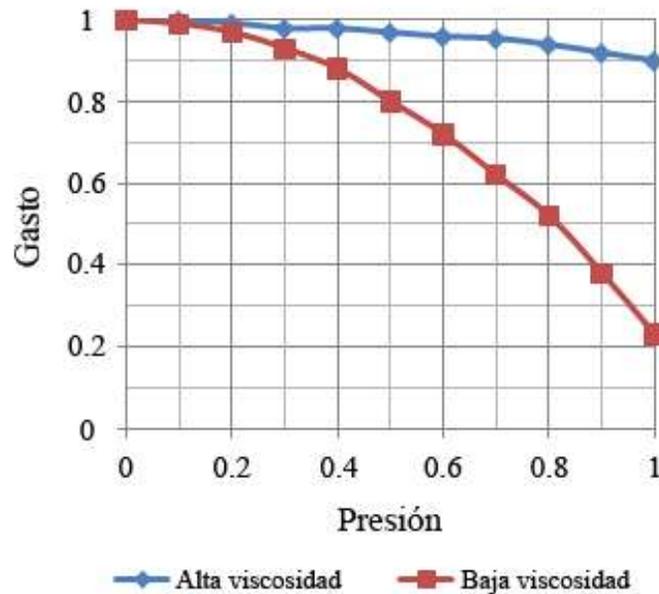


Figura 3.18 Aumento de la eficiencia volumétrica debido a la viscosidad.

Por otro lado, la viscosidad tiene un efecto negativo, ya que aumenta las pérdidas de presión en el ingreso a la bomba lo que puede causar cavitación. Estos problemas pueden ser graves en aplicaciones con volumen altamente viscoso. En la bomba de cavidades progresivas, hasta que el rotor se cierra detrás del líquido y se aplica presión a ella, la bomba solo puede crear un vacío. La cantidad de líquido que fluye hacia el vacío depende de la viscosidad del fluido, de la velocidad de flujo, de las pérdidas al ingreso y de la presión a la entrada. Si las pérdidas de fluido a la entrada de la bomba son muy grandes, ésta no se llenará, reduciendo su eficiencia.

Abrasivos y desgaste de la bomba: La característica principal que le da a la bomba de cavidades progresivas ventaja en el manejo de abrasivos es el uso del estator hecho de un elastómero, el cual gracias a sus características le da un comportamiento favorable a la bomba frente a éste tipo de sustancias. Para condiciones abrasivas, la selección de la bomba implica la elección de una bomba que pueda producir el volumen deseado a una velocidad más baja que la velocidad interna de la bomba, esto con la finalidad de maximizar su vida útil.

La velocidad de la bomba, la cantidad y tamaño de la arena son los parámetros más relevantes en el desgaste de la bomba de cavidades progresivas.

3.2.1 Sistema combinado de fondo.

Este sistema combinado surge de la unión del bombeo de cavidades progresivas con el bombeo electrocentrífugo sumergido, con la finalidad de mejorar las condiciones operativas y económicas.

Por un lado los sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido son usados tradicionalmente para el manejo de alto volumen, pozos profundos, desviados u horizontales. Este tipo de sistema artificial presenta problemas en el manejo de arena y fluidos altamente viscosos y los problemas ocasionados por la aportación de arena son severos.

Las bombas de cavidades progresivas accionadas desde la superficie presentan limitaciones en la profundidad y en el flujo volumétrico, ya que la capacidad de torque de las varillas y las pérdidas en la línea de flujo ocasionadas por la sarta, coples y centralizadores afectan a dichos parámetros.

Es por esto que se plantea la combinación de estos sistemas, ya que la unión entre la bomba de cavidades progresivas y el motor electrosumergible proporciona una mejor solución para el manejo de alto volumen de fluidos viscosos que la que se obtendría con cualquiera de los sistemas convencionales de bombeo de cavidades progresivas o de bombeo electrocentrífugo sumergible. En una bomba de cavidades progresivas convencional, el fluido producido viaja por el espacio anular formado entre la tubería de producción y la sarta de varillas. Pero en una bomba de cavidades progresivas accionada con motor electrosumergible, las pérdidas de flujo son más pequeñas debido a la eliminación de los coples, centralizadores y varillas.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo se compone de los siguientes elementos:

Motor eléctrico sumergible: Es un motor bipolar como el empleado en el bombeo electrosumergible, que gira a una velocidad de 3,500 [rpm] a 60 [Hz] o a 2,900 [rpm] a 50 [Hz]. El motor también puede ser de 4 o 6 polos para reducir su velocidad nominal a la mitad o a un tercio de la velocidad nominal de un motor bipolar. Sin embargo un aumento en el número de polos implica un incremento en la longitud rotor-estator del motor para conservar la misma potencia, para un motor de 4 polos es necesario incrementar al doble la longitud mientras que para un motor de 6 polos se requiere triplicar la longitud. El tamaño del motor depende de la potencia requerida para operar la bomba de cavidades progresivas, así como del tamaño de la tubería de revestimiento y de la temperatura de fondo.

Reductor de velocidad de engranes: Su función es reducir la velocidad del motor electrosumergible a una velocidad adecuada para la bomba de cavidades progresivas, que por lo general se encuentra entre 100 y 500 [rpm].

Protector o sección de sello: Evita que los fluidos del pozo entren a la parte motriz (motor y caja de engranes), además iguala la presión interna del motor con la del pozo. También cuenta con un tope para absorber la carga de la bomba.

Toma y eje flexible: Convierte la rotación concéntrica de la sección de sello a la rotación excéntrica requerida por la bomba de cavidades progresivas.

Bomba de cavidades progresivas: Una bomba de cavidades progresivas cuyo diseño y selección depende de las características bajo las cuales operara así como del gasto deseado a obtener.

Cable de potencia de tres conductores: Es un cable que consiste de tres fases de conductores aislados individualmente, los cuales se cubren de un material protector así como por una cubierta y un blindaje que lo protegen del daño abrasivo, químico y mecánico. El cable de potencia transmite la corriente eléctrica necesaria para alimentar al motor de fondo, puede ser de geometría plana o redonda.

Variador de frecuencia: Permite cambiar la frecuencia fija de la onda de corriente alterna a frecuencias en un rango de 30 a 90 [Hz], lo que permite mejorar las condiciones de arranque del motor de fondo.

Accesorios: Cabezal del pozo, conectores para el cableado en superficie, caja de venteo, gabinetes para el variador de frecuencia, etc.

La configuración del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo se observa en la Figura 3.19.

La Figura 3.20 presenta una comparación de las pérdidas de presión en la tubería de producción entre una bomba de cavidades progresivas accionada mediante sarta de varillas y una accionada mediante motor electrosumergible. En la Figura 3.20 se ve claramente el beneficio de la eliminación de la sarta de varillas en los requerimientos de presión, como se muestra al eliminar la sarta de varillas en el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo las pérdidas de presión en la tubería de producción son menores en comparación con el sistema convencional, por lo cual en un sistema con motor de fondo los requerimientos de energía para obtener un determinado gasto de producción son menores que la energía necesaria para obtener ese mismo gasto pero con un sistema convencional de cavidades progresivas.

Al existir pérdidas de presión en la tubería de producción ocasionadas por la sarta de varillas, coples y centralizadores en el bombeo de cavidades progresivas convencional, es necesario suministrarle un torque adicional a la sarta de varillas para que ésta a su vez transfiera la energía necesaria a la bomba para poder obtener los gastos de producción deseados. En la Figura 3.21 se aprecia el requerimiento de torque adicional en la bomba convencional para obtener un determinado gasto de producción.

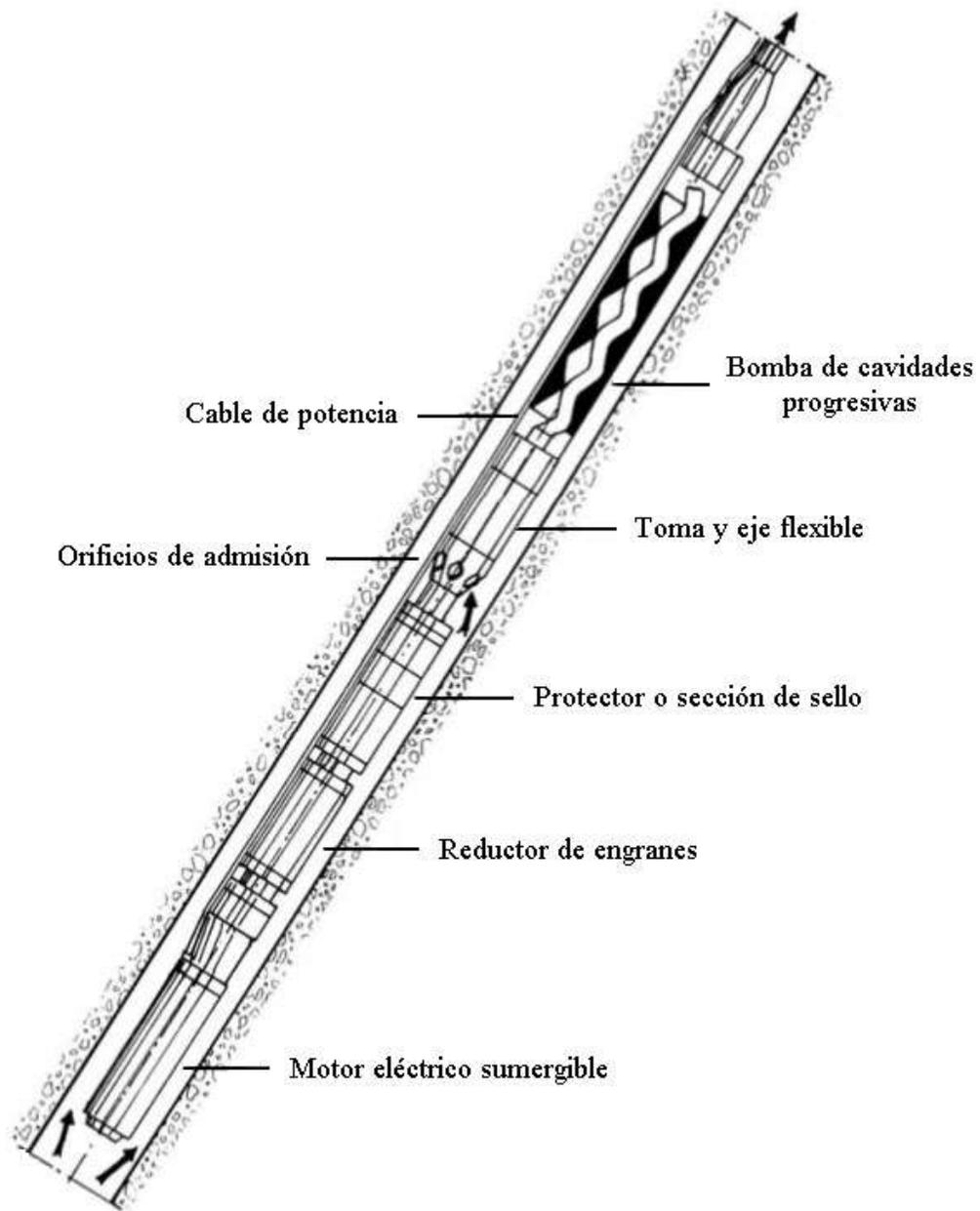


Figura 3.19 Configuración del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo.

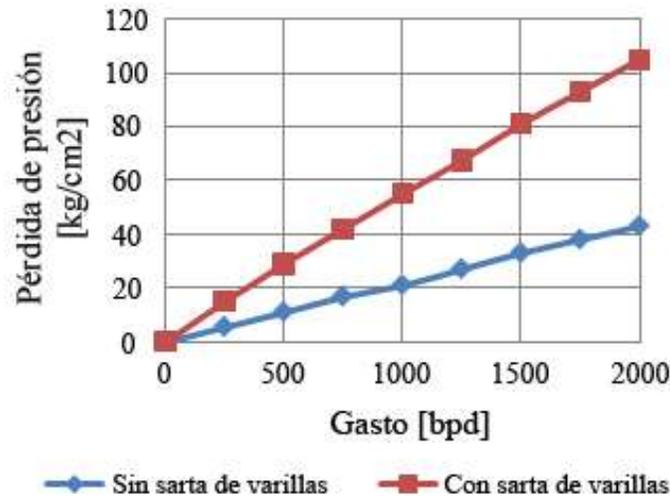


Figura 3.20 Pérdida de presión en la tubería de producción debido al uso de sarta de varillas, la prueba se realizó con un fluido de viscosidad de 1,000 [cp], con una tubería de producción de 3 ½ [pg], a una profundidad de 610 [m].

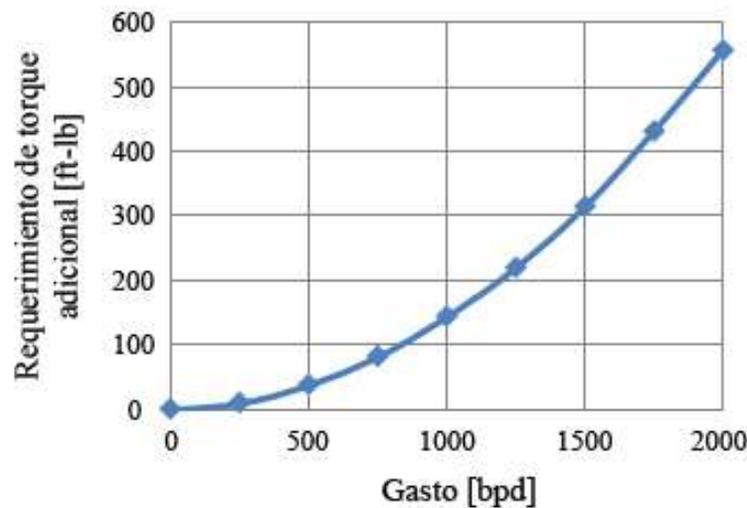


Figura 3.21 Requerimiento adicional de torque en un sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional para vencer las pérdidas de presión generadas por el uso de la sarta de varillas, para una velocidad de bomba $N = 300$ [rpm], viscosidad de 1,000 [cp] y una tubería de producción de 3 ½ [pg].

La Figura 3.22 muestra que las pérdidas de presión en la línea de flujo se incrementan rápidamente con el aumento de la viscosidad del fluido y por lo tanto los requerimientos de potencia son mayores. La Figura 3.22 compara los requerimientos de potencia de las bombas accionadas por varillas en tuberías de 3 ½ [pg] y 4 ½ [pg]. En la Figura 3.22 se observa que al tener una tubería de producción de 3 ½ [pg] los requerimientos de potencia adicional son mayores que al emplear tubería de producción de 4 ½ [pg], esto se debe a que al manejar

tuberías de un diámetro mayor se tiene un área transversal de flujo más grande, por lo cual las pérdidas de presión ocasionadas por la presencia de la sarta de varillas, coples y centralizadores son menores que cuando se manejan tuberías de producción de diámetro más pequeño, ya que mientras menor sea el área transversal de flujo, menor es la cantidad de fluido que debe ceder la misma cantidad de energía que se cede al emplear una tubería más grande por la restricción de flujo que representa el uso de varillas, coples y centralizadores y por consecuencia la reducción del gasto es mayor. La viscosidad del fluido es un parámetro que influye en la determinación de la cantidad de energía necesaria para obtener un determinado gasto de producción, ya que mientras más grande sea la viscosidad del fluido se requiere de mayor energía, dado que las pérdidas de presión se incrementan.

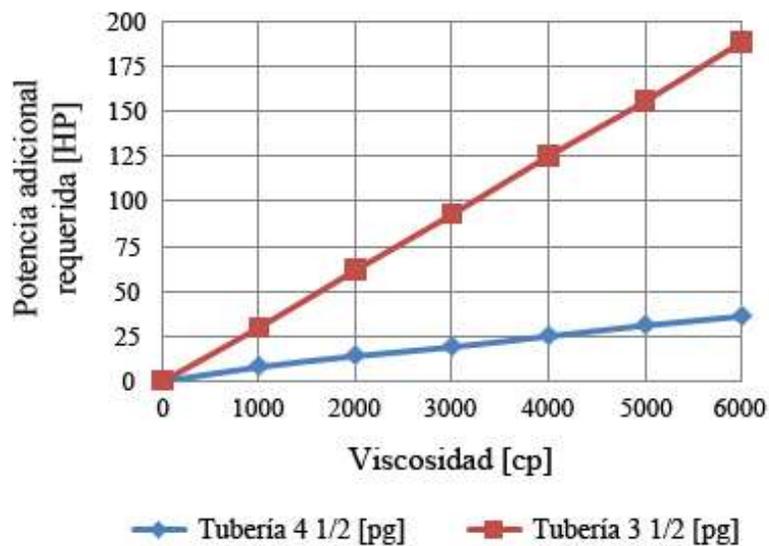


Figura 3.22 Incremento del requerimiento de potencia en las bombas de cavidades progresivas convencionales para diferentes viscosidades y un gasto de 2,000 [bpd].

El uso del motor electrosumergible para accionar la bomba de cavidades progresivas reduce significativamente las pérdidas de flujo en el manejo de fluidos viscosos debido a que se elimina la sarta de varillas. Esto reduce los requerimientos de potencia de la bomba, aumenta la profundidad de ésta así como su capacidad de flujo.

El gasto de la bomba de cavidades progresivas puede ser incrementado con el aumento del diámetro de la bomba o la longitud de paso del estator. El incremento de la longitud de paso del estator aumenta la velocidad interna de la bomba y la velocidad de corte que no son deseadas. Moyno Oilfield Products forma parte de la división Fluid Management Group de ROBBINS & MYERS INC.¹⁷ Moyno desarrollo una bomba de cavidades progresivas para el manejo de alto volumen viscoso, la cual requiere el empleo del motor electrosumergible para optimizar su funcionamiento. Para el diseño de la bomba es necesario contemplar parámetros

como son la temperatura a la cual se trabajará, la presión de entrada, el gasto entregado que se desea obtener; la cantidad y tipo de sólidos; las propiedades y composición de los fluidos producidos y las características del pozo. La bomba diseñada por Moyno busca manejar alto volumen de fluido viscoso en pozos altamente desviados y horizontales, por lo cual el diámetro de la bomba fue ampliado ya que ello permite incrementar el gasto entregado, dado que es para implementaciones en pozos desviados y horizontales, la longitud de la bomba fue reducida al mínimo posible sin que ésta dejara de aportar altos gastos. La Tabla 3.1 compara las características de la bomba de cavidades progresivas desarrollada por Moyno, la cual es accionada mediante motor de fondo, con dos modelos de bomba convencional.

Modelos	Profundidad máxima [pies]	Gasto máximo [bfpd]	Diámetro externo [pg]	Longitud de la bomba [pg]	Velocidad interna [pies/seg]	Velocidad de corte [1/seg]
<i>ESPCP</i>	2,000	2,050	5.375	205	5.8	168
20 – H – 685	2,000	1,750	4.5	393	11.2	506
20 – H – 950	2,000	2,400	4.5	416	12.5	458

Tabla 3.1 Comparación de la bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible con otros modelos de bombas convencionales (los datos mostrados son teóricos, se obtuvieron considerando una velocidad de bomba de 300 [rpm]).

Esta tabla muestra que la bomba para alto volumen desarrollada por Moyno ha sido diseñada para reducir la velocidad de corte y la longitud. Estas características las hacen más adecuadas para aplicaciones sumergibles. La baja velocidad interna y las tasas de corte reducen las pérdidas de flujo de la bomba en el manejo de fluidos viscosos y se minimiza el desgaste de la bomba ocasionado por la abrasión.

El sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible representa una buena opción para mejorar la producción de aceites pesados a altos gastos y con cortes de agua y arena considerables. En el capítulo 4 de esta tesis se presentan las aplicaciones del sistema ESPCP en algunos pozos de Venezuela e Indonesia.

3.3 Bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos para la producción de fluidos viscosos y multifásicos.

A lo largo del tiempo las bombas de cavidades progresivas convencionales han presentado problemas significativos en el manejo de mezclas multifásicas con alta fracción de vacío, los desarrollos recientes de los nuevos sistemas de producción indican claramente que existen intereses industriales considerables en el bombeo de fluidos multifásicos, particularmente la combinación de volúmenes grandes de gas y aceite o agua, o pequeñas cantidades de parafinas y arenas. La bomba de cavidades progresivas convencional se enfrenta a menudo con problemas de confiabilidad, principalmente porque la compresión de la fase gaseosa provoca que el calor se incremente, dando lugar a fallas prematuras del estator elastomérico y de la bomba.

3.3.1 Comportamiento del Bombeo de Cavidades Progresivas con Flujo Multifásico.

La bomba de cavidades progresivas es un tipo de bomba de desplazamiento positivo que puede ser empleada para bombear un amplio rango de mezclas multifásicas, incluyendo fluidos de alta viscosidad con gas disuelto y partículas sólidas en suspensión. Sin embargo, la bomba posee una capacidad reducida para manejar altos valores de relación gas líquido debido a las limitaciones del material del estator de elastómero requerido para vencer los efectos térmicos y mecánicos.

Estudios recientes (Vetter, Robello y Saveth, y Gamboa) han introducido efectos tales como la rotación del rotor, la viscosidad del líquido, la variación del espacio entre el rotor y el estator y las propiedades mecánicas del material del estator (elastómero y metal) para simular el flujo de resbalamiento interno (entiéndase resbalamiento interno como el flujo de fluido que escurre por las líneas de sello que forman las cavidades, el fluido resbala o escurre de la cavidad de alta presión a otra de baja presión) y deducir la presión de descarga en flujo líquido. Los trabajos experimentales y los enfoques analíticos han demostrado que el impulso multifásico con bombas de desplazamiento positivo (bomba de cavidades progresivas y tornillo doble) está fuertemente afectado por el manejo del gas (Vetter, Wietstock, Toma, Prang). Estudios experimentales de gran alcance (Kenery et al.) dedicados a sistemas de bombeo de cavidades progresivas con flujo bifásico muestran la distribución de la presión y la temperatura a lo largo del estator de la bomba bajo diferentes escenarios de variables (factor de volumen de gas, velocidad rotacional y presión de descarga). El objetivo de estos experimentos fue estimar cómo las condiciones de flujo podían estar afectando la vida útil de la bomba y su rendimiento de producción.

Como se presentó en el capítulo 2 de esta tesis, la bomba de cavidades progresivas está compuesta por un rotor metálico rígido y un estator hecho a partir

de un material flexible, tal como el elastómero. Entre el rotor y el estator existe un ajuste compresivo, lo cual resulta en cavidades selladas también conocidas como etapas, las cuales tienen volumen constante. A medida que la presión externa se incrementa, la presión de descarga de la bomba también debe hacerlo, lo cual se logra al aumentar el número de etapas.

La distribución típica de la presión a lo largo de la bomba es el resultado del resbalamiento a través de las líneas de sello entre las cavidades, desde la sección de descarga de la bomba o sección de alta presión hasta la sección de entrada o de baja presión. Por lo tanto, cuando existe la presión necesaria dentro de una cavidad como para permitir el resbalamiento dentro de la segunda cavidad, la presión se transmite parcialmente debido a las pérdidas de presión. Así el proceso se limita a un número reducido de cavidades y la presión diferencial total se desarrolla en las etapas cercanas al extremo de descarga de la bomba.

Al trabajar con fluidos multifásicos se tienen problemas específicos ocasionados por la compresión de la fase gaseosa. El volumen que ingresa a la bomba es determinado por la presión de entrada y dado que la presión interna se incrementa hacia la descarga, el gas se comprime disminuyendo el volumen de la mezcla, el cual es compensado mediante el flujo de resbalamiento. Sin embargo la bomba de cavidades progresivas convencional tiene un resbalamiento bajo que sólo es capaz de compensar el volumen de gas comprimido de pocas cavidades. Algunas pruebas realizadas han demostrado que en las etapas de descarga se desarrolla una cantidad desproporcionada de presión, esta distribución excesiva genera problemas termomecánicos que conllevan por lo general a la falla prematura de la bomba.

Un proceso termohidráulico se presenta como resultado de las leyes fundamentales de los gases, las cuales establecen que a medida que la presión se incrementa dentro de una cavidad con volumen constante, la temperatura también lo hace. Debido al comportamiento de la temperatura de los materiales del estator, el proceso termohidráulico limita la capacidad de la bomba de cavidades progresivas para bombear fluidos gaseosos.

En la Figura 3.23 se observa como el gasto de resbalamiento (S) compensa el volumen de gas comprimido, mientras la presión (P) es transmitida a las últimas etapas de la bomba en dirección de la descarga (d), el incremento de presión da como resultado una acumulación de calor. Las leyes termodinámicas para un proceso politrópico asocian el gradiente de temperatura (T) con el gradiente de presión (P) y la densidad del gas comprimido (ρ_G), obteniendo la Ecuación 3.1.

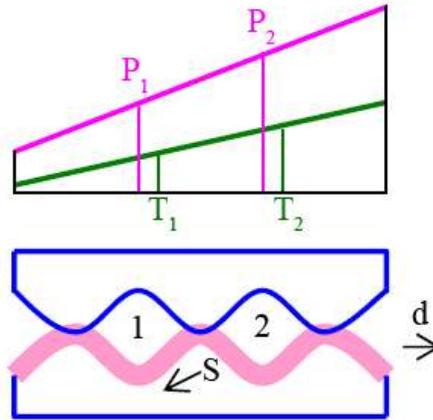


Figura 3.23 Relación Presión-Temperatura de la bomba de cavidades progresivas debida a la compresión del gas.

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K-1}{K}} \quad \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{\rho_{G2}}{\rho_{G1}}\right)^K \quad (3.1)$$

Donde K es el coeficiente politrópico. En flujo multifásico el coeficiente politrópico y la densidad de la mezcla (ρ) son funciones del factor volumétrico del gas (GVF), por lo cual la densidad de la mezcla se define como:

$$\rho = \alpha * \rho_G + (1 - \alpha) * \rho_L$$

donde:

- ρ = Densidad de la mezcla.
- α = Factor volumétrico del gas (GVF).
- ρ_G = Densidad de la fase gaseosa.
- ρ_L = Densidad de la fase líquida.

El proceso termomecánico ocurre como resultado de la distribución desproporcionada de la presión. A medida que la presión diferencial entre dos cavidades contiguas se incrementa, el material flexible del estator se deforma de tal manera que dentro de la cavidad de baja presión se tensa. Este proceso es apreciable en flujo líquido o multifásico siempre y cuando la presión diferencial de las cavidades sea relativamente grande. Aunado a esto, el esfuerzo por compresión del rotor sobre el estator tenso se incrementa y la fricción del rotor (o torque viscoso) aumenta el riesgo de fallas. La confiabilidad de la bomba disminuye sustancialmente debido al incremento de la temperatura que genera la fricción del torque viscoso. En la Figura 3.24 se aprecia la deformación del estator ocasionada por el gradiente de presión generado dentro de la bomba.

La deformación del estator (Y) se define mediante la Ecuación 3.2:

$$Y(x) = P\phi(x) \quad (3.2)$$

siendo

$$\phi(x) = \frac{Pa}{2b} e^{-ax} (\cos ax + \sin ax)$$

$$a^4 = \frac{b}{4EI}$$

$$p = bY(x) = Pb\phi(x)$$

donde:

a y b = Características elásticas del material.

p = Esfuerzo de deformación.

P = Presión diferencial de compresión entre las cavidades.

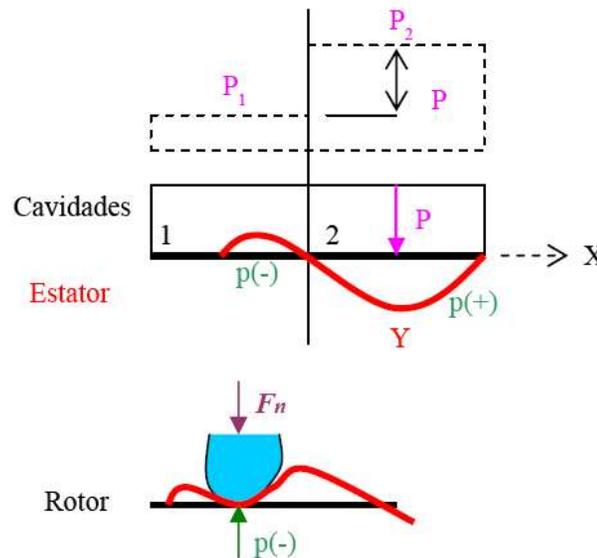


Figura 3.24 Deformación del estator debido al gradiente de presión y al contacto del rotor con el estator tensado.

Como resultado de la tensión del estator en la cavidad de baja presión se presenta un incremento en el esfuerzo debido al movimiento del rotor lo cual aumenta el riesgo de fallas. El enfoque de Bowden muestra que la energía térmica debido a la fricción viscosa entre el rotor y el estator depende de la fuerza normal F_n , el coeficiente de fricción (f) y la velocidad del rotor (N). La fuerza normal es la reacción al esfuerzo de deformación del estator. De acuerdo con la Ecuación 3.2,

el gradiente de presión entre las cavidades es la causa del esfuerzo de deformación del estator. Por lo tanto, la temperatura por fricción viscosa (T) es una función de los parámetros mecánicos, por lo que, se obtiene la Ecuación 3.3.

$$T \sim P * f * N \quad (3.3)$$

donde:

T = Temperatura por fricción.

P = Gradiente de presión.

f = Coeficiente de fricción.

N = Velocidad del rotor.

La Ecuación 3.3 indica que la temperatura se incrementa con el gradiente de presión, el coeficiente de fricción y la velocidad de bombeo, lo cual muestra que la temperatura por fricción viscosa es una medida de la fuerza o torque desarrollado por el rotor para poder funcionar sobre el estator tenso, y en este sentido la temperatura es una medida del riesgo de fallas y de la confiabilidad. En lo que se refiere al coeficiente de fricción, éste es equivalente a la viscosidad dinámica de Newton.

Por otra parte, el estator deformado crea chorros de flujo de alta velocidad local que podrían cortar potencialmente el material del estator. Por consiguiente, bajo condiciones de flujo multifásico, la excesiva distribución de presión en las etapas de descarga, provoca procesos físicos termohidráulicos (compresión rápida del gas) y termomecánicos (contacto forzado entre el rotor y el estator), los cuales reducen la confiabilidad y el rendimiento de la bomba. Se debe mencionar que la confiabilidad de la bomba de cavidades progresivas está relacionada con la distribución de la presión, la cual depende de las condiciones de producción, es decir, gasto de gas, presión de descarga y velocidad rotacional de la bomba.

3.3.1.1 Distribución de la presión en flujo multifásico

La distribución de la presión a lo largo de la bomba, está determinada por la caída de presión del flujo multifásico con resbalamiento a través del contacto entre el rotor y el estator. Para flujo compresible, el flujo con resbalamiento compensa el volumen de gas comprimido y transmite la presión dentro de las cavidades. Por lo tanto, se puede describir un proceso iterativo: la distribución de la presión está relacionada con el flujo con resbalamiento, pero el gasto con resbalamiento compensa el volumen de gas comprimido dentro de las cavidades, el cual es función de la distribución de la presión. Mediante la Ecuación 3.4 se puede obtener la distribución de la presión a lo largo de la bomba en el manejo de flujo multifásico.

$$\frac{P_x}{P_d} = 1 - F\left(\alpha, \frac{x}{L}\right) \quad (3.4)$$

donde:

P_x = Presión en la sección x .

P_d = Presión en la sección de descarga.

α = Factor volumétrico del gas (GVF) en la entrada de la bomba.

F = Función polinomial de α y $\frac{x}{L}$.

La Ecuación 3.4 representa un nuevo enfoque que permite modelar el resbalamiento interno de la bomba de cavidades progresivas, cuando ésta trabaja con flujo multifásico, del mismo modo demuestra que la distribución de la presión en la bomba puede ser analizada mediante el empleo de formulas prácticas, por lo que se evita el uso de un método numérico complejo. Se debe hacer notar que aunque la Ecuación 3.4 es muy simple, los resultados al usarla concuerdan con los efectos que ocasionan los procesos termohidráulico y termomecánico antes descritos.

Para poder observar la utilidad del método analítico, se comparan los resultados de emplear la ecuación 3.4 con los obtenidos experimentalmente. Cabe señalar que en los puntos 3.3.1.1 y 3.3.2.1 se emplean $^{\circ}C$ para la temperatura, $[bar]$ para la presión y $[rpm]$ para la velocidad de la bomba como unidades, dado que fueron las usadas para las pruebas. En la Figura 3.25 se presenta la distribución de la presión adimensional $\frac{P_x}{P_d}$ a lo largo de la bomba, cuando se tiene un $\alpha = GVF = 0.9$, $N = 300[rpm]$ y una presión de descarga de $P = 40[bar]$.

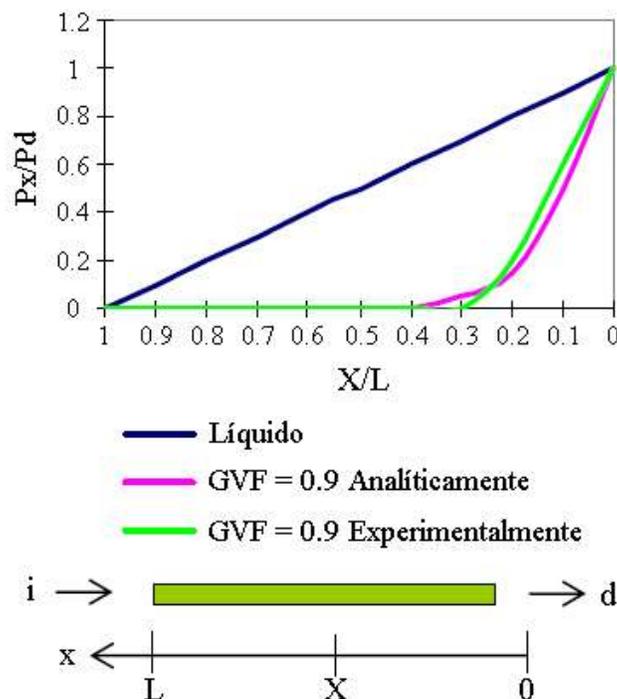


Figura 3.25 Distribución de la presión en flujo multifásico empleando la Ecuación 3.4 en la forma analítica, para un $GVF = 0.9$, $N = 300 [rpm]$ y una presión de descarga $P = 40 [bar]$.

De acuerdo con la tendencia experimental, la distribución de la presión en flujo líquido es lineal, lo cual confirma la aproximación del modelo. En flujo multifásico, con una fracción volumétrica de gas de $\alpha = GVF = 0.9$, la curva de distribución de la presión muestra un gradiente abrupto, casi 4 veces más grande que el gradiente para líquidos. Nuevamente, tomando en cuenta el hecho de que el gradiente de distribución de la presión es la causa del incremento de la temperatura en ambos procesos, es decir, la compresión del gas (termohidráulico) y la fricción viscosa entre el rotor y el estator (termomecánica), es claro que el comportamiento multifásico de la bomba de cavidades progresivas se debe a la distribución de la presión.

Programa Experimental

Para determinar la capacidad de la bomba de cavidades progresivas en el manejo de fluidos multifásicos con fracciones volumétricas de gas por encima del 90%, se llevo a cabo un programa de pruebas a fondo en las instalaciones de la plataforma de pruebas de la PCM y en el Laboratorio de Pruebas e Investigaciones en Turbomáquinas y Cavitación del CREMHyG en Grenoble Francia. También fueron evaluadas combinaciones de rotores y estatores en flujo líquido y multifásico. Las pruebas en flujo líquido y multifásico permiten validar los procesos y parámetros físicos relacionados con la confiabilidad del estator y el rendimiento de la bomba. La configuración de la plataforma rodante de pruebas del CREMHyG se muestra en la Figura 3.26. Dado que las distribuciones de la presión y la temperatura son factores significativos del comportamiento de la bomba de cavidades progresivas en flujo multifásico, las mediciones fueron llevadas a cabo en múltiples escenarios y a diferentes intervalos de tiempo.



Figura 3.26 Plataforma de pruebas.

Los valores de temperaturas presentados fueron medidos durante 20 minutos bajo condiciones estables de flujo multifásico. Bajo la operación actual, la respuesta de la bomba a largo plazo al incremento térmico depende ampliamente del gradiente de temperatura inicial y de los factores del entorno. Los medidores de flujo en líneas de gas y líquido fueron utilizados para supervisar la fracción de gas. Además, la velocidad de la bomba y la presión de descarga también fueron registradas. El rango de los parámetros medidos se presenta en la Tabla 3.2.

La distribución de la presión a lo largo de la bomba fue medida en flujo líquido ($GVF = 0$) y bajo condiciones multifásicas para varios contenidos de gas (GVF), velocidades y presiones de descarga.

Características de la bomba
Nombre de la bomba: Bomba PCM Oilfield 100TP600 Gasto = $108 \text{ m}^3/\text{d} = 680 \text{ [bpd]}$ Altura = $600 \text{ [m]} = 2,000 \text{ [ft]}$; $N = 500 \text{ [rpm]}$
Condiciones experimentales
Líquido: agua, aceite y gas: aire Gasto = $10 \text{ a } 60 \text{ [m}^3/\text{d}]$; Presión = $0 \text{ a } 40 \text{ [bar]}$ $GVF = 0 \text{ a } 0.9$ viscosidad del aceite = $1,200 \text{ [cp]}$ a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y 600 [cp] a $30 \text{ }^\circ\text{C}$
Parámetros medidos
Presión mediante 21 sensores Temperatura mediante 10 sensores Gasto: líquido, gas Velocidad de la bomba en $[\text{rpm}]$

Tabla 3.2 Parámetros medidos y condiciones bajo las cuales se realizaron las pruebas.

Flujo de líquido: La Figura 3.27 muestra la distribución de la presión en flujo líquido cuando la presión de descarga es $P = 40[\text{bar}]$ y $0 - 6[\text{bar}]$. La curva de presiones de líquido y el resbalamiento asociado son el resultado del ajuste de la interferencia entre el rotor y el estator, particularmente en el sector de entrada. Ciertamente, cuando la presión de descarga es baja ($0 - 6 [\text{bar}]$), la presión se incrementa a través de las etapas de admisión ($1 - 7$) hasta $P = 20[\text{bar}]$. Esto se debe al fuerte ajuste de interferencia que sella las cavidades y a una variación muy pequeña (0.2%) del volumen de líquido incompresible que provoca una alta variación de la presión. Por otro lado, el resbalamiento se localiza en las etapas de descarga cuando la presión de salida es $P = 40[\text{bar}]$.

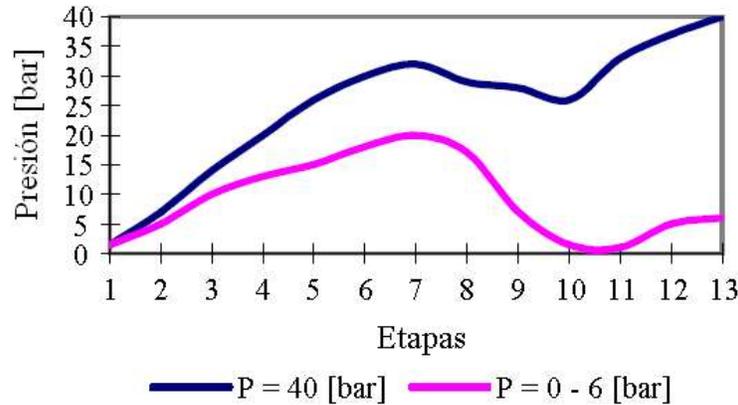


Figura 3.27 Distribución de la presión en flujo líquido, $N = 300$ [rpm].

El comportamiento de la temperatura alcanzada en flujo líquido se observa en las Figuras 3.28 y 3.29, en la primera se presenta la temperatura de los fluidos medida para diferentes velocidades de la bomba ($N = 300$ y 100 [rpm]), los resultados confirman que la temperatura se incrementa con el aumento de la velocidad de la bomba, tal como lo indica la Ecuación 3.3 descrita anteriormente.

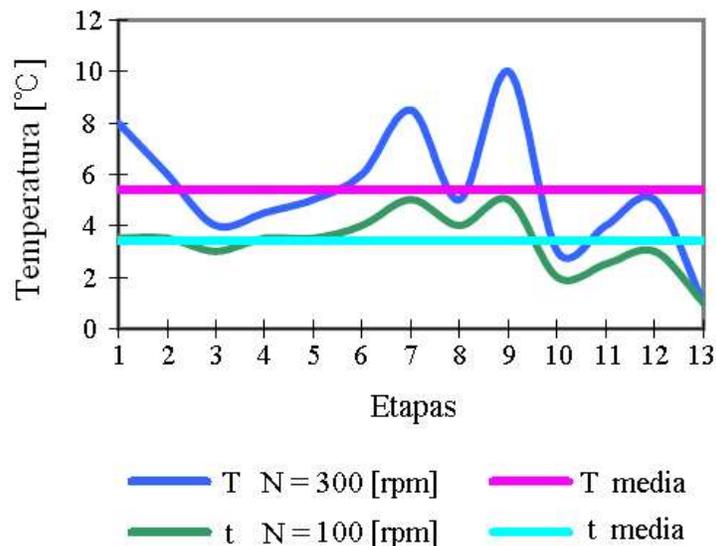


Figura 3.28 Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, para diferentes velocidades de la bomba ($N = 300$ y 100 [rpm]) y una presión de descarga $P = 40$ [bar].

En la Figura 3.29 se presenta la temperatura alcanzada cuando la presión de descarga es $P = 40$ [bar] y $P = 0 - 6$ [bar]. Para diferenciar las dos condiciones de presión y así poder obtener la relación correspondiente del aumento de la temperatura, se denota con el sufijo "a" a la presión de descarga $P = 40$ [bar] y con el sufijo "b" a la presión de descarga $P = 0 - 6$ [bar]. Por lo tanto de acuerdo a la Ecuación 3.3 la relación de la temperatura está dada por:

$$\frac{T_a}{T_b} \sim \frac{P_a}{P_b} \quad (3.5)$$

ambas relaciones presentan coeficientes de fricción idénticos $f_a = f_b$, al igual que las velocidades de las bombas $N_a = N_b = 300[rpm]$. De acuerdo con las Figuras 3.27 y 3.29, la relación del gradiente de presión promedio y la temperatura son:

$$\frac{P_a}{P_b} = 1.65 \quad \frac{T_a}{T_b} = 1.54$$

Con esto se confirma la relación entre el gradiente de presión y la temperatura por fricción viscosa. Aunado a esto, al analizar la simetría de las curvas de temperatura de la Figura 3.29, se observa que la tendencia es similar a la que siguen las curvas de las presiones en la Figura 3.27. Por lo tanto incluso en flujo líquido, el gradiente de presión es la causa principal del torque de fricción viscoso y de la temperatura asociada. Así la temperatura representa una medida del torque viscoso, indicando la confiabilidad del estator.

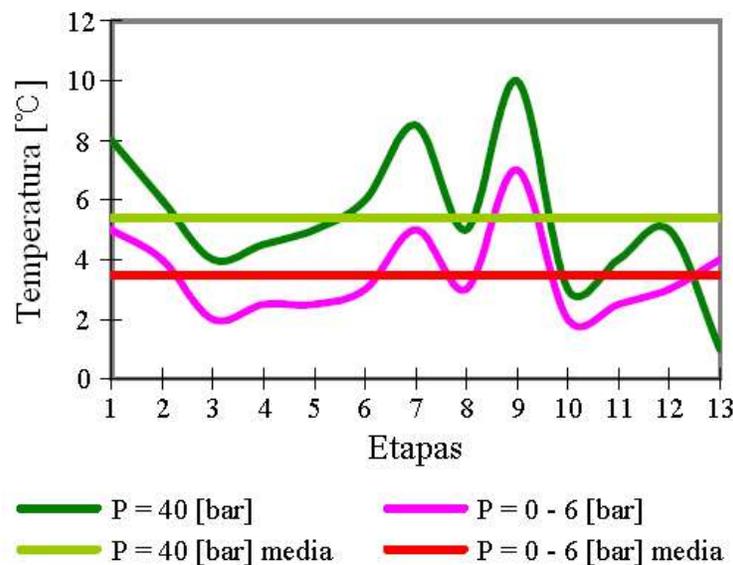


Figura 3.29 Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, para presiones de descarga $P = 40 [bar]$ y $P = 0 - 6 [bar]$, con una velocidad de la bomba $N = 300[rpm]$.

Flujo multifásico: Como se ha visto, la distribución de la presión en flujo multifásico es la principal causa del incremento de la temperatura. El gasto con resbalamiento compensa el volumen de gas comprimido de pocas de las cavidades y, por lo tanto, la distribución de la presión está sujeta a las etapas de descarga. Ciertamente, la falta de un gasto con resbalamiento resulta en una distribución desproporcionada de la presión, incluso cuando el contenido de gas es bajo. Con el desarrollo del modelo analítico que representa la Ecuación 3.4, la distribución de presión depende de la velocidad de la bomba y de la fracción volumétrica de gas. Por lo tanto, cuando la velocidad de la bomba es alta, un

volumen grande de gas es comprimido, el cual debe ser compensado por el flujo de resbalamiento, bajo estas condiciones la presión aumenta rápidamente en las etapas de descarga de la bomba, en cambio para una velocidad baja de la bomba el incremento de presión se distribuye en un número mayor de etapas. Este fenómeno se observa en la Figura 3.30, donde se muestra la distribución de la presión a lo largo de las etapas de la bomba, como se puede apreciar al trabajar con la misma cantidad de gas pero a una velocidad de la bomba más baja la presión se distribuye en un número mayor de etapas.

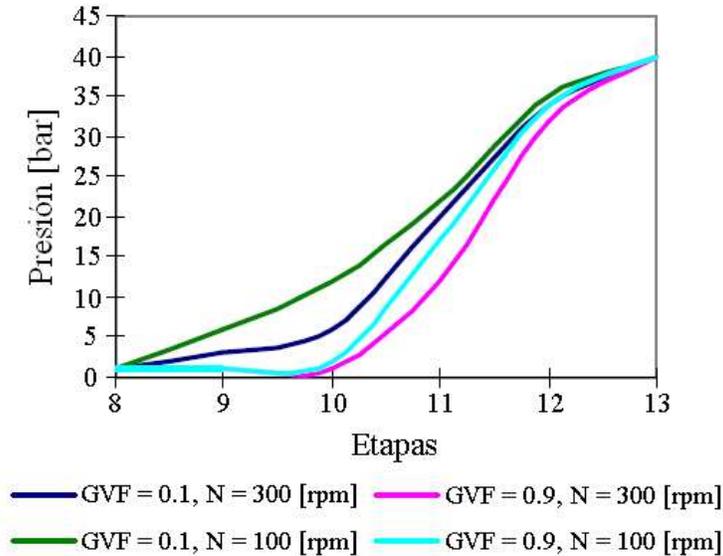


Figura 3.30 Distribución de la presión en las etapas de descarga en flujo multifásico, para una presión de descarga $P = 40$ [bar], con una velocidad de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.1$ y 0.9 .

Al basarse en los análisis de gradientes de presión previos, se puede realizar la correlación con los datos experimentales de temperatura. En la Figura 3.31 se puede observar el comportamiento de la temperatura a lo largo de la bomba para un contenido de gas de $GVF = 0.5$ y 0.9 , una presión de descarga de $P = 40$ [bar] y una velocidad de $N = 300$ [rpm]. Las curvas de temperatura reflejan el proceso termohidráulico en las etapas de descarga 10 – 13, en donde el incremento de temperatura es ocasionado por la compresión politrópica del gas. Mientras que en las etapas de admisión 1 – 9 se observa el proceso termomecánico, en donde la temperatura es el resultado del incremento de la fricción viscosa entre el rotor y el estator. Por lo tanto la relación entre el gradiente de presión y la temperatura es mayor por la compresión politrópica del gas.

Para un $GVF = 0.9$, la variación de temperatura es:

$$\left(\frac{P_{13}}{P_{10}}\right)^{0.286} = \frac{T_{13}}{T_{10}} = 2.9$$

donde:

P_{10} = Presión en la etapa 10.

P_{13} = Presión en la etapa 13.

T_{10} = Temperatura en la etapa 10 = 7°C.

T_{13} = Temperatura en la etapa 13 = 20°C.

Para un $GVF = 0.5$, $T_{13} = 10^\circ\text{C}$ y $T_{10} = 4^\circ\text{C}$, la variación de temperatura es:

$$\left(\frac{P_{13}}{P_{10}}\right)^{0.25} = \frac{T_{13}}{T_{10}} = 2.5$$

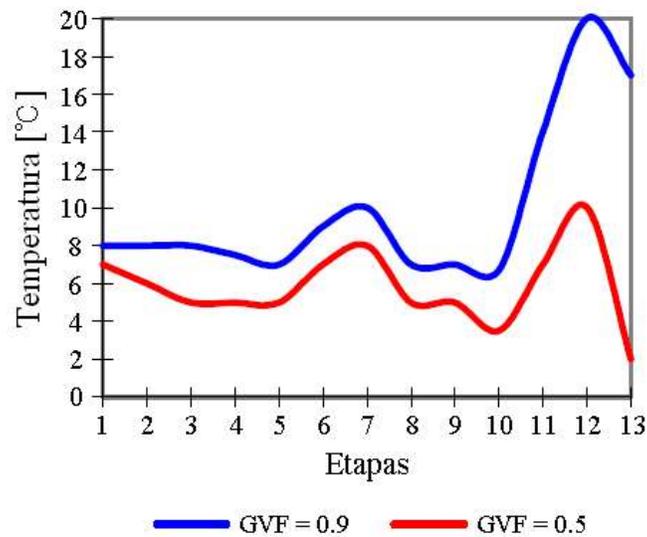


Figura 3.31 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para fracciones volumétricas de gas $GVF = 0.5$ y 0.9 , una presión de descarga $P = 40[\text{bar}]$ y una velocidad de la bomba $N = 300[\text{rpm}]$.

Dado que la temperatura debida a la fricción viscosa, se presenta en las etapas de admisión y de acuerdo al proceso termomecánico expresado mediante la Ecuación 3.3, para una velocidad de la bomba constante, la razón de temperaturas es la expresada en la Ecuación 3.6.

$$\frac{T_c}{T_d} \sim \frac{P_c}{P_d} \sim \frac{f_c}{f_d} \quad (3.6)$$

donde los sufijos c y d representan los valores para $GVF = 0.9$ y para $GVF = 0.5$ respectivamente.

Los datos experimentales han demostrado que para un $GVF = 0.9$, la presión se distribuye en 9 etapas, mientras que para un $GVF = 0.5$, la presión es distribuida

en 4 etapas, entonces la razón del gradiente de presión es $\frac{4}{3} = 1.33$, y la razón de temperatura corresponde a las medidas en la Figura 3.31, por lo que $\frac{T_c}{T_d} = \frac{8^\circ\text{C}}{6^\circ\text{C}} = 1.33$.

El comportamiento térmico observado también depende de la velocidad de la bomba, en la Figura 3.32 se presenta el comportamiento de la temperatura cuando la velocidad de la bomba es variada $N = 300$ y 100 [rpm], con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y un contenido de gas $GVF = 0.9$. Cuando la velocidad es baja, el resbalamiento supera el volumen comprimido y eso limita el incremento de temperatura y mejora la distribución de la presión en las últimas etapas.

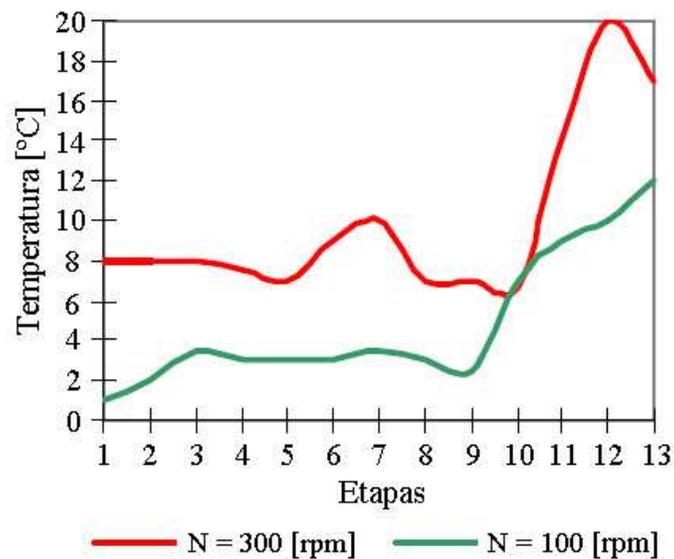


Figura 3.32 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para velocidades de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm], una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.9$.

Todo lo anterior describe una nueva aproximación del comportamiento y confiabilidad de la bomba de cavidades progresivas para flujo multifásico, mediante el análisis de los procesos:

- **Proceso termohidráulico:** La compresión del gas, ocasionada por el gradiente de presión, provoca que la temperatura aumente.
- **Proceso termomecánico:** El gradiente de presión entre las cavidades induce un efecto de tensión en el estator que incrementa el torque de fricción viscoso rotor-estator y la temperatura asociada.

La distribución de la presión es la causa del incremento de la temperatura tanto en flujo multifásico como en flujo líquido. Además, la temperatura es una medida del efecto de compresión del gas y del torque por fricción entre el rotor y el estator. Como consecuencia, eso es equivalente a un criterio de confiabilidad y riesgo de

fallas de la bomba de cavidades progresivas. La distribución de la presión en flujo multifásico depende del contenido de gas, de la velocidad de la bomba y de la compensación del volumen comprimido debido al flujo de resbalamiento.

La temperatura debida al torque por fricción entre el rotor y el estator es función del gradiente de presión, de la velocidad rotacional y del coeficiente de fricción. La temperatura debida a la compresión del gas depende de la distribución de la presión, de la fracción volumétrica de gas y de la velocidad de la bomba.

3.3.2 Sistema de Reguladores Hidráulicos.

Como se ha visto, la bomba de cavidades progresivas presenta varios inconvenientes al trabajar con flujo multifásico dada la distribución desproporcionada de la presión a lo largo de ésta. Con la finalidad de reducir los problemas que se presentan durante la operación de la bomba convencional de cavidades progresivas, se ha desarrollado un nuevo concepto de bomba, llamada Nueva Bomba de Cavidades Progresivas (NPCP, por sus siglas en inglés). La nueva bomba está compuesta por una bomba de cavidades progresivas y un sistema de reguladores hidráulicos (RH) instalados entre las cavidades. Los reguladores hidráulicos son dispositivos autorregulados que recirculan el fluido entre las cavidades para controlar la respuesta termodinámica de la bomba y para evitar la excesiva acumulación de calor, lo cual podría resultar en una falla prematura del estator.

La nueva bomba de cavidades progresivas es capaz de manejar de mejor manera las condiciones de flujo multifásico, dado que sus reguladores hidráulicos internos recirculan el fluido dentro de la bomba. Los beneficios son múltiples. Primero, estos uniformizan la presión a través de la longitud de la bomba, lo cual estabiliza la temperatura. Luego, compensan el volumen de gas comprimido de las cavidades progresivas. Además, protegen al estator y, por lo tanto, mejora el rendimiento de la bomba.

Las dimensiones relativamente pequeñas de los reguladores hidráulicos y su distribución a lo largo de la bomba resultan en un diseño multifásico eficiente. Comparado con la bomba de cavidades progresivas convencional, el nuevo sistema controla de mejor manera los parámetros de confiabilidad, tales como la temperatura y el torque de fricción, reduce el consumo de energía y mejora el rendimiento hidráulico (gasto, presión entregada).

La confiabilidad de la bomba de cavidades progresivas convencional está relacionada con la distribución de la presión, la cual también depende del diseño de la bomba y de las condiciones de producción, es decir, del gasto, de la presión entregada y de la velocidad rotacional. Entre los diseños de bombas multifásicas se encuentran dos categorías principales:

- Clase 1: Bombas que mantienen el diseño actual del bombeo de cavidades progresivas y que adaptan el ajuste de compresión entre el rotor y el estator, el cual se reduce gradualmente con la distancia desde el extremo de succión. El flujo de resbalamiento introduce un equilibrio entre la entrega de presión y el requerimiento de gasto y, la compensación del volumen de gas comprimido de las cavidades. Este equilibrio en el diseño es difícil de controlar.
- Clase 2: La nueva bomba de cavidades progresivas, la cual incluye los reguladores hidráulicos instalados dentro del rotor entre las cavidades, cuya función es controlar los parámetros de confiabilidad, es decir, la distribución de la presión y la temperatura desarrollada, así como también el torque viscoso.

La nueva bomba de cavidades progresivas posee dos distintos tipos de flujo:

- El flujo de recirculación de los reguladores hidráulicos, el cual es interno a las cavidades. Los reguladores hidráulicos recirculan el fluido entre las cavidades, sin pérdidas de gasto, que conlleva a procesos termohidráulicos y termomecánicos bien balanceados.
- El resbalamiento de la bomba de cavidades progresivas convencional, es decir el escurrimiento que se efectúa por las líneas de sello que forman las cavidades de la bomba.

El diseño de los reguladores hidráulicos permite controlar la distribución de la presión, el incremento de temperatura y el torque viscoso de la bomba para flujo multifásico, por lo tanto mejora los parámetros de confiabilidad y el rendimiento de bombeo. El principio de operación de la nueva bomba de cavidades progresivas es innovador, pues las cavidades se encuentran interconectadas mediante los reguladores hidráulicos autorregulados, dejando de lado las cavidades selladas individualmente de la bomba de cavidades progresivas convencional. Debido a esto, el comportamiento termohidráulico y termodinámico de la nueva bomba es completamente diferente.

La instalación de los reguladores hidráulicos sobre el rotor, es mostrada en la Figura 3.33, mientras que la operación de recirculación dentro de las cavidades es representada en la Figura 3.34. Los reguladores hidráulicos, son canales circulares modelados cuidadosamente para transferir el volumen de fluidos y la presión. Con la finalidad de controlar el proceso de regulación de los reguladores hidráulicos, se pueden añadir válvulas o toberas.

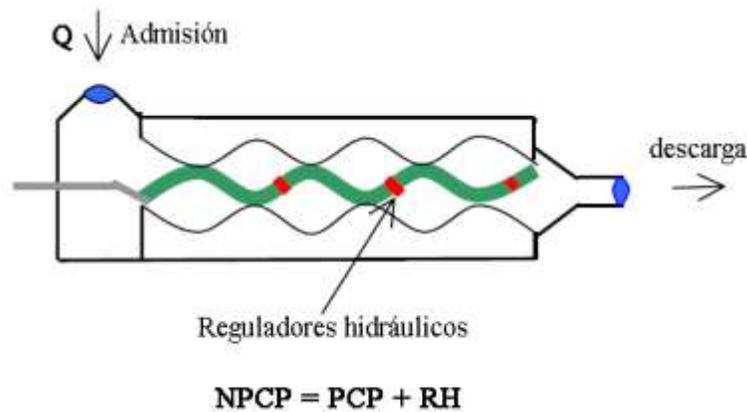


Figura 3.33 Instalación de los reguladores hidráulicos en el rotor.

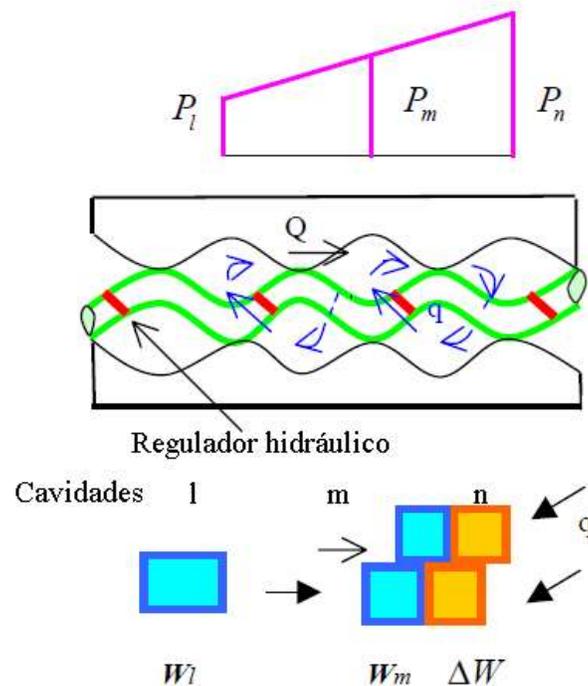


Figura 3.34 Recirculación del fluido mediante los reguladores hidráulicos colocados entre las cavidades.

Para ilustrar el proceso de operación, en la Figura 3.34 se consideran tres cavidades l, m y n , teniendo una distribución de presión $P_l < P_m < P_n$ y un gasto de bombeo Q . El gasto Q se mueve desde l hasta m , después el volumen de gas es comprimido dentro de la cavidad m dado que $P_m > P_l$. Debido a la diferencia de presión entre las cavidades m y n , los reguladores hidráulicos transfieren un flujo dentro de la cavidad m , el cual fluye de n a m puesto que $P_n > P_m$, dicho flujo compensa el volumen de gas comprimido, y ya que el volumen de las cavidades

es constante, la transferencia permitirá balancear la diferencia de presiones P_m y P_n . Por lo tanto este es un proceso iterativo: la diferencia de presiones involucra una transferencia de fluidos, la cual permite balancear la distribución de presiones y compensar el volumen comprimido de gas. El flujo de recirculación de los reguladores hidráulicos es autorregulado, por lo cual, conforme la presión es balanceada, el gasto q de recirculación es reducido.

El gasto total en la bomba comprende $(Q + q)$, el cual se mueve hacia la cavidad n , el gasto recirculado q retrocede a la cavidad m , mientras que el gasto bombeado Q continua hacia la siguiente etapa.

La eficiencia del sistema de producción artificial depende del diseño de los reguladores hidráulicos, es decir, de sus dimensiones y de su distribución a lo largo de la bomba. Esto puede expresarse en términos de la ley termodinámica de los gases y de la compensación hidráulica. Si se considera un gas del volumen de una cavidad W_G con una masa $M_G = \rho_G W_G$. El gas es comprimido a una presión P alcanzando una temperatura T . Entonces la ley de los gases se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{P}{M_G T} \approx C \quad (3.7)$$

A medida que el volumen de fluido se acerca a la descarga de la bomba, la presión se incrementa, si la masa de gas es constante la temperatura también aumenta. Si el gradiente de presión es balanceado mediante una masa agregada, es decir si la relación presión/masa se vuelve constante, la temperatura puede ser mantenida cerca del valor inicial. En base a la Ecuación 3.7, es posible calcular la compresión politrópica del gas mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{P^{\frac{2K-1}{K}}}{\rho_G^K T} = C \quad (3.8)$$

donde:

P = Gradiente de presión.

ρ_G = Densidad del gas.

T = Temperatura.

K = Coeficiente politrópico.

c = Constante.

Como se observa en la Figura 3.34, el volumen de la cavidad l se mueve a la cavidad m sin ninguna recirculación, por lo que las masas de conservación del gas y la compresión politrópica se transforman en las Ecuaciones 3.9 y 3.10 respectivamente:

$$M_l = \rho_l W_l \quad M_m = \rho_m W_m \quad M_l = M_m \quad (3.9)$$

$$\frac{P_l}{\rho_l^K} = \frac{P_m}{\rho_m^K} \quad (3.10)$$

donde:

M_l = Masa del gas en la cavidad l .

M_m = Masa del gas en la cavidad m .

ρ_l = Densidad del gas en la cavidad l .

ρ_m = Densidad del gas en la cavidad m .

W_l = Volumen del gas en la cavidad l .

W_m = Volumen del gas en la cavidad m .

P_l = Presión en la cavidad l .

P_m = Presión en la cavidad m .

K = Coeficiente politrópico.

Mediante la Ecuación 3.11 es posible obtener el volumen de gas comprimido:

$$\Delta W = W_l - W_m = \alpha W \left[1 - \left(\frac{P_l}{P_m} \right)^{\frac{1}{K}} \right] \quad (3.11)$$

$$W_l = \alpha W$$

siendo $\alpha = GVF$ = Fracción volumétrica de gas.

El gasto de recirculación q compensa el volumen comprimido, balanceando el gradiente de presión. El gasto de recirculación se define mediante la Ecuación 3.12.

$$q = \omega \frac{1}{\sqrt{\varphi}} \left(2 \frac{\Delta P}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.12)$$

$$\Delta P = P_n - P_m$$

$$\Delta W' = n \int q dt \approx n * t * q$$

donde:

ω = Sección de flujo del regulador hidráulico.

φ = Coeficiente de la caída de presión a través de los reguladores hidráulicos.

ΔP = Presión diferencial del regulador hidráulico.

t = Tiempo de operación del regulador hidráulico.

n = Número de reguladores hidráulicos.

$\Delta W'$ = Volumen compensado mediante la recirculación de fluidos.

En la práctica, el diseño óptimo del sistema de reguladores hidráulicos, es resultado de un proceso iterativo (Figura 3.35):

1. Se considera una distribución de presión determinada.
2. Mediante la Ecuación 3.11, se obtiene el volumen de gas comprimido, como una función de la fracción volumétrica de gas y de la presión.
3. Se supone una distribución de los reguladores hidráulicos, los cuales entregan un determinado gasto de recirculación durante un tiempo t . Con esta información se calcula el volumen de fluidos entregados $\Delta W'$ mediante la Ecuación 3.12.
4. Si el volumen de fluidos entregados, concuerda con el volumen comprimido de gas, entonces el proceso de diseño está balanceado y el proceso iterativo se detiene. Dicho proceso de diseño arroja las dimensiones y la distribución del sistema de reguladores hidráulicos.

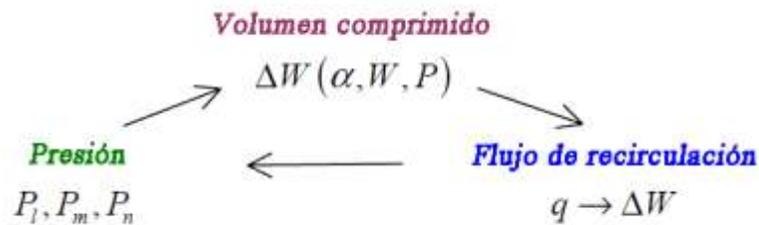


Figura 3.35 Diagrama del proceso iterativo de diseño de los reguladores hidráulicos.

Como se ha visto, la distribución de la presión a lo largo de la bomba para flujo multifásico, incrementa el torque de fricción viscoso. Bajo estas condiciones, la temperatura se convierte en una medida del torque de fricción, por lo cual:

$$T_m \sim \Delta P_{n-m} * f * N \quad (3.13)$$

donde:

ΔP_{n-m} = Presión diferencial entre las cavidades n y m .

f = Coeficiente de fricción (equivalente a la viscosidad dinámica de Newton).

N = Velocidad rotacional de la bomba.

Dado que el gradiente de presión está determinado, los parámetros de confiabilidad están bajo control y la temperatura generada por la compresión del gas (proceso termohidráulico) y el torque de fricción viscoso entre el rotor y el estator (proceso termomecánico) disminuyen. Como consecuencia, la temperatura es una medida de la compresión del gas y del torque viscoso, siendo estos dos últimos, factores determinantes de la confiabilidad. Se puede establecer que la relación de temperaturas es, de hecho, un criterio de confiabilidad.

Para determinar la capacidad de la nueva bomba de cavidades progresivas en el manejo de fluidos multifásicos y mejorar su confiabilidad bajo condiciones de producción real, se llevo a cabo, un programa de pruebas en las instalaciones de la plataforma de pruebas de la PCM y en el Laboratorio de Pruebas e Investigaciones en Turbomáquinas y Cavitación del CREMHyG en Grenoble Francia. La nueva bomba de cavidades progresivas con diferentes diseños de reguladores hidráulicos, fue evaluada en flujo líquido y multifásico. Dado que las distribuciones de la temperatura y la presión son factores significativos, las mediciones fueron llevadas a cabo en múltiples ubicaciones y para diferentes intervalos de tiempo. Los valores de temperatura presentados fueron medidos durante 20 minutos a condiciones de flujo multifásico estable. En la operación actual, las respuestas a largo plazo al incremento de temperatura dependen del gradiente de temperatura inicial y de los factores que lo rodean. Fueron empleados medidores de flujo en las líneas de gas y líquido. Adicionalmente, la velocidad de bombeo, la presión entregada y la potencia fueron también registradas. El rango de los parámetros medidos es el mismo que se empleo en el estudio del comportamiento de la bomba convencional, presentado en el punto 3.3.1, dicho rango se muestra en la Tabla 3.2.

3.3.2.1 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas y la bomba convencional.

El método para estimar la eficiencia de los reguladores hidráulicos, los cuales son la principal diferencia entre la nueva bomba de cavidades progresivas y el modelo convencional, puede ser expresado en términos de la relación entre la presión y la temperatura, para ambos procesos térmicos. Para diferenciar los parámetros de ambos modelos de bomba, se denota con los subíndices, 1 para la nueva bomba de cavidades progresivas y 2 para el modelo convencional.

A partir de las Ecuaciones termohidráulicas 3.7 y 3.8 que definen la compresión del gas, se deriva la Ecuación 3.14 que compara el rendimiento térmico de la nueva bomba de cavidades progresivas con la bomba convencional.

$$\frac{P_2}{P_1} \sim \frac{T_2'}{T_1'} \quad (3.14)$$

donde:

P = Gradiente de presión.

T' = Gradiente de temperatura generado por la compresión del gas.

Mediante la Ecuación termomecánica 3.13, que define la fricción viscosa entre el rotor y el estator, ocasionada por el alto gradiente de presión, se puede realizar una comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas y el modelo convencional, como se observa en la Ecuación 3.15.

$$\frac{T_2}{T_1} \sim \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} * \frac{f_2}{f_1} * \frac{N_2}{N_1} \quad (3.15)$$

Comportamiento en el manejo de líquidos.

La distribución de la presión cuando se trabaja con flujo de líquidos, para la bomba de cavidades progresivas convencional y la nueva bomba con reguladores hidráulicos, se presenta en la Figura 3.36. La curva de presión del modelo convencional es el resultado del acoplamiento ajustado entre el rotor y el estator, particularmente en el sector de entrada.

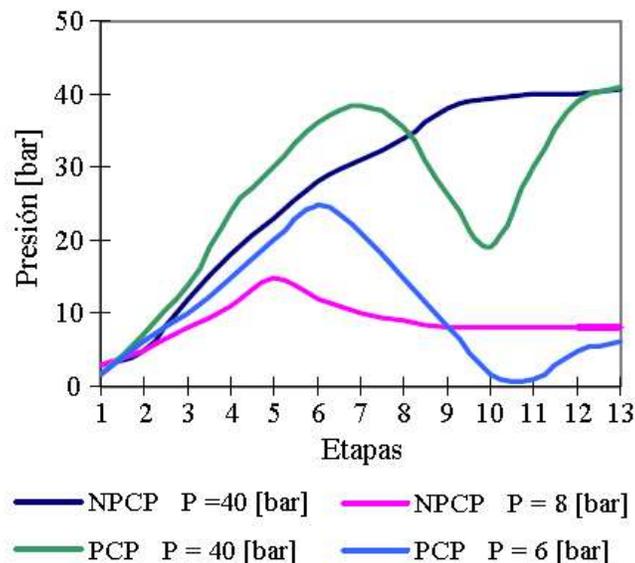


Figura 3.36 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ y $6 - 8$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

Cuando la presión de descarga es baja ($0 - 8$ [bar]), la presión se incrementa en las etapas de entrada (de la 1 a la 7). Esto se debe al acoplamiento ajustado que sella las cavidades y a una variación muy pequeña (0.2%) del volumen de líquido incompresible, que provoca una alta variación de la presión. Por otro lado para una presión de descarga $P = 40$ [bar], el resbalamiento se identifica en las etapas de descarga, aunque la curva de presión actual de la bomba convencional es desigual. Una consecuencia es que la presión local alcanza las condiciones de cavitación y daña al elastómero; por ejemplo para la bomba de cavidades progresivas convencional, en el flujo de aceite viscoso, la presión tan baja de las etapas 9 a la 12 puede provocar cavitación del gas local.

En el flujo de líquidos, la recirculación de los reguladores hidráulicos, crea un balance en la presión, lo cual uniformiza el gradiente de presión de la nueva bomba de cavidades progresivas. Aunado a esto, la variación del volumen de

líquidos de una cavidad se compensa, por lo que así no existe un incremento exagerado de la presión, lo cual protege al estator. La regulación de la presión, que los reguladores hidráulicos proporcionan, evita el riesgo de cavitación, debido a que no hay caídas de presión tan abruptas, como las que se pueden presentar en la bomba de cavidades progresivas convencional.

Dado que el líquido bombeado es incompresible, el incremento en la temperatura, se debe solamente a la fricción viscosa, generada por el ajuste entre el rotor y el estator bajo un gradiente de presión. En la bomba de cavidades progresivas convencional, la distribución desigual de la presión muestra un alto gradiente de presión local de $\Delta P_2 = 7.7$ [bar/etapa], mientras que el gradiente uniforme de presión de la nueva bomba de cavidades progresivas es $\Delta P_1 = 3$ [bar/etapa].

El comportamiento de la temperatura, a lo largo de cada una de las bombas en estudio, se muestra en la Figura 3.37, las temperaturas medias que se registraron son $T_1 = 2.4$ °C para la nueva bomba de cavidades progresivas y $T_2 = 6.7$ °C para el modelo convencional. Con el uso de la Ecuación 3.15, se puede comparar las dos bombas, como el coeficiente de fricción y la velocidad rotacional de la bomba son iguales para la nueva bomba de cavidades progresivas como para la bomba de cavidades progresivas convencional, se tiene que:

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{7.7}{3.0} = 2.6 \quad \text{y} \quad \frac{T_2}{T_1} = \frac{6.7}{2.4} = 2.8$$

Así el gradiente uniforme de presión que proporcionan los reguladores hidráulicos y la regulación del incremento de temperatura se confirman. Como se ha mencionado, la temperatura es una medida de la respuesta del estator al torque viscoso del rotor. La temperatura de la nueva bomba de cavidades progresivas representa $\frac{1}{3}$ de la que tiene el modelo convencional y esto se debe a un decremento del gradiente de presión de la nueva bomba de cavidades progresivas. En consecuencia, en el flujo de líquidos los datos experimentales muestran que el criterio de confiabilidad de la nueva bomba mejora significativamente.

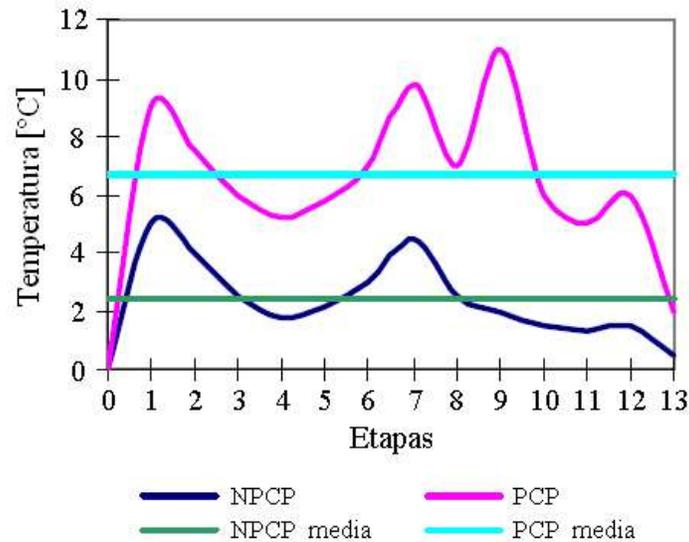


Figura 3.37 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

Comportamiento en el manejo de flujo multifásico

En el manejo de flujo multifásico, se presenta tanto la compresión del gas como el aumento del torque viscoso. La primera comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas y la bomba de cavidades progresivas convencional, se realizó bajo condiciones muy severas de producción, las pruebas se llevaron a cabo con una alta fracción volumétrica de gas $GVF = 0.9$, una velocidad rotacional de la bomba de $N = 300$ [rpm], una alta presión de descarga $P = 40$ [bar] y una mezcla bifásica de agua y aire. En la Figura 3.38, se observa el comportamiento del gradiente de presión de ambas bombas, al analizar las curvas de presión, se aprecia que la nueva bomba de cavidades progresivas comprime el gas a lo largo de 8 etapas, mientras que la bomba de cavidades progresivas convencional lo hace en las 3 etapas de descarga. Por lo tanto, la relación de los gradientes de presión es:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{8}{3} = 2.7$$

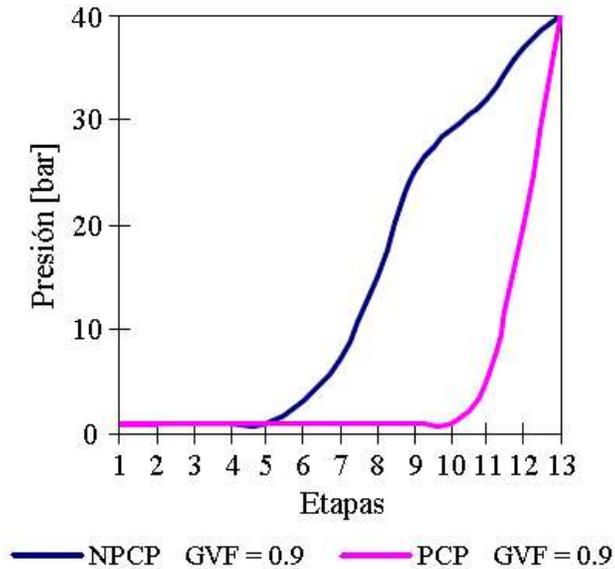


Figura 3.38 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar], una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

A lo largo de las etapas de entrada de ambas bombas, no existe compresión del gas, tal como lo muestra la Figura 3.38, por lo que el incremento de temperatura que se registra, es ocasionado por el torque de fricción viscoso. Para las pruebas efectuadas a la nueva bomba de cavidades progresivas y a la bomba de cavidades progresivas convencional, se empleó una velocidad rotacional y un coeficiente de fricción iguales, por lo cual al tomar los valores de temperatura media en las etapas de entrada, registrados en la Figura 3.39 que presenta el comportamiento del gradiente de temperatura de ambas bombas, se obtiene la relación de los gradientes de temperatura para las etapas de entrada:

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{7.5}{2.5} = 3$$

El valor obtenido, se aproxima a la relación de los gradientes de presión. Dado que la compresión del gas se lleva a cabo en las etapas de descarga, la relación de los gradientes de temperatura generados por el proceso termohidráulico, modelado mediante la Ecuación 3.14, se obtiene con los valores registrados de temperatura de la etapa 12, por lo tanto:

$$\frac{T'_2}{T'_1} = \frac{21}{6.3} = 3.3$$

lo que también se relaciona con el gradiente de presión. Con la realización de estas pruebas, se determina que el nuevo sistema de bombeo de cavidades progresivas tiene un gradiente de presión pequeño, el cual ayuda a que el

incremento de temperatura ocasionado por la compresión del gas y el torque viscoso disminuya. Además el criterio de confiabilidad de la nueva bomba de cavidades progresivas es 3 veces mejor que el de la bomba convencional.

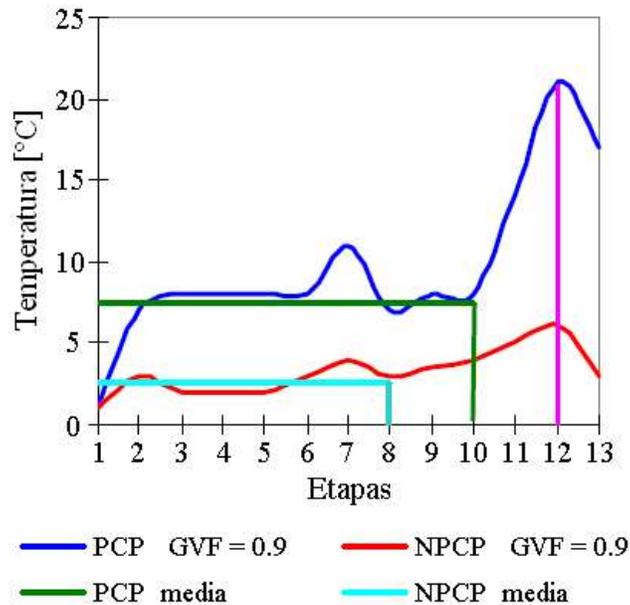


Figura 3.39 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

El caso de estudio descrito arriba, fue realizado para parámetros de producción fijos. Para determinar si el criterio de confiabilidad es constante sin importar cuales sean las condiciones de bombeo se varió el contenido de gas y la presión de descarga, de esta manera se observó el comportamiento de la respuesta de los reguladores hidráulicos a la variación de dichos parámetros, la Figura 3.40 muestra el comportamiento de la temperatura al variar la fracción volumétrica de gas y la presión de descarga. A pesar de que, la mezcla bifásica es agua-aire, la relación de temperaturas entre la nueva bomba de cavidades progresivas y la bomba convencional concuerda con los resultados previos, es decir, el criterio de confiabilidad medio es estrictamente 3, independientemente de la fracción volumétrica de gas y de la presión de descarga.

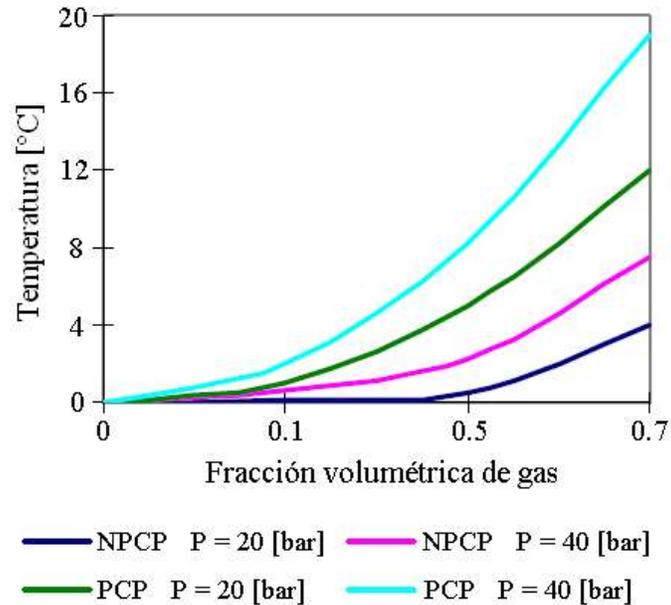


Figura 3.40 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para varias fracciones volumétricas de gas, con una presión de descarga $P = 20$ y 40 [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

Este resultado confirma la capacidad de autorregulación del regulador hidráulico. La Ecuación 3.12 muestra que la compensación del gas comprimido mediante el gasto de recirculación de los reguladores hidráulicos depende de la presión y del tiempo, de tal manera que el regulador hidráulico trabaja durante el tiempo necesario para balancear la presión y así compensar el volumen. Por lo tanto, un regulador hidráulico diseñado para una alta fracción volumétrica de gas y una alta presión de descarga, adaptará por sí mismo el tiempo de operación hasta que la presión alcanza el balance. Así, cuando la fracción volumétrica de gas y la presión de descarga son más bajas que en las especificaciones de diseño, el regulador hidráulico trabajará por menos tiempo pero la bomba alcanzará un valor similar en el criterio de confiabilidad.

En la Figura 3.41 se presenta el comportamiento de la temperatura de la mezcla multifásica como función de la velocidad rotacional de la bomba para varias fracciones volumétricas de gas. A medida que el gasto de gas aumenta linealmente con la velocidad rotacional de la bomba, también lo hace el gradiente de presión. Por lo tanto, los procesos termomecánico y termohidráulico serán funciones lineales de la velocidad rotacional de la bomba. Una mejor distribución de la presión de la nueva bomba de cavidades progresivas se refleja en una reducción significativa del torque viscoso, lo que mejora su confiabilidad y reduce el consumo de energía. El criterio de confiabilidad promedio de la nueva bomba de cavidades progresivas concuerda con los valores obtenidos en las pruebas.

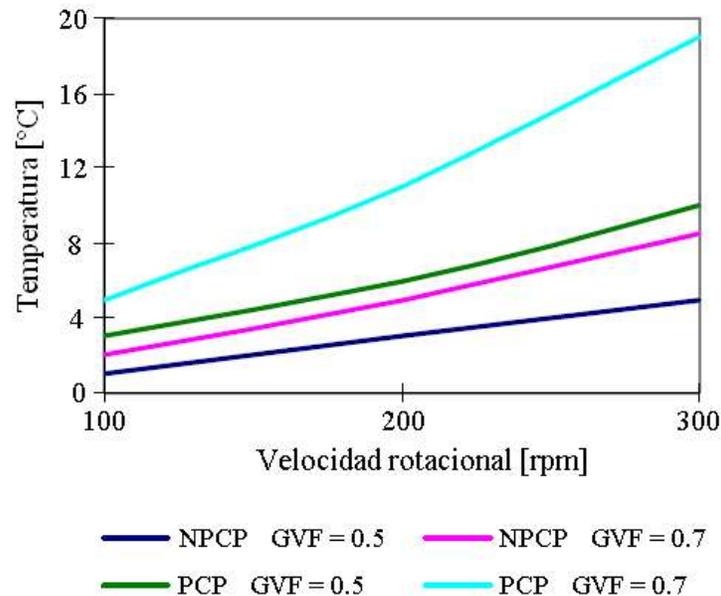


Figura 3.41 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico en función de la velocidad rotacional de la bomba, con una presión de descarga $P = 40$ [bar].

El empleo del sistema de reguladores hidráulicos como parte del sistema de bombeo de cavidades progresivas representa una buena solución a los problemas generados al trabajar con flujo multifásico, entre las aportaciones que ofrece se encuentran las siguientes:

- Permite que la bomba controle el ritmo de producción del flujo multifásico así como los parámetros de confiabilidad.
- El sistema autorregulado de los reguladores hidráulicos mejora la respuesta de la bomba en la producción multifásica, reduce la temperatura debido a la compresión del gas y al torque viscoso, mejora la confiabilidad del elastómero del estator y reduce el consumo de energía, evita el riesgo de cavitación en el flujo viscoso y mejora el desempeño hidráulico (presión entregada y gasto).
- La comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas y el modelo convencional muestra que el criterio de confiabilidad del nuevo modelo es estrictamente 3 veces la del modelo convencional. Las pruebas confirman que este nivel de mejoramiento es válido para varias fracciones de contenido de gas, gastos, presiones entregadas y velocidades de bombeo.
- El método analítico se confirma por los resultados experimentales, proponiéndose un proceso iterativo para encontrar el diseño óptimo del sistema de reguladores hidráulicos.

CAPÍTULO 4

- **Varillas huecas PCPRod®.**
- **Extracción de la bomba empleando línea de acero.**
- **Aplicación del sistema híbrido ESPCP en Kulin.**
- **Aplicación del sistema híbrido ESPCP en Cerro Negro.**
- **Reconocimiento y monitoreo de la operación del sistema BCP.**

CAPÍTULO IV. NUEVAS ALTERNATIVAS PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

La implementación de los nuevos desarrollos de los sistemas artificiales es una parte fundamental dentro de todo el proceso de evolución de la tecnología, ya que gracias a ello se comprueba su eficiencia bajo condiciones reales de operación. En el capítulo 3 se describieron los nuevos desarrollos tecnológicos en la bomba subsuperficial del bombeo de cavidades progresivas, sin embargo algunos de ellos aun se encuentran en proceso de análisis por lo cual no se tienen resultados de su implementación en campos de aceite. A continuación se presentan las nuevas alternativas para el diseño y operación del sistema de bombeo de cavidades progresivas, aunado a esto, se presentan los resultados de las aplicaciones de algunos desarrollos del sistema para la optimización de pozos de aceite, esto permite conocer las ventajas y los beneficios obtenidos en dichos campos productores, al mismo tiempo ampliará el rango de aplicación para futuras implementaciones.

4.1 Varillas huecas PCPRod®.¹⁸

El bombeo de cavidades progresivas en sus primeras aplicaciones fue accionado usando una sarta de varillas para transmitir el movimiento rotacional desde la superficie hasta la bomba.

Sin embargo, el progreso y avance tecnológico de las bombas fue incrementando las profundidades y el gasto posible de obtener, debido a esto aumentaron los requerimientos sobre las varillas, ya que el crecimiento de las exigencias operativas implicó un incremento en las roturas de éstas, generando mayores costos operativos del sistema y limitando su aplicación. Es por ello que la empresa Tenaris desarrolló PCPRod®, una varilla hueca fabricada a partir de un tubo sin costura de acero aleado de alta dureza con una resistencia máxima a la tensión de $9,844 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$ que no solo aumenta la confiabilidad del bombeo en cavidades progresivas, sino que también reduce los costos operativos (Figura 4.1 y 4.2).



Figura 4.1 Varilla hueca.



Figura 4.2 Corte transversal de una varilla hueca.

4.1.1 Desarrollo y características.

Los factores que se consideraron en la creación de la tubería PCPRod® incluyen la experiencia previa de los clientes, usuarios de sistemas de bombeo de cavidades progresivas, fabricantes de bombas y la recopilación de fallas en varillas convencionales. Toda esta información fue combinada para desarrollar el proyecto, el cual incluyó las siguientes etapas:

- Recolección de datos de experiencias de campo.
- Desarrollo de un modelo de cálculo para el diseño.
- Modelado y optimización de la geometría de la unión.
- Pruebas de laboratorio (tensión, torsión, torque en la unión).
- Pruebas de fatiga.
- Pruebas de campo en pozos experimentales.

Dentro de las características de esta tubería se destaca la posibilidad de inyectar diluyentes, inhibidores de corrosión u otros fluidos a través de una unión hueca denominada *union external flush* (Figura 4.3), además permite introducir sensores de temperatura y de presión. Por otro lado al manejar la unión hueca se reduce notablemente el rozamiento entre la tubería de producción y la sarta de varillas lo cual genera mayor ahorro gracias a la reducción de las fallas, además de que presenta mayor resistencia a la fatiga. Algunos modelos de tubería cuentan con recalque, el cual es un engrosamiento del espesor del tubo en la sección de unión, este aumento del espesor ocasiona que el diámetro externo del tubo se incremente, esta característica le proporciona mayor resistencia a la unión de los tubos por lo cual las uniones dejan de ser la parte más débil de la sarta de varillas huecas en este caso.

Las especificaciones técnicas de los modelos de las varillas huecas para el bombeo de cavidades progresivas se encuentran en la Tabla 4.1.

Modelo de varilla	Ø ext. del tubo [mm]	Espesor del tubo [mm]	Ø ext. del recalque [mm]	Torque máx. de trabajo [lb/pie]	Peso métrico [kg/m]	Ø int. mín. de la unión [mm]
PCPRod® 1000	48.8	6.7	Sin recalque	1,000	6.95	20
PCPRod® 1500	42.2	5.0	50	1,500	4.6	17
PCPRod® 2500	48.8	6.7	60	2,500	6.95	20

Tabla 4.1 Especificaciones técnicas.

4.1.2 Instalación y ventajas.

La instalación en el pozo es simple, dado que no se requieren accesorios especiales. Para bajar una PCPRod® a una profundidad de 1,000 [m] se demanda de aproximadamente tres horas.

El torque de instalación para cada diámetro de tubo se encuentra en la Tabla 4.2. No se requieren herramientas especiales.

Modelo de varilla	Torque mínimo [lb/pie]	Torque óptimo [lb/pie]	Torque máximo [lb/pie]
PCPRod® 1000	900	950	1,000
PCPRod® 1500	1,400	1,450	1,500
PCPRod® 2500	2,400	2,450	2,500

Tabla 4.2 Torque de ajuste para varillas huecas.



Figura 4.3 Esquema de unión de la PCPRod®.

Las ventajas del uso de esta herramienta son diversas y de carácter tanto técnico como económico.

- Reduce entre el 30 y 50% los costos de instalación iniciales para extraer los mismos gastos usando bombeo mecánico o bombeo electrocentrífugo.
- Reduce los costos de instalación y operativos para la inyección de diluyentes en la producción de crudos pesados y extrapesados.
- Permite operar bombas de alto gasto (superior a los 6,000 [bpd]) en forma confiable a altas profundidades (más de 1,100 [m]).
- Disminuye la velocidad de flujo al reducir las pérdidas de carga y la abrasión/erosión por sólidos disueltos, al tiempo que se aumenta la efectividad en la inhibición de corrosión.
- Reduce las fallas prematuras en el piñon de la unión causadas por sobretorque.
- Reduce el efecto del giro inverso de la bomba al detenerse (backspin). Esto facilita el redimensionamiento del cabezal de superficie, lo que se refleja en una reducción de costos. Por ejemplo una sarta de 1,000 [m] de varillas de bombeo de 1 1/8 [pg] acumula 41 giros en deformación elástica, la sarta actúa como un resorte y cuando la bomba se detiene gira en la dirección inversa hasta liberar la energía acumulada, en cambio en una PCPRod® 1000 se acumulan sólo 8 giros de deformación elástica gracias a su mayor rigidez de torsión. Esto implica una transmisión más efectiva y constante del torque.
- Gracias a la unión hueca, se disminuyen las posibilidades de fricción entre las varillas y la tubería de producción.
- PCPRod® no requiere herramientas especiales para su montaje y se puede instalar rápidamente.

4.2 Extracción de la bomba de cavidades progresivas empleando línea de acero.

El desarrollo del sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas impulsado desde el fondo comenzó en 1991.¹⁹ Este sistema híbrido de producción artificial se desarrolló para evitar el uso de la sarta de varillas que se emplea en el sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional, de esta manera se mejoran las implementaciones en pozos desviados y horizontales reduciendo así los costos de mantenimiento y suministro de energía al equipo, ya que el principal problema que se tiene al implementar el bombeo de cavidades progresivas convencional en pozos altamente desviados es el constante daño que sufre la sarta de varillas lo que incrementa los costos de mantenimiento, pues las varillas tienen que ser cambiadas con frecuencia.

Por otro lado la principal causa de la extracción del sistema de bombeo ha sido la vida útil de la bomba, ya que las severas condiciones en el fondo del pozo reducen la capacidad de ésta para producir fluidos, mientras que el motor de fondo se

encuentra sin afectaciones. Como resultado, la compañía REDA diseñó un sistema que permite que la bomba pueda ser extraída y reemplazada sin modificar el motor de fondo.

4.2.1 Sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo recuperable mediante línea de acero.

El sistema combinado consiste en un motor electrocentrífugo que impulsa a una bomba de cavidades progresivas. Además lleva una caja de engranes para reducir la velocidad del motor y convertir el movimiento oscilatorio del rotor en rotaciones concéntricas. También lleva un protector, el cual está montado entre el motor sumergible y la caja de engranes para la nivelación de las presiones y como medio de sello, ya que debido a los requerimientos específicos del motor y de la caja de engranes, cada uno contiene diferentes fluidos. Estos fluidos se encuentran separados por el protector y pueden nivelarse con la presión del pozo. La ventaja de mantener a los fluidos separados es que si hubiera una falla en el motor o en la caja de engranes, el fluido contaminado no migraría dentro del otro componente, provocando así un daño mayor. En la Figura 4.4 se presenta la configuración del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible.

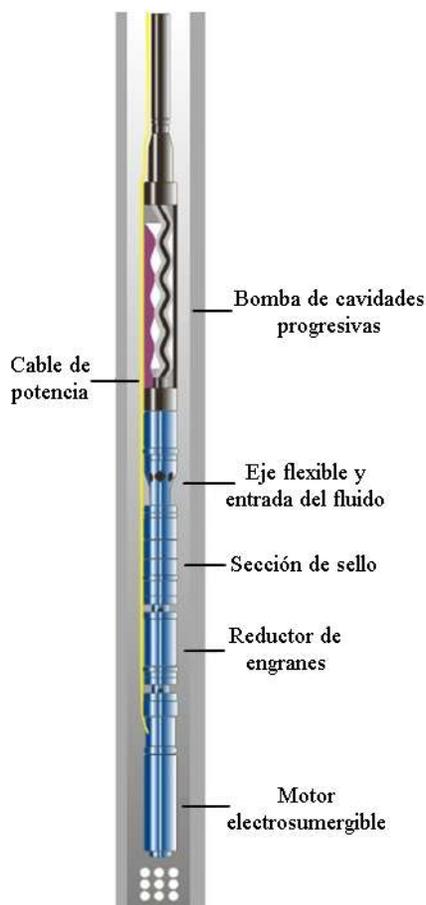


Figura 4.4 Sistema híbrido de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo desarrollado por la compañía REDA emplea un motor electrosumergible de 4 polos a 1,700 [rpm] y 60 [Hz], el emplear este motor permite reducir la complejidad de la caja de engranes por lo cual el arreglo de reducción de la caja es más sencillo lo que se refleja en una disminución del tamaño de ésta y por ende en la reducción de los costos, la caja de engranes reduce la velocidad a 425 [rpm] a 60 [Hz]. La bomba de cavidades progresivas está conectada a la tubería de producción mientras que el estator de la bomba está conectado al intake de la caja de engranes mediante el uso de un adaptador que está ensartado en el estator y atornillado al intake.

El sistema recuperable por línea de acero impulsado desde el fondo desarrollado por REDA utiliza el mismo motor electrocentrífugo, protector y caja de engranes que la versión que se encuentra desplegada desde la tubería de producción. Sin embargo el eje flexible y la sección de entrada del fluido (intake) están modificados para conectarse al adaptador del rotor mediante línea de acero.

En el sistema desplegado desde la tubería de producción, el estator de la bomba está unido rígidamente al intake. Para la configuración del sistema recuperable por línea de acero, se conecta un dispositivo que impide la rotación del estator en la parte superior del intake, encima de éste se encuentra la camisa de la bomba la cual alberga la bomba de cavidades progresivas. En la parte superior de la camisa se encuentra un niple de asiento que está enroscado en el fondo de la tubería de producción. Este ensamblaje se encuentra instalado por completo sobre la sarta de producción, con el cable de potencia flejado al exterior de la tubería de producción. La configuración del sistema recuperable por línea de acero impulsado desde el fondo se muestra en la Figura 4.5.

Para instalaciones comerciales, el ensamblaje de la bomba está instalado en la camisa de ésta, en este caso el ensamblaje de la bomba es realizado empleando línea de acero.

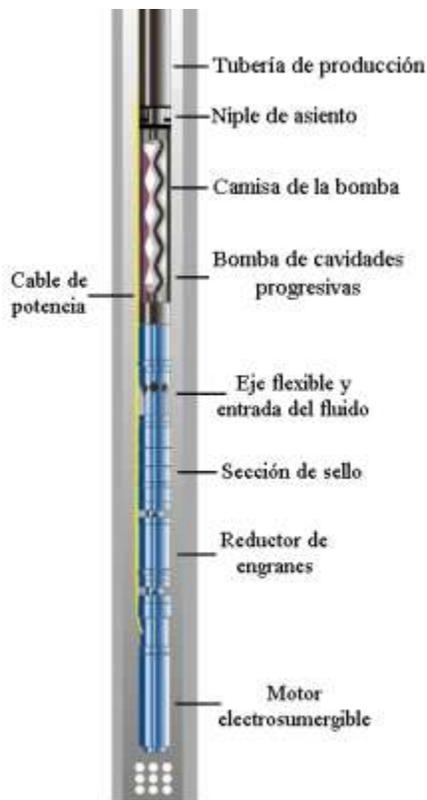


Figura 4.5 Sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo recuperable mediante línea de acero.

4.2.2 Prueba de campo usando tubería de producción de 4 ½ [pg].

En marzo de 1997 la compañía REDA realizó una prueba del sistema recuperable con línea de acero en un pozo. El ensamblaje del sistema de impulso se instaló sobre una tubería de revestimiento de 4 ½ [pg] la cual había sido utilizada como tubería de producción para una tubería de revestimiento de 7 [pg].

El sistema incluía un motor de 4 polos de 40 [HP], un protector, caja de engranes relación 4: 1 de 5.25 [pg] de diámetro, la camisa de la bomba con un diámetro interno de 4 [pg] y un niple de asiento. La profundidad del pozo fue de 1,159 [m] mientras que la profundidad vertical fue de 854 [m] teniendo una inclinación aproximadamente de 45°. Posteriormente se ubicaron en el lugar, un camión de línea de acero y un equipo de reparación para soportar el lubricador, como se observa en la Figura 4.6.



Figura 4.6 Camión de línea de acero.

La unidad fue puesta en marcha tan pronto como el pozo estuvo listo. Después de tres meses de trabajo, en junio de 1997 se decidió extraer la bomba para inspeccionarla y volverla a poner en operación. Se presentaron diversos problemas para la extracción de la bomba hasta que se cambió la configuración de la sarta para permitir el uso de un lubricador más corto. Cuando se inspeccionó la bomba ésta no presentó signos de desgaste ni daño, por lo que ésta fue instalada nuevamente sin incidente alguno.

La bomba falló el 5 de julio de 1997, por lo que una nueva bomba fue instalada el 24 de julio. El camión de línea de acero fue el único equipo requerido para la operación, la sarta fue insertada en el lubricador, y este a su vez fue conectado al cabezal del pozo. El descenso utilizando el lubricador corto fue llevado a cabo sin incidentes y la unidad se encontraba funcionando hasta marzo de 1998.

Utilizando un camión de línea de acero y un lubricador fue posible extraer la bomba. La facilidad para cambiar la bomba en un tiempo mínimo utilizando un lubricador que elimine la necesidad de abandonar el pozo y dañar la formación tiene efectos en la rentabilidad de la producción del pozo. Dado que la bomba puede ser cambiada con gran facilidad, el operador puede emplear una bomba usada en otro pozo o de diferente tamaño para realizar la limpieza inicial y después reemplazarla con una bomba optimizada cuando se requiera, empleando el equipo antes descrito. Cabe señalar que las modificaciones realizadas mediante el uso de la línea de acero no afectan la confiabilidad del motor electrosumergible, ya que éste no es dañado durante las operaciones.

4.3 Sistema combinado: Bombeo de cavidades progresivas con bombeo electrocentrífugo sumergido. Aplicación en pozos horizontales.

El proyecto en Kulin, Indonesia, contempla 2 pozos horizontales, con alta producción de arena en el campo Duri, la ubicación del campo se observa en la Figura 4.7. El pozo *Kulin 082 (KL082)* tiene 409 [m] de profundidad vertical real y 105 [m] de longitud lateral (es la longitud horizontal que hay desde la cabeza del pozo hasta el final de este), mientras que el pozo *Kulin 083 (KL083)* tiene 299 [m] de profundidad vertical real y 370 [m] de longitud lateral, ambos pozos con alta producción de arena. En la Figura 4.8 se presenta el esquema de la profundidad vertical real y la longitud lateral en un pozo horizontal. Las propiedades del yacimiento a condiciones iniciales se muestran en la Tabla 4.3.



Figura 4.7 Localización del campo Duri.

Propiedades	KL082	KL083
Porosidad	33 %	35 %
Permeabilidad	5,000 [mD]	2,131 [mD]
Espesor de arena	10 [m]	6 [m]
Presión del yacimiento	16 [kg/cm ²]	17 [kg/cm ²]
Temperatura del yacimiento	66 °C	57 °C
Densidad del aceite	20 °API	16 °API

Tabla 4.3 Propiedades del yacimiento.

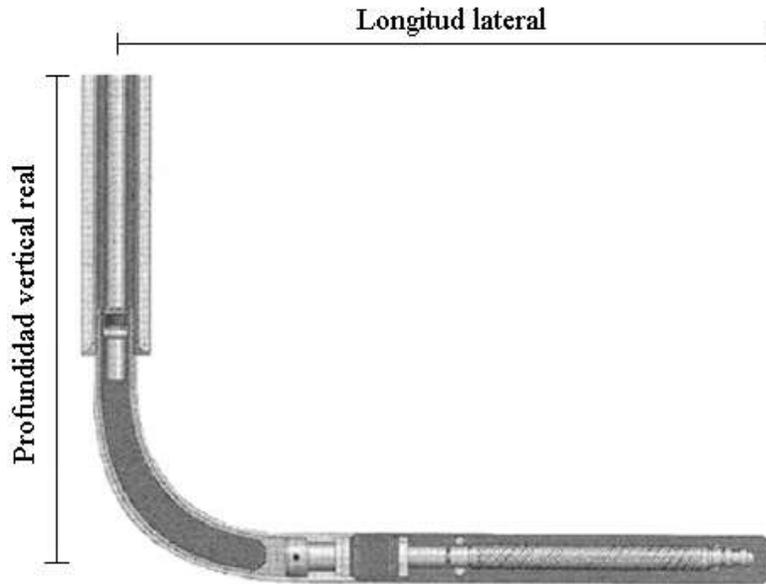


Figura 4.8 Diagrama de un pozo horizontal.

Durante la fase de pre-ejecución del proyecto, se hizo una evaluación para identificar el método de levantamiento artificial a emplear, el cual debe optimizar la operación de la bomba y la producción de los pozos. El campo Duri tiene arenas deleznable y estadísticamente el rendimiento de la bomba en 25 pozos horizontales es pobre, ya que el promedio de la eficiencia de la bomba es de menos de 30% con 118 días de operación. La Tabla 4.4 presenta la eficiencia de la bomba en el campo Duri.

Año	Número de bombas instaladas	Promedio de la eficiencia de las bombas [%]
1999	6	20
2000	15	27
2001	19	43
2002	7	29

Tabla 4.4 Eficiencia de las bombas instaladas en 25 pozos horizontales en Duri.

Los principales factores que contribuyeron a la baja eficiencia de la bomba, son las altas pérdidas de fricción que evitan el adecuado viaje de la bomba, y la excesiva producción de arena que daña a la sarta.

Tomando en cuenta que el campo posee arenas deleznable y que los pozos fueron terminados con diseño de pre-perforación con liner en agujero descubierto, la idea era implementar un sistema sin sarta de varillas y con mayor resistencia a la producción de arena. Se considero el bombeo electrocentrífugo sumergido y el

bombeo de cavidades progresivas pero el primero no está diseñado para el manejo de la producción de arena y el segundo usa una sarta de varillas y está sujeto a fallas en pozos horizontales. Por lo tanto, el equipo encargado del proyecto Kulin decidió usar en forma combinada ambos sistemas: Bombeo electrocentrífugo con cavidades progresivas (ESPCP por sus siglas en inglés) como solución.

4.3.1 Diseño e instalación del sistema.

El sistema ESPCP está constituido por el bombeo de cavidades progresivas manejado por el motor del bombeo electrocentrífugo sumergido. Al no llevar una sarta de varillas se eliminan las pérdidas por fricción en la tubería y como no lleva estopero se evitan derrames de aceite a la superficie.

El diseño de la bomba de cavidades progresivas es el mismo descrito en capítulos anteriores. Como la temperatura de la formación es de 66°C se escogió un elastómero con resistencia a la temperatura de 95°C , además se determinó su compatibilidad con los aromáticos y los fluidos producidos.

La configuración del sistema ESPCP se describe a continuación:

- **Motor de fondo:** El motor utilizado es el motor del bombeo electrocentrífugo sumergido y su tamaño es determinado por la potencia requerida para operar la bomba de cavidades progresivas, el tamaño de la tubería de revestimiento y la temperatura de fondo. El sistema opera con un motor de 2 polos a 60 [Hz] , una velocidad de $3,500\text{ [rpm]}$, 38 [hp] de potencia, 453 [V] y 53 [A] .
- **Reductor de engranes:** La función primaria de este elemento es proveer una velocidad aceptable para la bomba de cavidades progresivas, la cual normalmente es de $100\text{ a }500\text{ [rpm]}$. Además incrementa el torque disponible para el sistema de bombeo de cavidades progresivas. Ambos pozos usan una relación de engranes de 9:1.
- **Sección de sello:** Su función principal es prevenir que los fluidos del pozo entren al reductor de engranes y al motor, aislando el aceite del motor de los fluidos del pozo.
- **Toma y eje flexible:** El ensamblaje del eje flexible está diseñado para convertir la rotación concéntrica de la sección de sello a la rotación excéntrica requerida por la bomba de cavidades progresivas. El gasto máximo de entrada es de $9,000\text{ [bpd]}$.

Para el control de los gastos en la cabeza y en la bomba, el sistema ESPCP usa un variador de frecuencia, el cual es operado en superficie con la finalidad de

ofrecer mayor control de la producción y reduce el tiempo de paro. En la Figura 4.9 se muestra el diagrama de la configuración del sistema ESPCP.

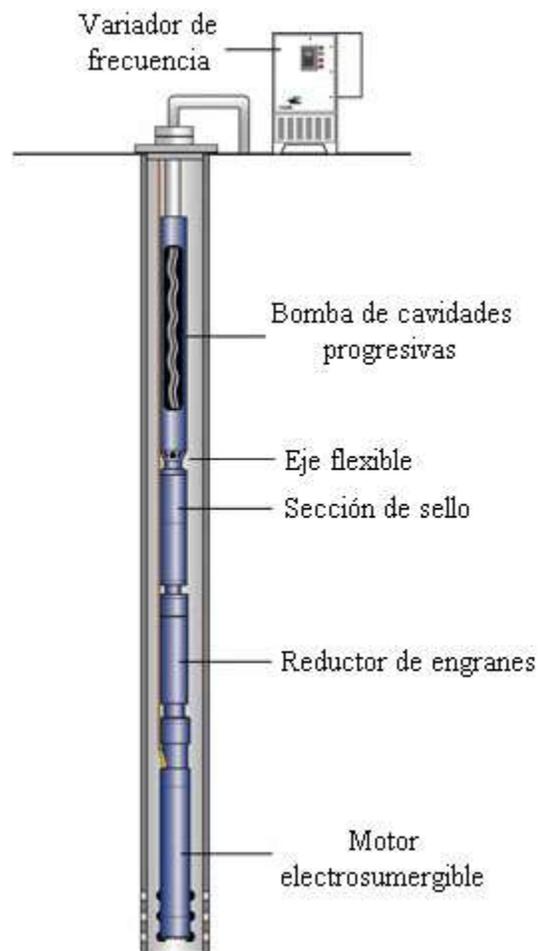


Figura 4.9 Configuración del sistema ESPCP.

La instalación del sistema en los pozos se hizo considerando el máximo de inclinación aceptable para la colocación de la bomba. El sistema es capaz de operar en pozos horizontales con menos de $15^\circ/30 [m]$ de sección tangencial.

Para el pozo *KL082* el sistema fue instalado a 64° de inclinación con $1.6^\circ/30 [m]$ dentro de la tubería de revestimiento de $9 \frac{5}{8} [pg]$. La profundidad de instalación de la bomba fue de $439 [m]$ de profundidad media o $386 [m]$ de profundidad vertical real. En el caso del pozo *KL083*, el sistema fue instalado a 58° de inclinación con $1.5^\circ/30 [m]$ mientras que la profundidad de instalación de la bomba fue de $309 [m]$ de profundidad media o $272 [m]$ de profundidad vertical real.

En ambos pozos horizontales, las bombas fueron instaladas usando tubería de producción de $3 \frac{1}{2} [pg]$ y equipo con $3 \frac{1}{2} [pg]$ de válvula check y válvula de alivio, $28 [m]$ arriba de la bomba. Para prevenir la fricción del cable con la tubería de

revestimiento, se instaló un guarda cable a lo largo de la bomba y la tubería de producción.

Cabe señalar que la actual configuración es de 40 [Hz] y 2,333 [rpm]. El diámetro externo del motor es de 5.62 [pg] con 2.13 [m] de longitud. Dado que los pozos *kulin 082* y *kulin 083* producen agua se utiliza la nomenclatura [bfpd] para denotar los barriles de fluido por día y [bpd] para denotar los barriles de aceite por día. Bajo estas condiciones, los resultados fueron los siguientes:

$$\text{Torque de salida del motor} = \frac{\text{Potencia del motor} * 5,252}{\text{velocidad del motor}}$$

$$\text{Torque de salida del motor} = \frac{38[\text{hp}] * 5,252}{2,333 [\text{rpm}]}$$

$$\text{Torque de salida del motor} = \mathbf{86 [\text{lb}/\text{pie}]}$$

$$\text{Torque de salida del reductor de engranes} = 86 [\text{lb}/\text{pie}] * 9$$

$$\text{Torque de salida del reductor de engranes} = \mathbf{774 [\text{lb}/\text{pie}]}$$

La capacidad del sistema de bombeo de cavidades progresivas es de 340 [bfpd/100 rpm].

$$\text{Capacidad de la bomba} = \text{Velocidad de la bomba} * \text{capacidad de bombeo}$$

$$\text{Capacidad de la bomba} = 259 [\text{rpm}] \frac{340 [\text{bfpd}]}{100 [\text{rpm}]}$$

$$\text{Capacidad de la bomba} = \mathbf{881 [\text{bfpd}]}$$

Las dimensiones de la bomba de cavidades progresivas son 4.25 [pg] de diámetro externo con 4.05 [m] de longitud del estator. La Tabla 4.5 resume el diseño del sistema ESPCP que se instaló en ambos pozos.

Velocidad del motor a 40 [Hz]	2,333 [rpm]
Reductor de engranes	9:1
Velocidad de la bomba	259 [rpm]
Capacidad del BCP	340 [bfpd/100 rpm]
Capacidad de la bomba	881 [bfpd]

Tabla 4.5 Diseño del ESPCP en KL082 y KL083.

4.3.2 Resultados

Kulin 082

El pozo KL082 empezó su producción en abril de 2002. En un principio la producción era de 708 [bfpd], 531 [bpd] y 25% de corte de agua. La Figura 4.10 presenta el comportamiento del gasto de producción en el pozo KL082.

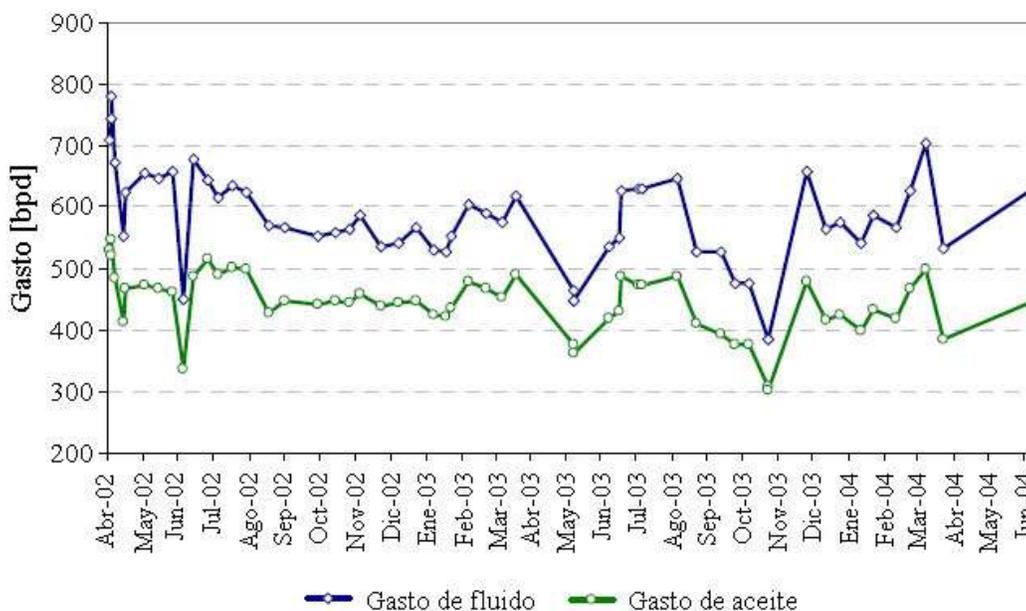


Figura 4.10 Gasto de producción en KL082.

La producción inicial del corte de agua estaba estable en un nivel del 20 – 25%, e incremento ligeramente a 27% a comienzos de marzo de 2004. En la Figura 4.11 se observa la tendencia del corte de agua en el pozo KL082.



Figura 4.11 Tendencia del corte de agua en KL082.

El promedio de la eficiencia de la bomba en el pozo *KL082* desde que empezó a operar fue de 66%, lo que demuestra los beneficios de emplear el sistema ESPCP, ya que en este caso el promedio de la eficiencia de la bomba mejora más del 100% en comparación con el 30% que promediaron las 25 bombas convencionales instaladas en el campo Duri. La Figura 4.12 muestra la eficiencia de la bomba en el pozo *KL082*.

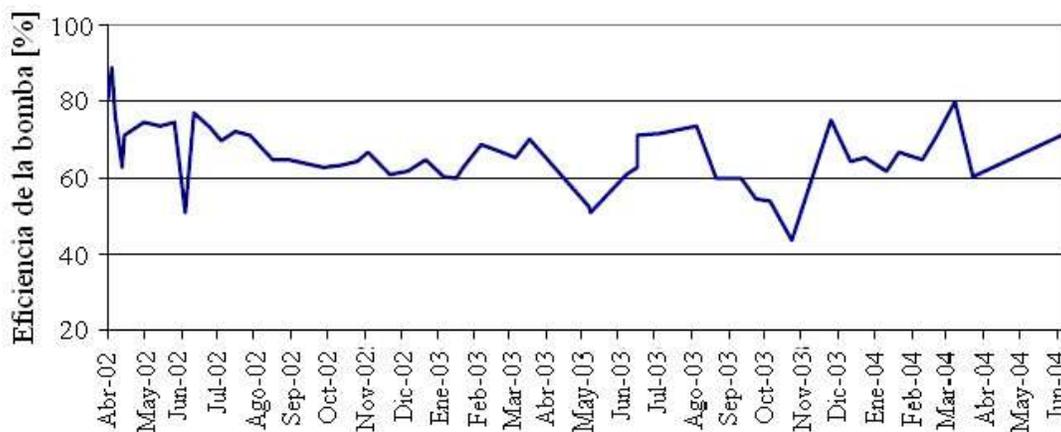


Figura 4.12 Eficiencia de la bomba en KL082.

Después de más de 2.2 años de operación de la bomba, no hubo indicios de fallas. Sin embargo, algunos problemas operacionales fueron encontrados a inicios de la vida de los pozos, cuando los fluidos no eran producidos mientras la bomba operaba. Una medición de los fluidos indicó un elevado nivel de líquido sobre la bomba, por lo que se pensó que algo estaba taponando la entrada de la bomba. Se aplicó una técnica de retrolavado de la bomba invirtiendo el motor, para después regresarlo a producción sin sacar la bomba. Al invertir la rotación del motor por unos minutos, y luego volver a la rotación normal, el pozo volvió a producir en forma.

Kulin 083

El pozo *KL083* empezó a producir en marzo de 2003. La producción inicial del pozo era de 518 [*bfpd*], 394 [*bpd*] de aceite y 24% de corte de agua. Hubo algunos problemas al inicio de la producción de este pozo, ya que la alta viscosidad (16° *API*) generó que la presión en la línea de producción se incrementara.

En las primeras 24 horas de operación de la bomba, la presión en la cabeza del pozo alcanzó los 14 [*kg/cm²*] y continuó incrementándose por lo que se cerró la bomba durante las operaciones del retrolavado en la línea de producción. El trabajo de retrolavado indicó que realmente no había nada taponando la línea de producción por lo que se conectó la línea de producción del pozo con la línea de

producción de un pozo adyacente. En este caso se unió con el pozo *Kulin 073* (KL073) el cual tiene un alto corte de agua, en promedio de 90% y 900 [bfpd]. Esta combinación tuvo éxito, ya que se logró reducir la presión en la cabeza del pozo a 9 [kg/cm²] así que el pozo se puso a producción aunque hubo un incremento en el corte de agua en un promedio de 30 a 64%, lo que trajo como consecuencia una baja en la producción, ya que en los primeros 6 meses la producción era de 400 [bpd] y decremento en un promedio de 150 [bpd]. La Figura 4.13 muestra el comportamiento del gasto de producción mientras que en la Figura 4.14 se presenta el corte de agua del pozo KL083.



Figura 4.13 Gasto de la producción en KL083.

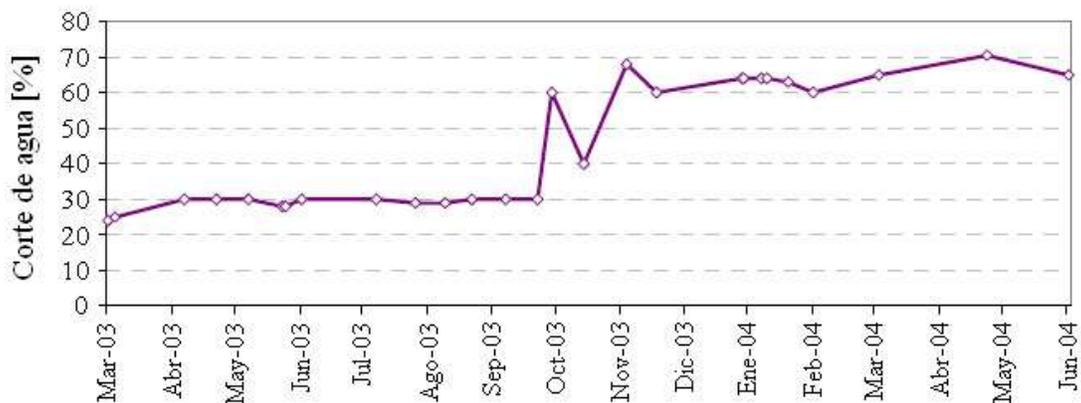


Figura 4.14 Tendencia del corte de agua en KL083.

Para junio de 2004, la bomba llevaba 450 días de operación sin ningún problema de reparación o extracción. El promedio de la eficiencia de la bomba fue de 56%. La Figura 4.15 muestra la eficiencia de la bomba en el pozo KL083.

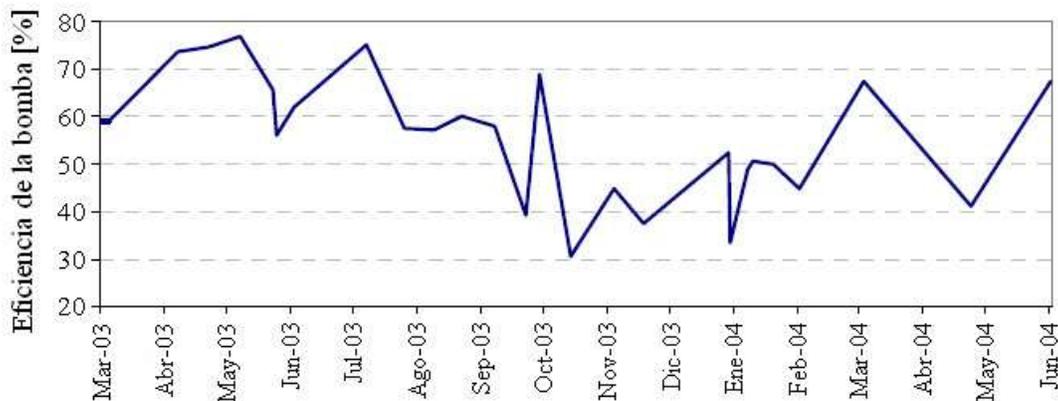


Figura 4.15 Eficiencia de la bomba en KL083.

Como se aprecia en la Figura 4.16, la producción de los pozos KL082 y KL083 contribuye significativamente al total de la producción del campo (17%).

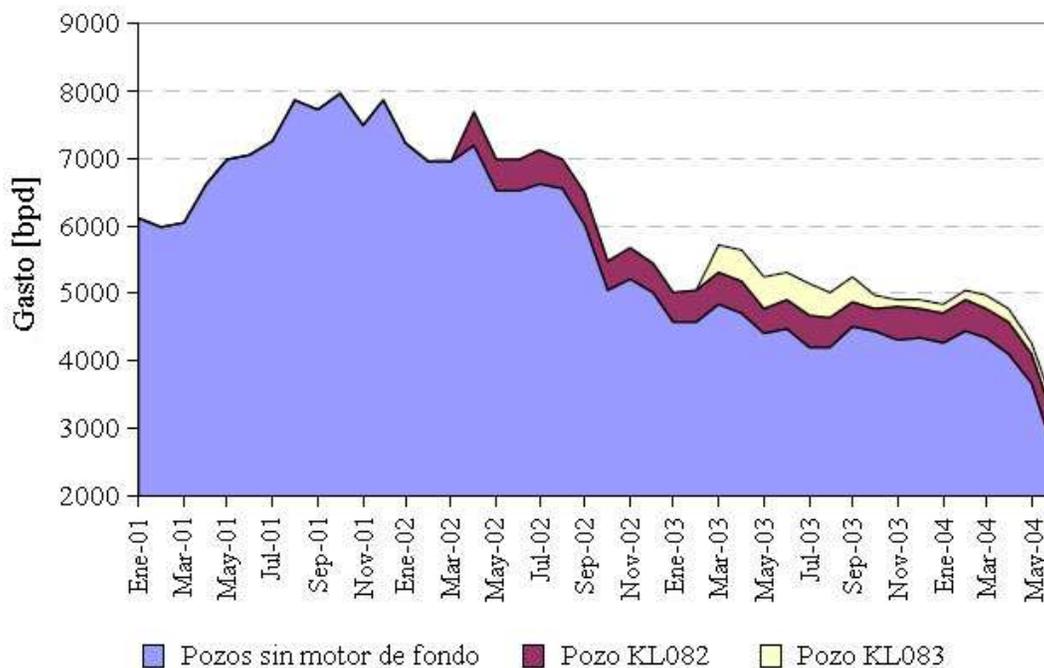


Figura 4.16 Impacto de los pozos horizontales KL082 y KL083 en el campo.

Mediante la aplicación en los pozos *Kulin* 082 y *Kulin* 083, se pueden observar los beneficios de la implementación de un sistema de producción híbrido, en este

caso conformado por el bombeo de cavidades progresivas y el bombeo electrocentrífugo sumergido. Las ventajas son variadas, ya que este sistema aparte de que puede ser implementado en pozos horizontales, contribuye significativamente en la optimización de la producción, así como en una mayor eficiencia de la bomba.

Como ya se describió antes, el bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo no cuenta con sarta de varillas como el modelo convencional, lo que trae como consecuencia la eliminación de las pérdidas por fricción y la disminución del consumo de energía. Además, dado que no cuenta con estopero se evitan los derrames en superficie.

Este sistema artificial de producción híbrido, resulta muy ventajoso bajo ciertas condiciones de producción, por lo que debe ser tomado en cuenta ya que tiene distintas aplicaciones y puede ser en algunos casos la única alternativa para una producción satisfactoria.

4.4 Bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo, para la producción de aceite extrapesado en el Área de Cerro Negro, en la Faja de Orinoco, Venezuela.

Actualmente la explotación de campos de aceites extrapesados, en condiciones de producción cada vez más severas aumenta, es por ello que se han desarrollado nuevas tecnologías para solucionar los problemas de producción, una de ellas es la combinación de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas y el bombeo electrocentrífugo sumergido. El área de Cerro Negro dentro de la Faja de Orinoco en Venezuela representa una zona productora de aceite extrapesado, hasta 1995 en Cerro Negro el bombeo mecánico y el bombeo de cavidades progresivas convencional representaban los sistemas artificiales de producción tradicionales para su implementación en pozos verticales y desviados, con gastos de producción que oscilan entre los 200 y 600 [bpd], una densidad del aceite de 8 °API y viscosidades de 2,000 [cp] a una temperatura de yacimiento de 56 °C.

La Faja de Orinoco se localiza en el lado norte del bajo Orinoco en Venezuela, ésta abarca un área aproximadamente de 54,001 [km²] y contiene los depósitos más grandes de aceite extrapesado del país, estimados en 1.2×10^{12} [bl] de aceite original in situ. El área de Cerro Negro representa una parte de La Faja de Orinoco y abarca aproximadamente 181 [km²], con un volumen original de aceite extrapesado de 18.5×10^9 [bl]. La Figura 4.17 muestra la localización de Cerro Negro en la Faja de Orinoco.



Figura 4.17 Localización de Cerro Negro en la Faja de Orinoco.

Para el 2005 el aceite extrapesado que se producía presentaba valores de densidad que iban de 6 a 10 °API , con un valor promedio de 8.5 °API y viscosidades de 2,000 a 5,000 [cp] a una temperatura de yacimiento de 54 °C.

Para ser capaz de explotar económicamente las amplias reservas de aceite extrapesado, las implementaciones de tecnología de perforación y producción han sido significativas en los últimos 10 años, particularmente en el uso de pozos horizontales y sistema artificiales de producción, conllevando a nuevos objetivos de producción de 2,000 [bpd] por pozo que distan mucho de los 200 [bpd] originales.

Con la implementación de tecnología de perforación horizontal para la construcción de pozos en arenas deleznable, el bombeo electrocentrífugo sumergido se volvió una alternativa para manejar grandes volúmenes de producción. El bombeo de cavidades progresivas convencional ha sido empleado para producir aceite extrapesado a grandes gastos (más de 1,000 [bpd]). Por tal motivo los pozos con un potencial productivo por encima de los 1,000 [bpd] son terminados con alguno de estos dos sistemas de producción. Para utilizar las ventajas del bombeo electrosumergible y del bombeo de cavidades progresivas así como para reducir el costo de producción, el sistema combinado de bombeo de cavidades progresivas con motor electrosumergible ha sido evaluado para la producción de aceites extrapesados.

El yacimiento de interés en el área de Cerro Negro consiste en una arenisca deleznable con intercalaciones moderadas de lutitas y saturada con aceite extrapesado. Los mecanismos de empuje del yacimiento son la expansión roca-fluido y el empuje por gas disuelto. Las propiedades más relevantes del yacimiento se presentan en la Tabla 4.6.

915 – 1,097 [m]	Profundidad
85 [m]	Espesor de la zona de interés
79 [kg/cm ²]	Presión del yacimiento
56 °C	Temperatura del yacimiento
7.4 – 8.5 °API	Densidad del aceite
$1.0847 \left[\frac{bl_o @ c.y}{bl_o @ c.s} \right]$	Factor de volumen del aceite
5,500 [cp]	Viscosidad a T_y
32 %	Porosidad
12 [D]	Permeabilidad
18 %	Saturación inicial de agua

Tabla 4.6 Principales características del yacimiento.

4.4.1 Implementación del bombeo de cavidades progresivas convencional para el manejo de altos gastos de producción.

El primer sistema de bombeo de cavidades progresivas de altos gastos fue instalado a finales de 1998 en el pozo horizontal *CD – 38* de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). Este pozo tiene una sección tangencial con una longitud de 46 [m] con una inclinación de 60°, el diagrama se observa en la Figura 4.18. El pozo cuenta con una tubería de revestimiento superficial de 9 5/8 [pg] y un liner acanalado de 7 [pg] con surcos gruesos de 0.02 [pg] para terminar la sección horizontal de 823 [m].

El sistema de bombeo de cavidades progresivas instalado en este pozo poseía las siguientes características:

- Bomba: Tiene una capacidad nominal de 6.16 [bpd/rpm] y alcanza una altura de 1,585 [m].
- Varillas: 1 1/4 [pg] × 25 [pies] para perforaciones de diámetro reducido.
- Sensor de presión de fondo para medir la presión (P_e) y la temperatura (T_e) de entrada.
- Tubería de producción de 5 1/2 [pg].
- Transmisión o impulso superior: 2 motores de 75 y 150 [hp].
- Variador de velocidad de 150 [hp].

En el área de Cerro Negro se instalaron 20 equipos con el diseño antes mencionado entre 1998 y 2005. Los gastos de producción oscilaban entre 800 y 1,500 [bpd] con presiones a la entrada de la bomba de 35 [kg/cm²] para así mantener un gasto alto y constante.

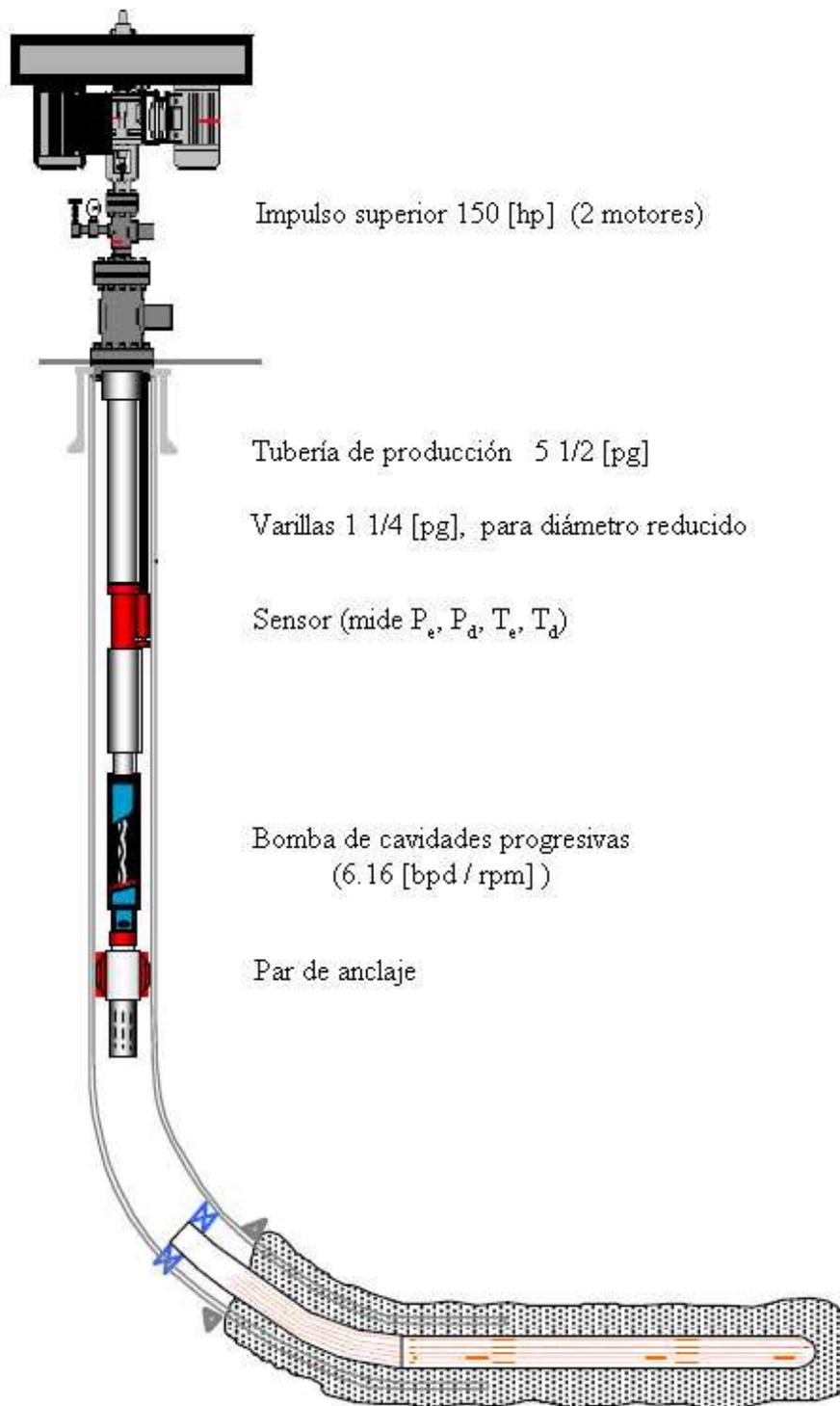


Figura 4.18 Diseño de un sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional.

4.4.2 Implementación del bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo para el manejo de altos gastos de producción.

En el capítulo 3 se comenzaron a tratar los principios del sistema artificial de producción híbrido ESPCP el cual involucra al sistema de bombeo de cavidades progresivas y al bombeo electrocentrífugo sumergido como una solución para la producción de fluidos altamente viscosos, retomando los estudios hechos sobre esta tecnología, se propuso un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo para un pozo horizontal en la Faja de Orinoco, esto con el propósito de reducir los costos de mantenimiento, los requerimientos de potencia e incrementar la vida útil del equipo de fondo. Dentro de las ventajas que proporciona un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo sobre un sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional se encuentran las siguientes:

- Puede ser instalado en pozos altamente desviados y horizontales.
- Elimina las filtraciones en la cabeza y reduce el mantenimiento en el emparador superficial.
- Maneja fluidos de alta viscosidad con sólidos y con altos valores de relación gas aceite.
- El calor del motor sumergible ayuda a reducir la viscosidad del fluido en el fondo, reduce las pérdidas por fricción e incrementa la separación natural del gas.
- Provee altas eficiencias volumétricas.
- Opera con bajos requerimientos de potencia y torque.
- Reduce los costos de mantenimiento por varillas y empaadores rotos ya que no cuenta con partes rotativas en superficie.

En la búsqueda de alternativas para controlar los costos de producción, se instalaron dos sistemas de prueba de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo. La primera prueba se realizó en 1997, consistió de una bomba de cavidades progresivas con una capacidad nominal de 6.16 [*bpd/rpm*], un motor de 150 [*hp*] y una caja de engranes relación 9:1, con la ayuda de una inyección disolvente desde la superficie, se obtuvo un gasto máximo de 1,992 [*bpd*] a 453 [*rpm*]. La vida útil del equipo fue de 12 días y la falla se origino en la caja de engranes.

La segunda prueba fue realizada en 1998, utilizando el mismo tipo de bomba de cavidades progresivas, pero con un motor de 133 [*hp*] y una caja de engranes relación 9:1. También con ayuda de una inyección disolvente desde la superficie, se obtuvo un gasto máximo de 1,200 [*bpd*] a 407 [*rpm*]. La vida útil en este caso fue de 36 días; la falla ocurrió en el eje flexible que conecta la caja de engranes con el rotor de la bomba de cavidades progresivas.

Los diseños para las pruebas antes mencionadas, se basaron en la información de la Tabla 4.7.

Presión del yacimiento	79 [kg/cm ²]
Presión del punto de burbuja	55 [kg/cm ²]
Temperatura del yacimiento	56 °C
Densidad del aceite	8 °API
Relación gas aceite	300 [scf/bl]
Densidad específica del agua	1.05
Densidad específica del gas	0.71
Índice de productividad	38.4 [bpd/kg/cm ²]
Gasto máximo de producción	2,150 [bpd]
Gasto óptimo de producción	1,500 [bpd]
Corte de agua	5 %
Presión en la cabeza de la tubería de producción	9 [kg/cm ²]
Presión en la cabeza de la tubería de revestimiento	9 [kg/cm ²]
Diámetro de la tubería de revestimiento	9 5/8 [pg]
Diámetro de la tubería de producción	5 1/2 [pg]
Profundidad del pozo horizontal	915 – 1,067 [m]

Tabla 4.7 Información empleada para el diseño de los sistemas combinados.

El primer criterio para dimensionar un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo es encontrar la bomba más adecuada para el pozo. Para el pozo *CIB – 025*, también ubicado en el área, la bomba seleccionada era capaz de producir 6.16 [bpd/rpm] con 1,585 [m] de levantamiento, de acuerdo con experiencias exitosas con sistemas de bombeo de cavidades progresivas convencionales. Para diseñar el resto del equipo, varios parámetros tuvieron que ser tomados en cuenta. El torque en el arranque y durante la operación a la velocidad deseada y el incremento de presión a través de la bomba necesitaron ser determinados para definir la potencia requerida que debía ser aplicada a la bomba de cavidades progresivas impulsada desde el fondo. Se determinó que bajo las condiciones operativas antes señaladas, el torque de arranque y operación para esta bomba era de 600 a 900 [$lb_f - pie$].

Para la correcta selección del motor apropiado, se consideraron ciertos parámetros como la potencia requerida por la bomba y las características de enfriamiento del motor. Para todos los casos estudiados el requerimiento máximo de potencia fue de 70 [hp]. En los cálculos del enfriamiento del motor, se realizó una evaluación considerando el peor de los escenarios para la temperatura de

fondo, el gasto y la densidad relativa del aceite. Debido a la baja velocidad del fluido después de pasar por el motor en los casos de bajo caudal, se instaló un termopar cerca del devanado del motor, para monitorear su temperatura. El panel de superficie integrado de salida análoga del multisensor fue conectado al variador de frecuencia de entrada análoga, con la finalidad de apagar el sistema si la temperatura excediera los $105\text{ }^{\circ}\text{C}$. El motor seleccionado es de 4 polos, con 70 [hp] , $1,535\text{ [V]}$ y 42 [A] .

Las conexiones del rotor y el estator eran un macho de $2\frac{3}{8}\text{ [pg]}$ y una hembra de $4\frac{1}{2}\text{ [pg]}$, respectivamente. El equipo estándar no estuvo disponible para este tipo de conexión, por lo que fue necesario un diseño especial para conectar el rotor y el estator al equipo de fondo. La Figura 4.19 muestra el adaptador del estator que fue diseñado de tal manera que el diámetro interno permitiera la excentricidad del rotor. El adaptador del rotor fue diseñado como una pieza integral para evitar un punto débil.



Figura 4.19 Adaptador para el rotor y el estator.

El protector fue de un diseño modular, la cámara superior fue diseñada para contener el aceite del engranaje, mientras que las dos cámaras de fondo contienen el aceite del motor. El protector provee un sello positivo entre los fluidos del pozo y los aceites heterogéneos mientras que iguala las presiones internas del motor y de la caja de engranes con la presión del pozo.

La instalación del equipo completo se aprecia en la Figura 4.20 y se compone de los siguientes elementos:

Equipo de fondo:

- Sensor de descarga: $4 \frac{1}{2}$ [pg] piñon \times 1 [pie].
- Acoplamiento de la bomba: $4 \frac{1}{2}$ [pg] (caja – piñon) \times 7 [pies].
- Bomba: Capacidad nominal de 6.16 [bpd/rpm], altura de 1,585 [m], $4 \frac{1}{2}$ [pg] \times 34 [pies].
- Adaptador para el estator: $4 \frac{1}{2}$ [pg] \times 0.39 [pies].
- Caja de engranes: Reducción 4: 1, diámetro de 6.88 [pg] \times 15 [pies].
- Protector: Serie 540, 5.4 [pg] de diámetro externo \times 8 [pies].
- Motor: 4 polos, serie 540 (70 [hp], 1,535 [V], 42 [A]), 5.4 [pg] de diámetro externo \times 29.5 [pies].
- Multisensor: $2 \frac{7}{8}$ [pg] \times 3.75 [pies] (proporciona las lecturas de la presión de entrada P_e , presión de descarga P_d , temperatura del motor T_m , temperatura de entrada T_e , la vibración y las pérdidas de corriente).
- Centralizador: $2 \frac{7}{8}$ [pg] \times 4 [pies].
- Cable: Calibre 4, 4 [kV], galvanizado.

Equipo superficial

- Variador de frecuencia: 130 [kVA].
- Panel de superficie integrado.
- Transformador elevador: 130 [kVA].

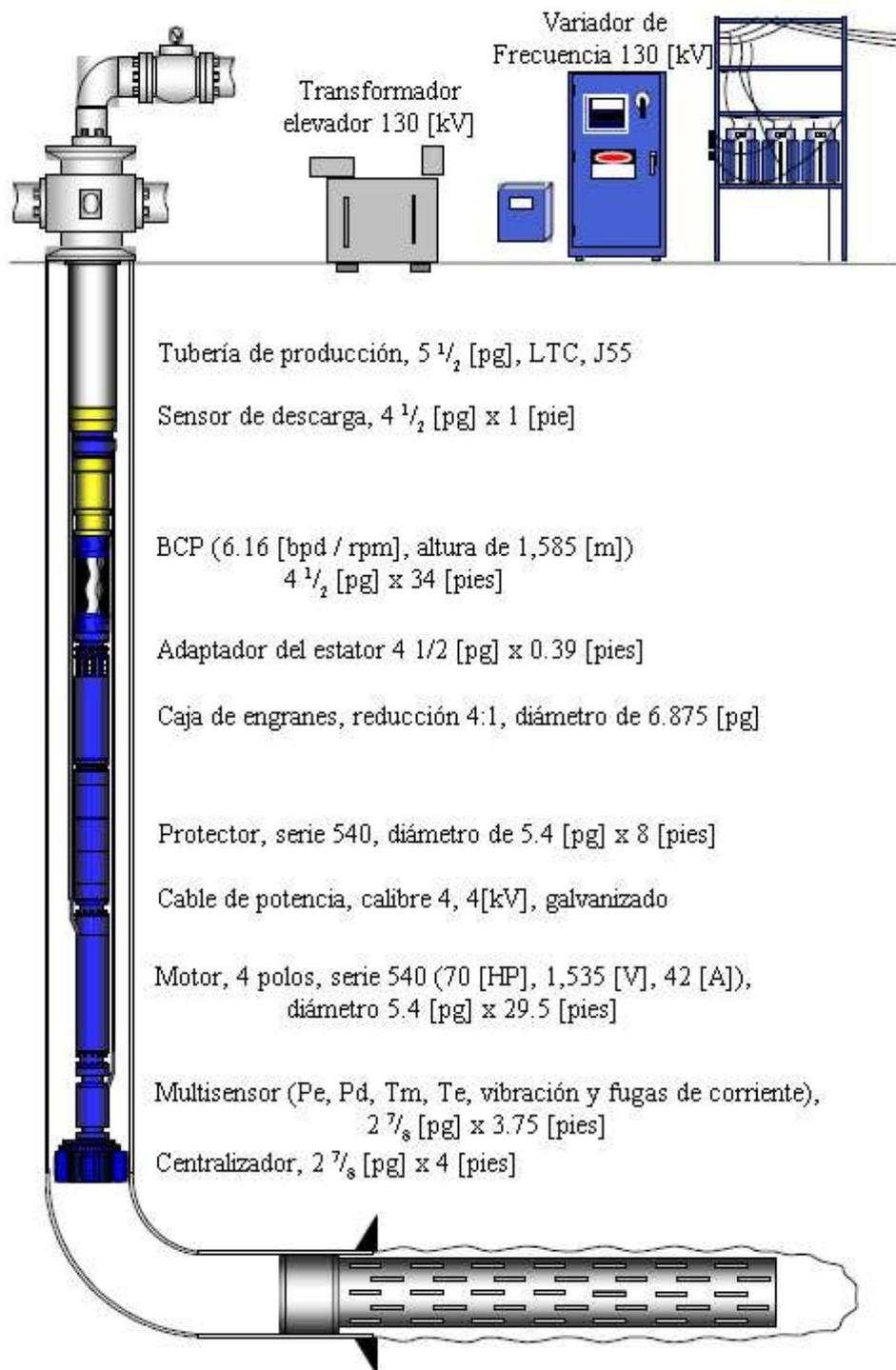


Figura 4.20 Diseño de un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo para un pozo horizontal.

Con la finalidad de determinar la rentabilidad del bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo en la producción de aceites extrapesados, se realizaron pruebas extensivas en el pozo horizontal *CIB – 0257*. En la Tabla 4.8 se presentan las características más importantes del pozo. El diagrama mecánico del pozo es el mismo de la Figura 4.20.

Geometría del pozo	Horizontal
Longitud de la sección de producción	1,402 [m]
Diámetro de la tubería de revestimiento	9 5/8 [pg]
Diámetro de la tubería de producción	5 1/2 [pg]
Presión del yacimiento	84 [kg/cm ²]
Temperatura del yacimiento	54 °C
Viscosidad del aceite @ T_y	5,000 [cp]
Viscosidad del aceite @ 38 °C	48,000 [cp]
Índice de productividad	142 [bpd/kg/cm ²]
Corte de agua	0.1 %
Relación gas aceite	100 [scf/STB]

Tabla 4.8 Características del pozo *CIB – 0257*.

La bomba de cavidades progresivas con motor de fondo fue probada a diferentes frecuencias de operación que se encontraban en el rango de 25 – 45 [Hz], con la ayuda de un medidor de flujo multifásico, durante las pruebas se midieron algunas variables, entre las que se encuentran, el gasto, los parámetros eléctricos, las presiones y las temperaturas. En la Figura 4.21 se presenta el comportamiento de la producción de aceite, la presión de entrada y la presión de descarga en función de la frecuencia de operación de la bomba. La frecuencia se incrementó gradualmente de 30 a 45 [Hz] obteniéndose una producción máxima de aceite de 1,509 [bpd] con presiones de entrada y descarga de 99 y 110 [kg/cm²] respectivamente.

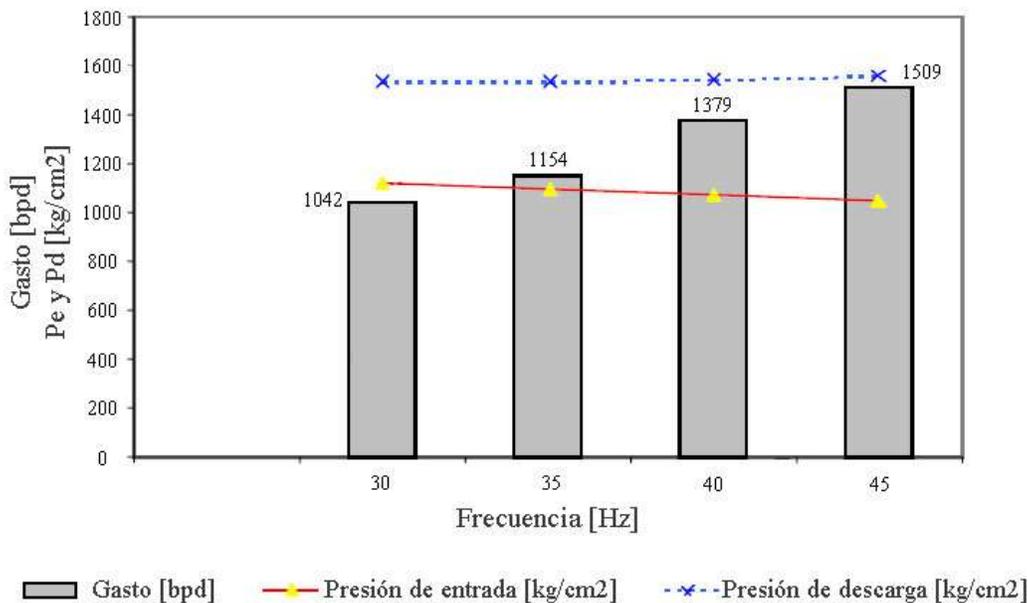


Figura 4.21 Comportamiento de la producción de aceite, de la presión de entrada y descarga de la bomba, en función de la frecuencia.

El comportamiento de las variables eléctricas, las temperaturas de fondo y la vibración como función de la frecuencia de bombeo, se puede observar en la Figura 4.22. Las variables eléctricas a 45 [Hz] son 36.6 [A] y 1,120 [V]; cabe señalar que estos parámetros no alcanzan los valores nominales de 42 [A] y 1,535 [V], respectivamente. Se registro una temperatura a la entrada de la bomba de 49 °C. El comportamiento de la temperatura del motor fue crucial, dado que esta fue la primera vez que era medida en un motor de 4 polos en una aplicación de aceite extrapesado en la Faja de Orinoco, el objetivo era no exceder una temperatura máxima de operación de 116 °C. En este caso, la temperatura máxima del motor a 45 [Hz] fue de 80 °C.

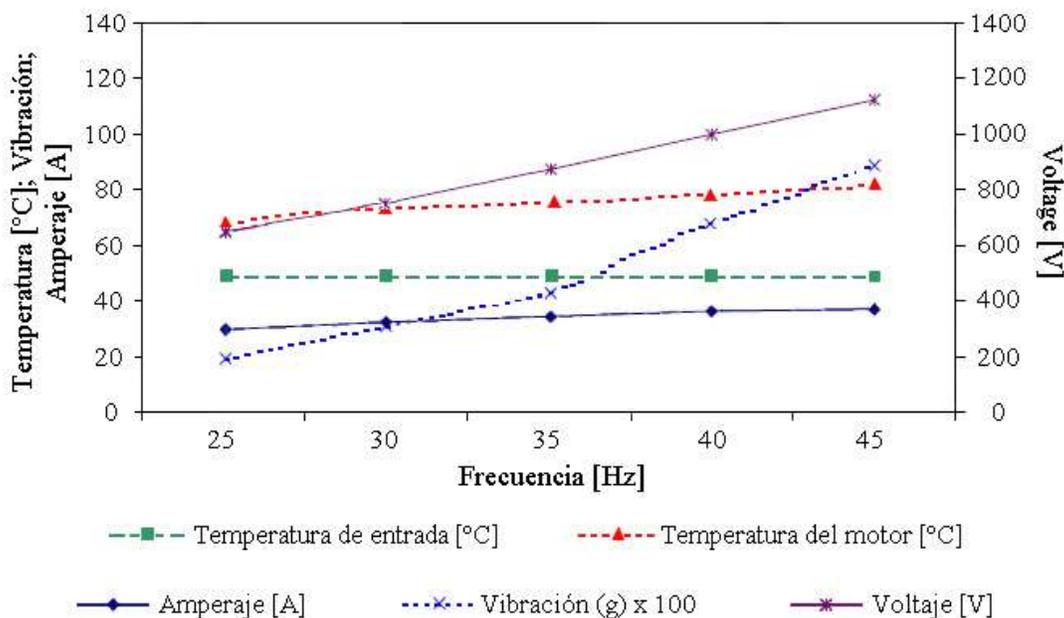


Figura 4.22 Comportamiento de la temperatura de entrada a la bomba, de la temperatura del motor, de la corriente, del voltaje y de la vibración, en función de la frecuencia.

La vibración del sistema también fue medida por primera vez en el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo. La medición de la vibración podría ser un indicativo del funcionamiento del sistema en el fondo, ayudando en el diagnóstico de una gran variedad de problemas operacionales.

Dado que el bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo no requiere de sarta de varillas para su funcionamiento, ésta opera con menores requerimientos de potencia, por diseño para arrancar el pozo necesita 70 [hp], en contraste, el bombeo de cavidades progresivas convencional requiere de 150 [hp], debido a la presencia de la sarta de varillas.

4.4.3 Comparación entre el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo y el sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional.

En la Figura 4.23 se muestra una comparación entre el sistema de bombeo de cavidades progresivas convencional y el impulsado mediante motor de fondo, en términos de la producción y de las presiones de entrada y salida de la bomba, la comparación se realizó a 250 y 300 [rpm], a una profundidad de 915 [m]. Se puede observar que el sistema con motor de fondo produjo de 83 hasta 111 [bpd] más que el bombeo de cavidades progresivas convencional, esto representa un incremento de aceite de un 7 a un 10%. Debido a que el bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo no posee sarta de varillas, las presiones de descarga son aproximadamente 14 [kg/cm²] menores que las registradas por el

modelo convencional, esto gracias a que al no tener sarta de varillas las pérdidas por fricción disminuyen. En el caso de la presión de entrada, en ambos casos se encuentra alrededor de 70 $[kg/cm^2]$.

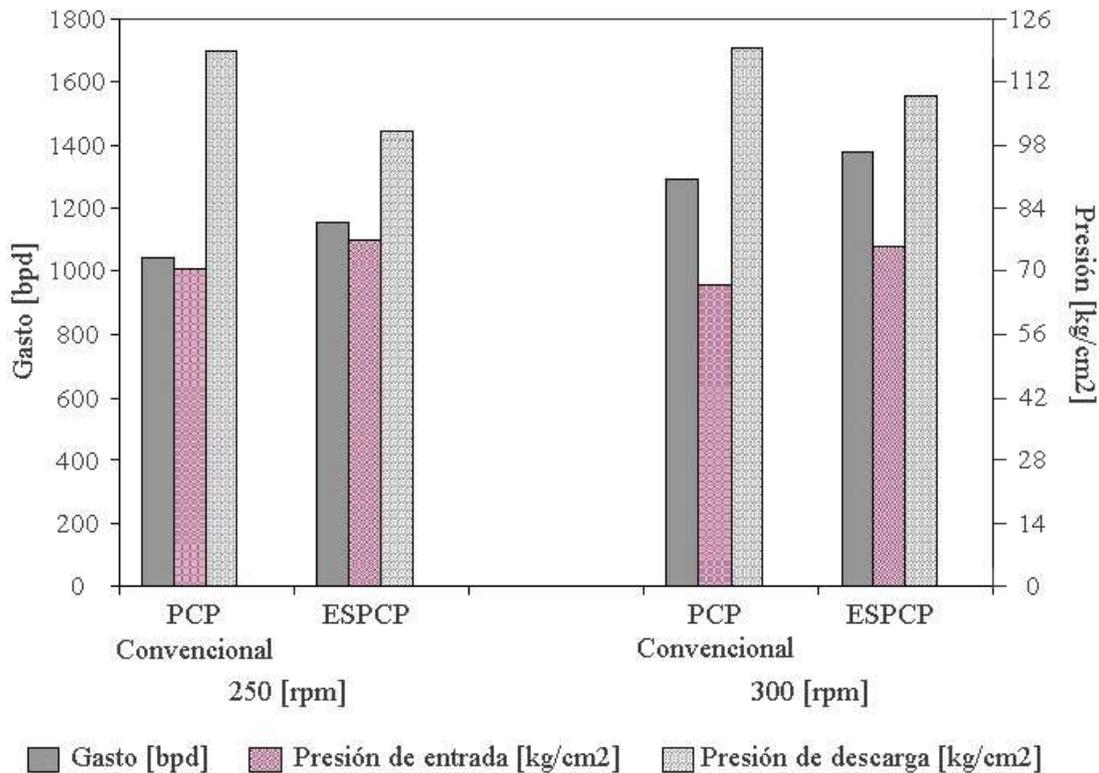


Figura 4.23 Comparación entre el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo y el bombeo de cavidades progresivas convencional.

El motor de fondo genera altas temperaturas, existe una transferencia de calor entre el motor y los fluidos del yacimiento. Para el sistema de bombeo con motor de fondo, la temperatura de los fluidos medida en la cabeza del pozo fue de $43\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que refleja un aumento de temperatura en el fondo del pozo, mientras que en el sistema convencional se registró una temperatura de $38\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este incremento adicional de temperatura con el sistema impulsado mediante el motor de fondo ayuda a reducir la viscosidad de $48,000\text{ [cp]}$ a $26,400\text{ [cp]}$.

Con los estudios y las pruebas descritas se ha demostrado que el sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo, ha resultado ser una alternativa efectiva para producir aceites extrapesados en la Faja de Orinoco. Entre los beneficios que se observaron en el área de Cerro Negro se encuentran los siguientes:

- Con el empleo del bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo, se obtuvo una producción adicional de aceite del 9%, con respecto a la producción registrada en el modelo convencional.
- La eficiencia volumétrica fue un 7% más alta con el uso del motor de fondo.
- Se incrementa la vida productiva del sistema de fondo, dado que la presión de descarga es 19% menor.
- El calor generado por el motor de fondo, ayuda a reducir la viscosidad del aceite en un 55%.
- La potencia requerida para arrancar una bomba de cavidades progresivas con motor de fondo fue 55% menor, que con el modelo convencional.
- Se obtuvieron gastos de entre 1,000 y 1,500 [bpd], con la bomba de cavidades progresivas con motor de fondo.
- Es recomendable considerar un incremento adicional de 10 [hp] en el diseño del motor para nuevas instalaciones, considerando las necesidades adicionales de energía durante los arranques.

4.5 Reconocimiento y monitoreo del patrón de operación del bombeo de cavidades progresivas.

Como se menciona en el punto 4.4 la Faja de Orinoco tiene los yacimientos de aceite extrapesado y bitumen más grandes de Venezuela, el área de Cerro Negro que forma parte de la Faja de Orinoco produce bitúmenes mediante pozos verticales, desviados y horizontales, empleando bombeo mecánico, bombeo electrocentrífugo sumergido y bombeo de cavidades progresivas, como métodos de levantamiento artificial, obteniendo gastos de producción de 200 a 2,000 [bpd], empleando diluyente para reducir la viscosidad del bitumen. El bitumen producido en el área de Cerro Negro es empleado en la fabricación de Orimulsion™, que es un combustible empleado en el sector energético y el alumbrado mundial.

Durante los últimos 20 años ha crecido el interés por elevar el nivel de la tecnología empleada para mantener la explotación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, dada la complejidad de los procesos. Para maximizar la recuperación, manteniendo el máximo rendimiento del equipo, el uso del bombeo de cavidades progresivas junto con el empleo de nuevas tecnologías para procesos de monitoreo y análisis, ha demostrado ser una herramienta valiosa para proteger del daño a la formación, mientras se incrementa con éxito la productividad.

Al emplear sistemas de levantamiento artificial es muy importante para los operadores contar con herramientas de diagnóstico y análisis que les ayuden a maximizar la disponibilidad de los equipos, evitando en lo posible el mal funcionamiento que implicaría mayor mantenimiento y pérdidas en los tiempos de producción. También hay interés en minimizar el consumo de energía para incrementar la rentabilidad de las operaciones. Hay productos en el mercado para analizar, diagnosticar y optimizar los sistemas de bombeo electrocentrífugo y

bombeo mecánico, pero la falta de modelos matemáticos y de identificación de patrones de operación han impedido el desarrollo de diagnósticos y aplicaciones optimizadas para sistemas de bombeo de cavidades progresivas. En este contexto el uso de técnicas de Inteligencia Artificial puede ser muy valioso en la identificación de los patrones de funcionamiento y fallas para el bombeo de cavidades progresivas.

La implementación del bombeo de cavidades progresivas para la producción de aceites pesados y extrapesados se ha incrementado a nivel mundial, el área de Cerro Negro no es la excepción, pues ha empleado este sistema desde 1991 y su uso ha ido creciendo sustancialmente desde entonces. Desde que el bombeo de cavidades progresivas comenzó a implementarse en pozos de altos gastos, los requerimientos de potencia se han elevado de 30 a 150 [hp], esto debido a las pérdidas por fricción en la tubería de producción y al elevado torque en la sarta de varillas, acortando la vida útil de la bomba.

4.5.1 Redes Neuronales Artificiales (RNA).

El conocimiento del comportamiento de los patrones de operación en cualquier proceso es fundamental, ya que ayuda a reducir costos y optimizar dicho proceso. Las redes neuronales artificiales son una herramienta de inteligencia artificial que permiten monitorear las operaciones en los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electrocentrífugo. El término *reconocimiento de patrones* abarca una amplia gama de problemas de procesamiento de información, que van desde los pronósticos bursátiles hasta el diagnóstico médico. Bishop²⁰ divide los problemas del reconocimiento de patrones en dos categorías: *clasificación*, o asignación de valores de entrada entre un número determinado de clases; y la *regresión*, donde los valores de salida representan las variables continuas.

Las redes neuronales artificiales son sistemas paralelos de procesamiento de información, conformadas por unidades simples, dispuestas y conectadas entre sí en diversas topologías, de acuerdo con la función de cada una. Las unidades solo funcionan con los datos locales y con los que se reciben de sus conexiones.

La efectividad de las redes neuronales artificiales, se debe a su gran enfoque y a su capacidad de aprender, ajustar los elementos de topología a partir de datos de entrada, las hace adecuadas para resolver problemas en entornos ruidosos o muy poco conocidos, y cuando no hay un modelo de proceso explícito. Las redes neuronales artificiales pueden ser clasificadas en supervisadas (entrenadas) y sin supervisión (aprendizaje sin saber la respuesta correcta). Ambos tipos de redes pueden ser empleadas para manejar los problemas de reconocimiento de patrones. El proceso de operación de las redes neuronales en un sistema de bombeo mecánico se observa en la Figura 4.24.

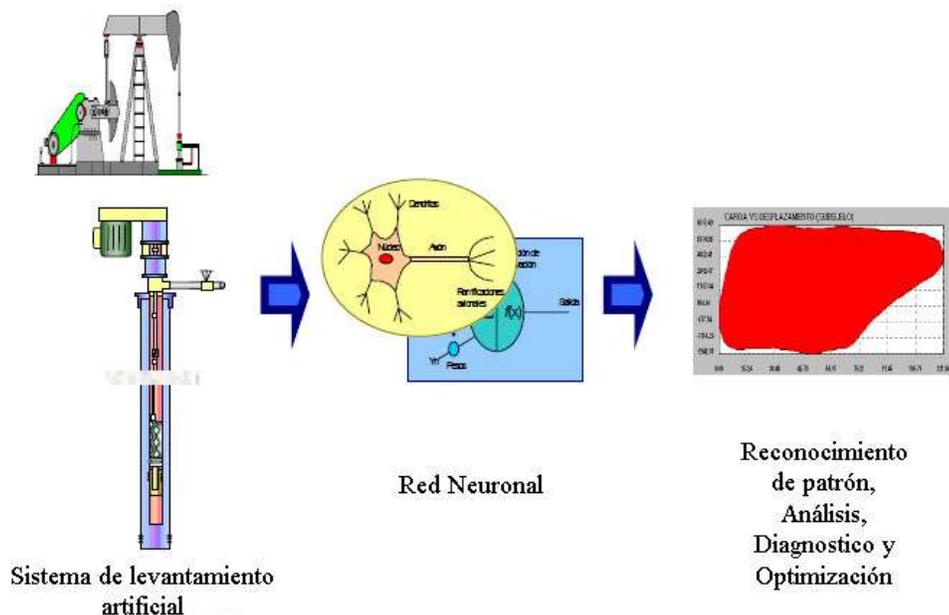


Figura 4.24 Empleo de redes neuronales para el reconocimiento de patrones.

Varias aplicaciones para la identificación de patrones de los sistemas de levantamiento artificial se han desarrollado e implementado con éxito en PDVSA, empleando las redes neuronales supervisadas para el reconocimiento de patrones de operación y mal funcionamiento en el bombeo mecánico y el bombeo electrocentrífugo. Las aplicaciones hacen uso del conocimiento existente para estos métodos, la formación de redes con las características más importantes de las cartas dinamo-métricas para el bombeo mecánico y las cartas de amperaje para el bombeo electrocentrífugo diagnostican eficazmente los sistemas. Como se ha mencionado, no hay patrones identificados de operación y de fallas para el sistema de bombeo de cavidades progresivas, lo que hace no adecuadas a las redes neuronales supervisadas para tal propósito.

Algunos de los modelos de redes neuronales artificiales sin supervisión tienen excelentes capacidades de descubrimiento de conocimiento y visualización de las relaciones entre las variables del proceso. Se han utilizado estas redes con éxito en la extracción de información, con la finalidad de identificar y clasificar adecuadamente los datos sobre el funcionamiento y las condiciones de falla del bombeo de cavidades progresivas, especialmente para aplicaciones en fluidos de alta viscosidad.

4.5.2 Cartas de comportamiento.

Existen software que emplean redes neuronales artificiales para el análisis y diagnóstico de los sistemas de bombeo electrocentrífugo. Sin embargo solo utilizan como variable la corriente del motor, por lo que hay una serie de aspectos

que afectan el funcionamiento del sistema que no son considerados cuando se realiza el análisis. Con la finalidad de mejorar el estudio de las condiciones de operación del sistema de bombeo electrocentrífugo, se desarrollaron las *cartas de comportamiento*, para ello se emplearon variables relevantes en la obtención de una analogía del pozo, conocida como carta dinamométrica, la cual es empleada por los operadores en el bombeo mecánico, con ella se obtiene más información que con la carta de amperaje. Las cartas de comportamiento se generan mediante un tipo particular de redes neuronales artificiales supervisadas, llamada *redes neuronales recurrentes (RNR)*, la Figura 4.25 presenta una carta de comportamiento generada mediante este tipo de redes, mientras que la carta mostrada en la Figura 4.26 es generada mediante las redes neuronales artificiales.

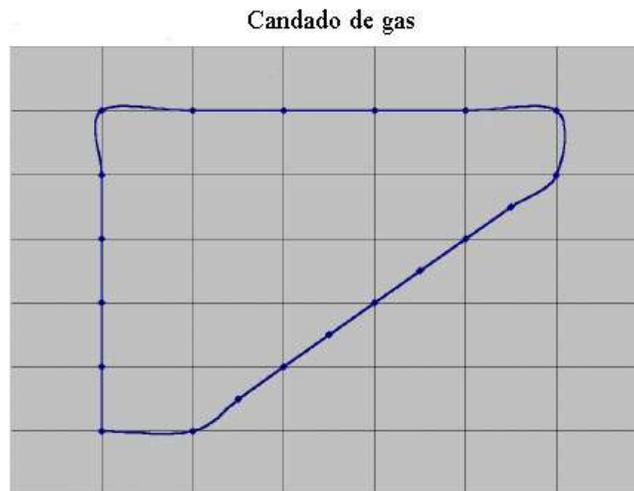


Figura 4.25 Carta de comportamiento de un sistema de bombeo electrocentrífugo.

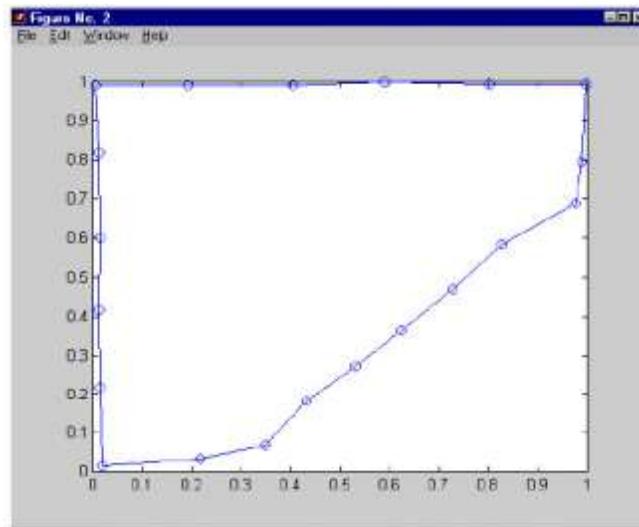


Figura 4.26 Carta de comportamiento generada por redes neuronales artificiales basadas en datos de campo de un sistema de bombeo electrocentrífugo.

Las redes neuronales recurrentes son redes con conexiones internas de retroalimentación, proporcionándoles la capacidad de memoria, que hacen posible que su producción no solo dependa de sus estados de entrada actual, sino también de la historia pasada. La dinámica introducida por las conexiones de retroalimentación por lo general hace la formación de las redes neuronales recurrentes más compleja que las simples redes de supervisión. Cabe mencionar que la capacidad de las redes neuronales recurrentes para manejar el proceso de los estados permite su uso en tiempo real, utilizando sólo valores instantáneos de las variables del proceso como entrada de redes. Sin memoria, sería necesario el uso de tendencias variables, junto con los valores instantáneos, incluyendo la historia del proceso pasado en el proceso de formación de la red. La generación de cartas de comportamiento, es una extensión natural de la actividad de identificación del patrón para sistemas de bombeo de cavidades progresivas, las representaciones graficas de los conocimientos descubiertos en un formato estándar es fácil de entender para los operadores de producción.

4.5.3 Trayectoria de comportamiento.

A mediados de la década de 1990, fue desarrollado en PDVSA el “sistema de análisis de trayectorias de comportamiento” (SistATC), a partir de un modelo de trayectoria de comportamiento para el bombeo mecánico y el bombeo electrocentrífugo.

Bajo el paradigma de supervisión de un pozo tradicional, los operadores de producción manejan grandes volúmenes de información del proceso, que puede ser difícil de analizar y de extraer información útil, dando lugar al fenómeno conocido como *explosión cognitiva*. SistATC es una herramienta de análisis y diagnóstico que describe los estados del proceso en lugar de sus variables, lo que ayuda a los operadores a evitar la explosión cognitiva, centrando su atención en las situaciones anormales, optimizando así el proceso. En la Figura 4.27 se presenta una típica visualización del SistATC para un pozo con bombeo mecánico.

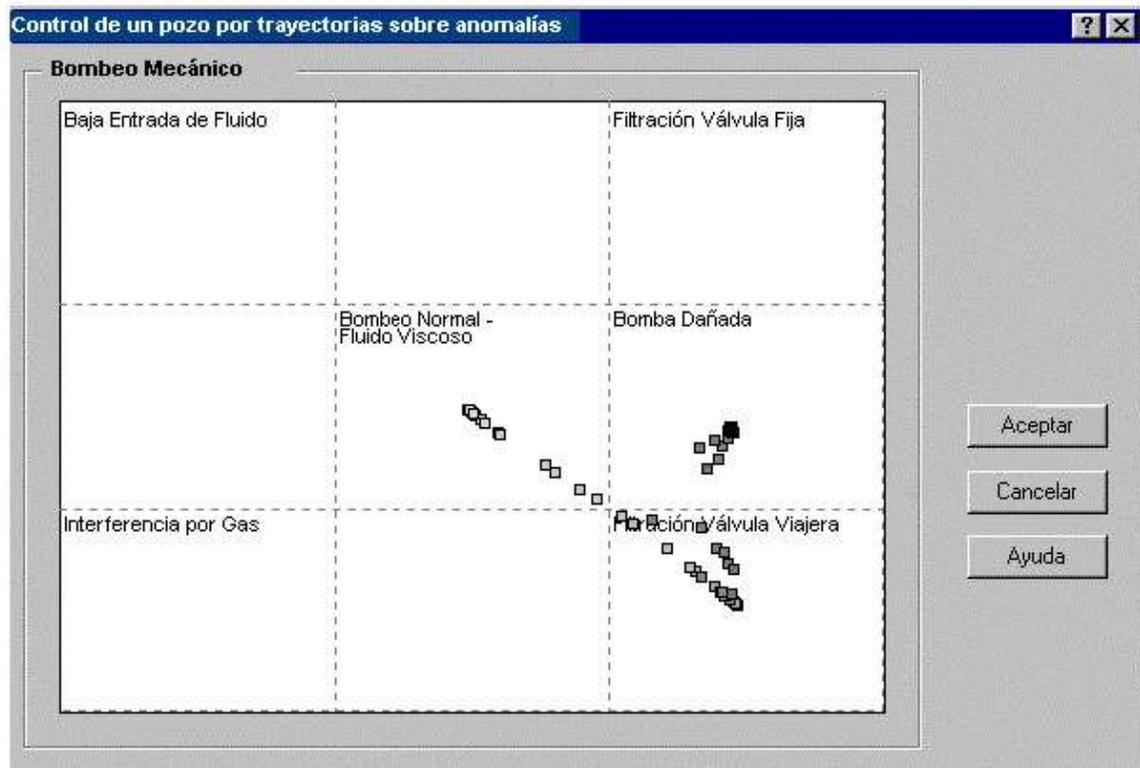


Figura 4.27 Trayectoria de comportamiento de un pozo con bombeo mecánico.

El monitoreo, análisis y diagnóstico de los métodos de levantamiento artificial representan una parte fundamental dentro de la optimización de los procesos de producción. El empleo de técnicas de inteligencia artificial, resulta ser una herramienta que cobra mayor importancia conforme se comprueba su confiabilidad y se amplía su rango de aplicación. Si bien los mayores avances y desarrollos en estas técnicas de monitoreo no se han implementado en el bombeo de cavidades progresivas, los logros obtenidos en el bombeo electrocentrífugo cobran gran relevancia para éste, pues cada vez se incrementan las implementaciones de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo en la producción de aceites pesados y extrapesados, aunado a esto actualmente se está trabajando para generar trayectorias de comportamiento para sistemas de bombeo de cavidades progresivas.

CAPÍTULO 5

- **Bomba de cavidades progresivas metálica.**
- **Bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos.**
- **Sistema de bombeo híbrido ESPCP.**
- **Mejoras en las operaciones y monitoreo del sistema de BCP.**

CAPÍTULO V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS NUEVOS DESARROLLOS.

La conjunción de los resultados obtenidos en pruebas de laboratorio y de las implementaciones realizadas en campo, permite ampliar la aplicación del sistema de bombeo de cavidades progresivas, pues abre una ventana con nuevas alternativas de solución en la optimización de la producción de pozos de aceite. En este capítulo se analizan los aspectos más importantes de los nuevos desarrollos, con la finalidad de hacer hincapié en los beneficios que su implementación proporciona al incremento o mantenimiento de la producción.

5.1 Bomba de cavidades progresivas metálica.

Como se menciona en el capítulo 3 el desarrollo de una bomba de cavidades progresivas que permita optimizar la producción de aceite pesado a altas temperaturas resulta ser una investigación de gran interés, pues con ello se busca reducir los problemas que se presentan con el uso de una bomba convencional. Cuando el fluido producido es crudo pesado con cantidades considerables de arena y otras impurezas, el bombeo de cavidades progresivas, es una opción atractiva, sin embargo el uso del estator de elastómero limita al sistema a ser implementado en pozos con temperaturas que se encuentren por encima de los 177 °C.

Cabe señalar que en los puntos 5.1 y 5.2 se manejan como unidades, °C para la temperatura, $[m^3/d]$ para el gasto de producción, $[bar]$ para la presión, $[rpm]$ para la velocidad y $[cp]$ para la viscosidad dado que son las unidades empleadas en las pruebas. Al realizar una comparación entre la bomba convencional y la bomba metálica, se ha observado que al poder elegir el tipo de acero y los revestimientos del rotor y el estator, la bomba metálica puede ser implementada a temperaturas por encima de los 199 °C, el acero es elegido con la finalidad de tener la misma expansión térmica de tal manera que el ajuste entre rotor y estator permanezca siempre igual sin importar cuál sea la temperatura de operación. Aunado a esto, en la mayoría de los casos el acero no reacciona con el fluido bombeado, excepto cuando el contenido de H₂S es demasiado alto, para este caso se requiere el uso de un acero dúplex.

El prototipo fue probado con aceite pesado de 8°API de densidad, de los resultados obtenidos se realizó el siguiente análisis:

Las pruebas se realizaron a 92, 150 y 200 °C. Mediante el análisis del comportamiento de las curvas de gasto vs incremento de presión, se puede realizar un diagnóstico cualitativo de los parámetros que influyen en el desempeño de la bomba. En los gráficos de las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3 se observa como el incremento de temperatura no solo influye en la viscosidad, sino que también lo hace indirectamente en el resbalamiento y en el gasto de la bomba, ya que al incrementar la temperatura disminuye el valor de la viscosidad, lo que trae como

consecuencia un aumento en el resbalamiento, lo que a su vez se traduce en una disminución del gasto entregado por la bomba.

El aumento del incremento de presión es un parámetro que debe ser considerado pues influye de manera importante en el comportamiento del bombeo. Al aumentar el incremento de presión el resbalamiento aumenta, trayendo como consecuencia una caída en el gasto. Cabe señalar que al trabajar a temperaturas cada vez más elevadas, la viscosidad del fluido es menor, por lo cual los incrementos en la diferencial de presión generan caídas cada vez más abruptas en el gasto entregado, dado que el resbalamiento aumenta rápidamente.

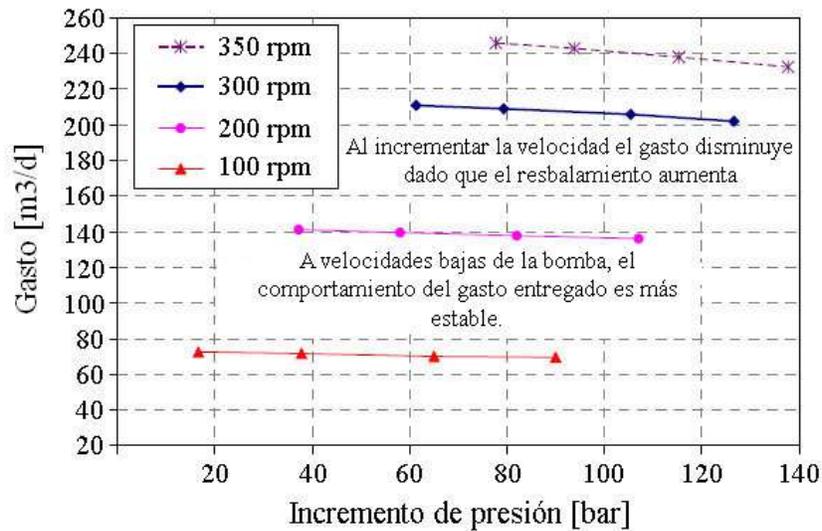


Figura 5.1 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 92 °C y 318 [cp].

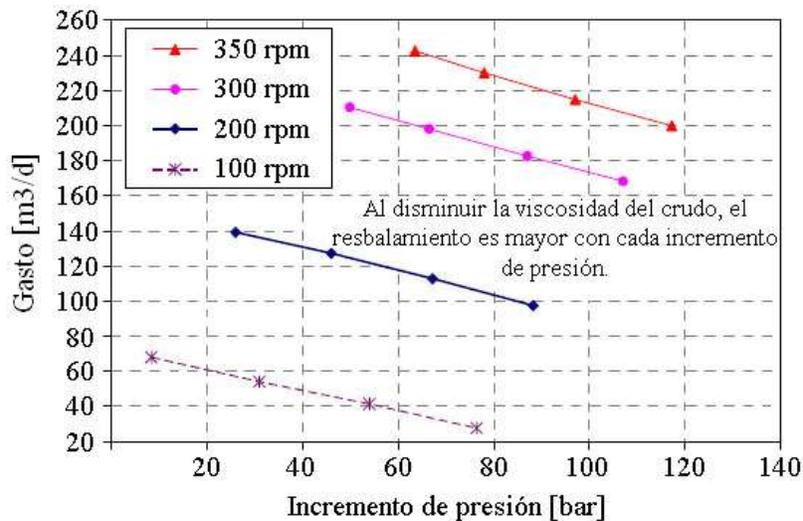


Figura 5.2 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 150 °C y 37 [cp].

Si bien un incremento en la velocidad de la bomba trae como consecuencia un gasto mayor, también representa un aumento en los requerimientos de energía para poder alcanzar dicha velocidad, ya que la diferencial de presión generada es mucho mayor.

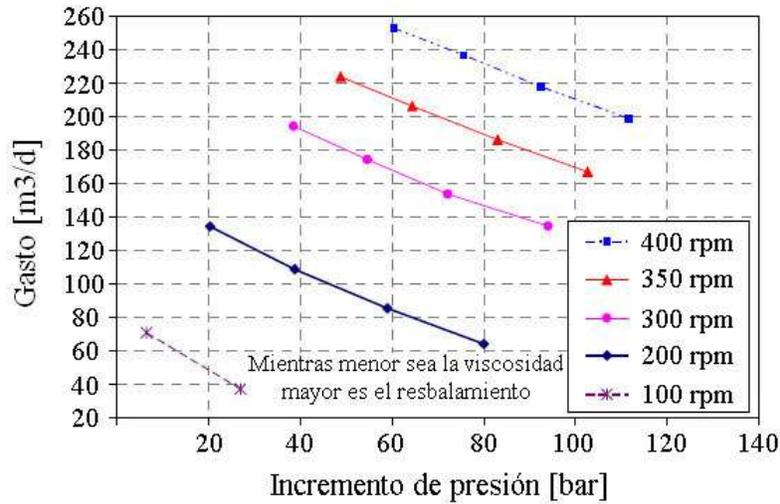


Figura 5.3 Comportamiento del bombeo de aceite pesado a 200 °C y 17 [cp].

Otro factor a analizar que tiene un papel relevante en el comportamiento del bombeo es la eficiencia volumétrica, al analizar los gráficos de las Figuras 5.4, 5.5 y 5.6 se puede afirmar que la variación de este parámetro es mínima bajo las condiciones de operación mostradas en la Figura 5.4. Esto se debe a que el fluido presenta una viscosidad alta en comparación a las siguientes dos pruebas, debido a esto el resbalamiento que se presenta en la bomba es mínimo lo que favorece a la eficiencia volumétrica. Al realizar dos pruebas más a 150 y 200 °C respectivamente, la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye rápidamente, las caídas más abruptas se presentan cuando se trabaja a 200 °C.

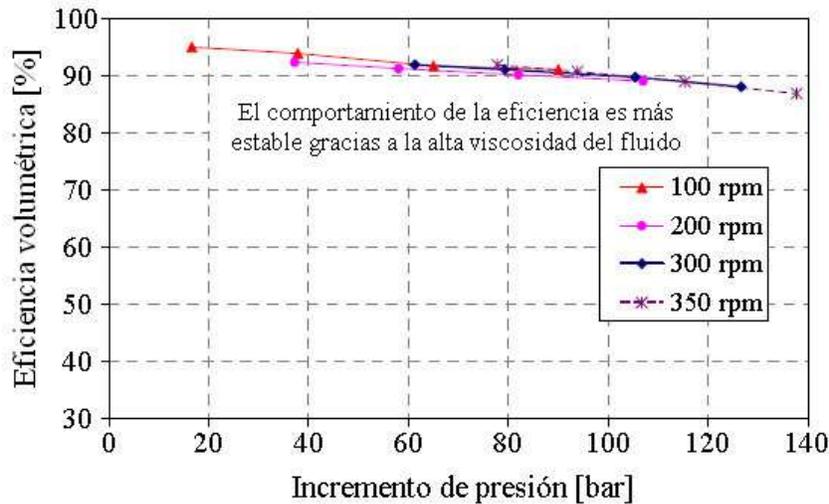


Figura 5.4 Eficiencia volumétrica de la bomba a 92 °C y 318 [cp].

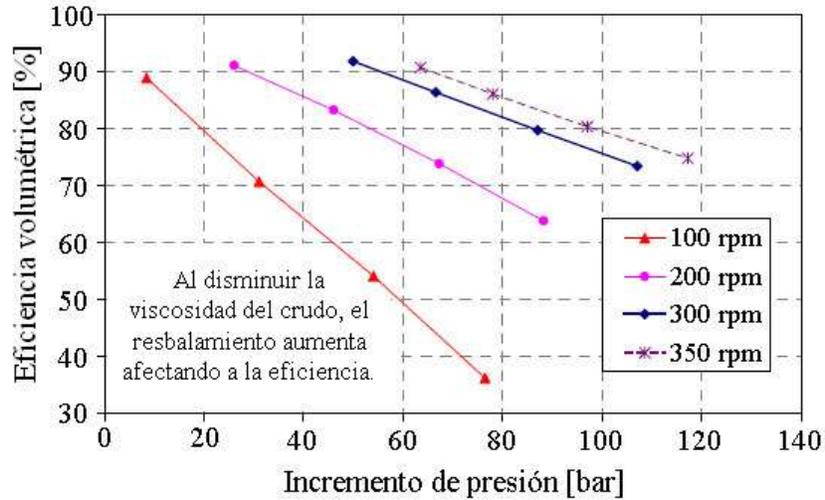


Figura 5.5 Eficiencia volumétrica de la bomba a 150 °C y 37 [cp].

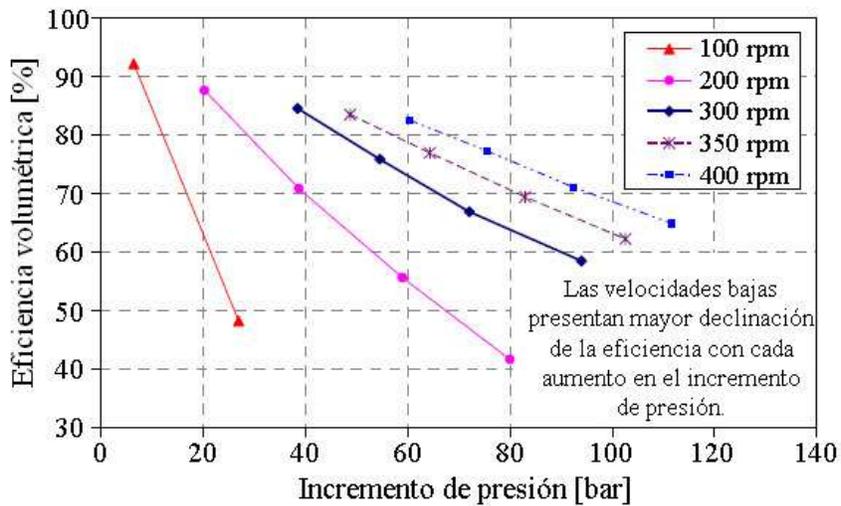


Figura 5.6 Eficiencia volumétrica de la bomba a 200 °C y 17 [cp].

Cuando se trabaja a una velocidad de la bomba baja de 100 [rpm] y a temperaturas altas de 150 y 200 °C, la declinación de la eficiencia volumétrica aumenta drásticamente con cada incremento de presión, este fenómeno se debe a que al disminuir la viscosidad del fluido, éste resbala más fácil, por lo tanto al someterlo a un determinado incremento de presión, el volumen de fluido resbalado será mayor que el volumen que se resbala al someterlo al mismo incremento de presión pero con una viscosidad más alta, la velocidad de la bomba influye de manera importante en este fenómeno, ya que mientras más baja sea la velocidad con la que se trabaja la influencia del incremento de presión sobre un determinado volumen de fluido será por un lapso de tiempo mayor que si se trabajara con una velocidad más grande, por esta razón la cantidad de fluido resbalado es mayor a

velocidades bajas de la bomba, con temperaturas elevadas del fluido y viscosidades pequeñas.

La eficiencia general de la bomba en fluidos de baja viscosidad, se reduce conforme aumenta el valor del incremento de presión, pero aumenta para valores altos de velocidad. Para fluidos más viscosos, la eficiencia general se vuelve casi constante sobre el incremento de presión, sin embargo también aumenta a mayor velocidad, como lo muestra la Figura 5.7.

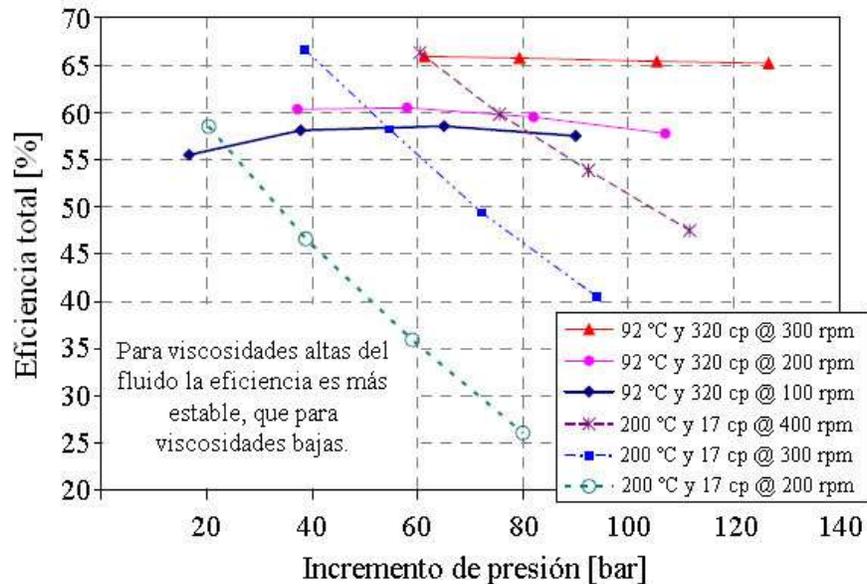


Figura 5.7 Eficiencia total de la bomba metálica.

La bomba de cavidades progresivas metálica demostró soportar las condiciones de vaporización instantánea en el laboratorio, condición bajo la cual no puede operar la bomba convencional. El que la bomba metálica pueda operar bajo condiciones de vaporización es alentador, ya que al estar diseñada para producir crudos pesados a altas temperaturas podrá soportar las condiciones severas de producción.

A pesar de que la bomba de cavidades progresivas metálica puede trabajar bajo condiciones severas de producción, presentó un problema en el desgaste del estator, lo que generó un mayor ajuste entre el rotor y el estator, lo cual se reflejó en un incremento del resbalamiento. Por tal motivo PCM y TOTAL trabajan en la búsqueda de mejoras al modelo en cuanto al proceso de ensamblaje y el endurecimiento de la superficie, para tratar de minimizar los problemas operacionales que ha presentado la bomba por desgaste del estator y por el incremento del ajuste entre el rotor y el estator. Para la implementación de una bomba metálica así como para la implementación de cualquier equipo, es fundamental realizar un estudio de factibilidad técnico-económico en el cual sean considerados factores tales como las condiciones bajo las cuales se operará así

como la cantidad y tipo de energía necesaria para un óptimo funcionamiento, aspectos geográficos, etc., esto con la finalidad de maximizar la rentabilidad del equipo y la producción de hidrocarburos, ya que el obtener el gasto de producción máximo posible generalmente no es la opción más rentable.

5.2 Bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos (RH).

En los últimos años, el bombeo de mezclas multifásicas, ha cobrado gran interés en la industria. Sin embargo el bombeo de cavidades progresivas enfrenta problemas en su operación al trabajar bajo estas condiciones de flujo, ya que la compresión de la fase gaseosa provoca un incremento excesivo en la temperatura, lo que ocasiona fallas prematuras en el estator de elastómero, y con ello se reduce la confiabilidad de la bomba.

El estudio del comportamiento de la bomba de cavidades progresivas en flujo multifásico, ha demostrado que el incremento de temperatura es ocasionado por la presencia de dos procesos que repercuten en la reducción de la vida útil de la bomba, dichos procesos son conocidos como proceso termomecánico y termohidráulico, ambos son descritos en el capítulo 3. El estudio realizado reveló que cuando se trabaja en flujo líquido, el proceso termomecánico es el principal causante de los incrementos de temperatura y por ende de la falla prematura de la bomba, dado que se trabaja con un fluido incompresible, dicho fenómeno se observa en la Figura 5.8 en donde se muestra que la distribución de la presión se lleva a cabo en las etapas de entrada de la bomba, lo que concuerda con los resultados obtenidos en el estudio del comportamiento de la bomba de cavidades progresivas. Cabe recordar que el proceso termomecánico se presenta en las etapas de entrada, mientras que el proceso termohidráulico se da en las etapas de descarga. Es importante mencionar que el incremento de la temperatura guarda una importante relación con la velocidad de la bomba, el coeficiente de fricción y la diferencial de presión.

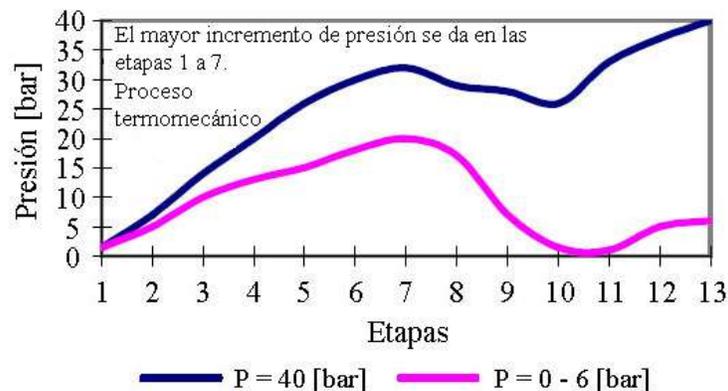


Figura 5.8 Distribución de la presión en flujo líquido, para una velocidad de bomba $N = 300$ [rpm].

En el flujo multifásico la bomba de cavidades progresivas experimenta las consecuencias de la presencia de los procesos antes mencionados, pues bajo estas condiciones de flujo, el incremento de temperatura se debe tanto al aumento del torque de fricción viscoso como a la compresión del gas. Las pruebas realizadas demuestran que cuando la velocidad de la bomba es baja, el resbalamiento supera el volumen comprimido, lo cual limita el incremento de la temperatura y mejora la distribución de la presión en las últimas etapas. Este fenómeno se aprecia en la Figura 5.9, donde se grafica el comportamiento de la temperatura para 100 y 300 [rpm], como se puede apreciar, en las etapas de entrada existe un incremento de temperatura ocasionado por el aumento del torque de fricción viscoso, mientras que en las etapas de descarga el aumento de temperatura es ocasionado por la compresión del gas. Al comparar ambas curvas se aprecia la importancia que tiene la velocidad de la bomba en la alteración de la temperatura, ya que a mayores velocidades se obtienen incrementos de temperatura más prolongados.

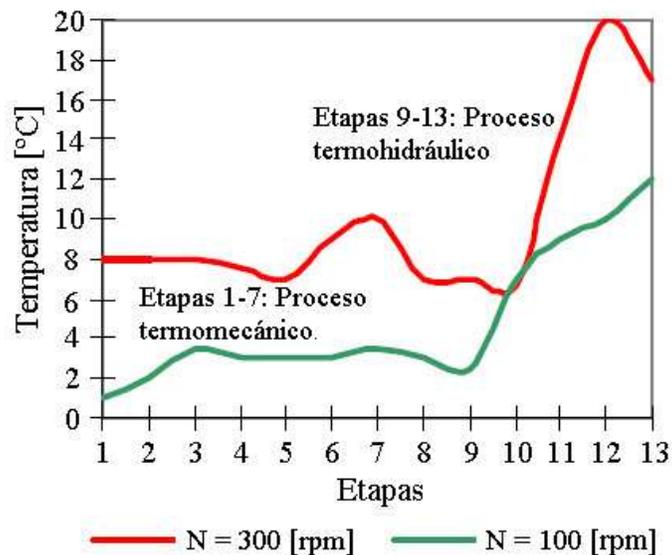


Figura 5.9 Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, para velocidades de la bomba $N = 300$ y 100 [rpm], una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una fracción volumétrica de gas $GVF = 0.9$.

Se ha demostrado que la distribución de la presión es la causa del incremento de la temperatura tanto en flujo multifásico como en flujo líquido. Por otro lado la temperatura es una medida del efecto de compresión del gas y del torque por fricción entre el rotor y el estator. Como consecuencia, eso es equivalente a un criterio de confiabilidad y riesgo de fallas de la bomba de cavidades progresivas. La distribución de la presión en flujo multifásico depende del contenido de gas, de la velocidad de la bomba y de la compensación del volumen comprimido debido al flujo de resbalamiento.

Para reducir los problemas generados por la excesiva acumulación de calor, ocasionada por una mala distribución de la presión a lo largo de la bomba, se ha desarrollado un sistema de reguladores hidráulicos, los cuales son dispositivos autorregulados que recirculan el fluido entre las cavidades para controlar la respuesta termodinámica de la bomba y para evitar la excesiva acumulación de calor. El nuevo sistema controla de mejor manera los parámetros de confiabilidad, tales como la temperatura y el torque de fricción, reduce el consumo de energía y mejora el rendimiento hidráulico (gasto, presión entregada).

Gracias al empleo del sistema de reguladores hidráulicos es posible determinar el gradiente de presión, con ello los parámetros de confiabilidad están bajo control y el aumento de temperatura ocasionado por los procesos termomecánico y termohidráulico disminuye.

Al realizar una comparación entre la bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos y la bomba convencional, queda claro que al contar con los reguladores hidráulicos la distribución de la presión a lo largo de la bomba es más uniforme que en el modelo convencional, esto se debe a que los reguladores hidráulicos recirculan el fluido, balanceando así las presiones de las cavidades. En la Figura 5.10 se puede observar el comportamiento de la distribución de presión en ambas bombas cuando éstas trabajan con flujo líquido. Como se ha mencionado antes, el incremento de presión es mayor en las etapas de entrada, es notable como los reguladores hidráulicos evitan cambios drásticos en la presión, permitiendo así tener un funcionamiento más adecuado de la bomba, al no presentar caídas tan abruptas de presión se evita el riesgo de cavitación. Aunado a esto son trascendentales los beneficios aportados en la disminución de la generación de calor, la Figura 5.11 muestra el comportamiento de la temperatura, es notable como al instalar los reguladores hidráulicos se minimiza el incremento de la temperatura, aumentando así la confiabilidad de la bomba subsuperficial.

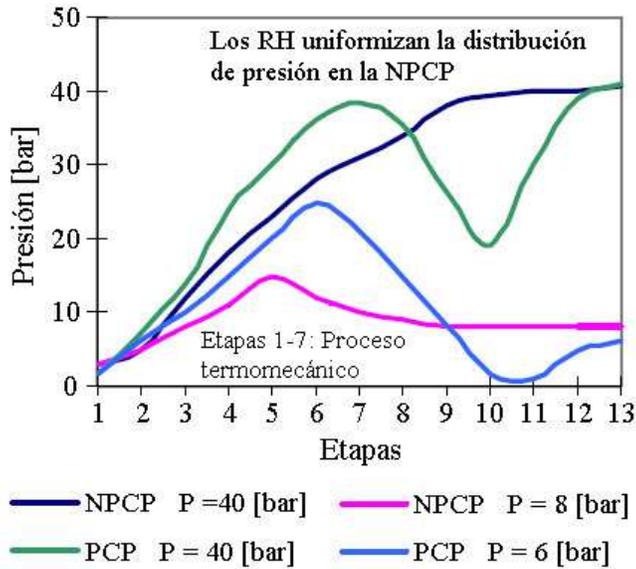


Figura 5.10 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ y $6 - 8$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

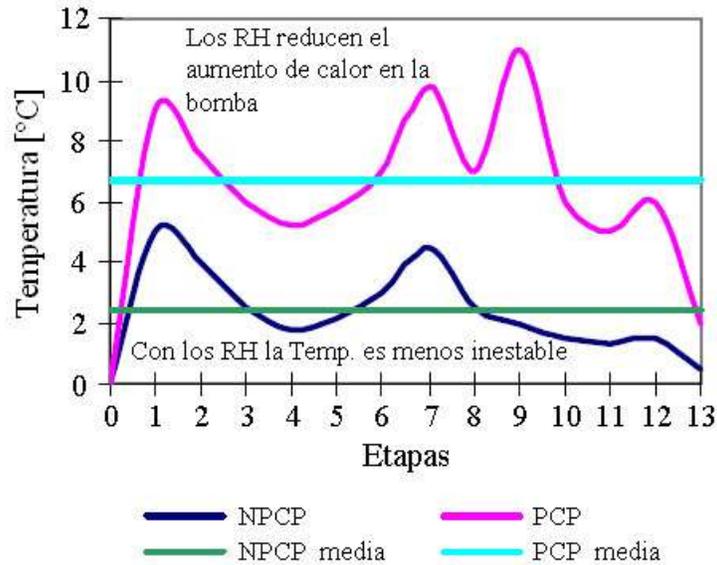


Figura 5.11 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo líquido, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

Las ventajas que los reguladores hidráulicos proporcionan en el manejo de flujo multifásico parten del hecho manifestado en el proceso de compresión del gas. En la Figura 5.12 se observa como la bomba con reguladores hidráulicos comprime el gas a lo largo de 8 etapas, mientras que la bomba convencional lo realiza en tan solo 3 etapas presentando así una distribución de presión demasiado

desproporcionada, lo que incrementa los efectos del proceso termohidráulico mostrados en la Figura 5.13. Al obtener la relación de los gradientes de presión y temperatura de ambas bombas se determinó que el criterio de confiabilidad de la bomba con reguladores hidráulicos es 3 veces mejor que el del modelo convencional, sin importar el contenido de gas, la velocidad de la bomba, el gasto ni las presiones de entrega.

Los beneficios que aporta el sistema de reguladores hidráulicos a la optimización de la producción son integrales, pues mejoran el rendimiento y la vida útil del equipo, además reducen los requerimientos de energía, aumentan la confiabilidad de la bomba y amplían el rango de aplicación de ésta. Aunque no hay registro de la implementación en campo de la bomba de cavidades progresivas con sistema de reguladores hidráulicos, los resultados de las pruebas de laboratorio son alentadores pronosticando resultados satisfactorios para una aplicación en pozo.

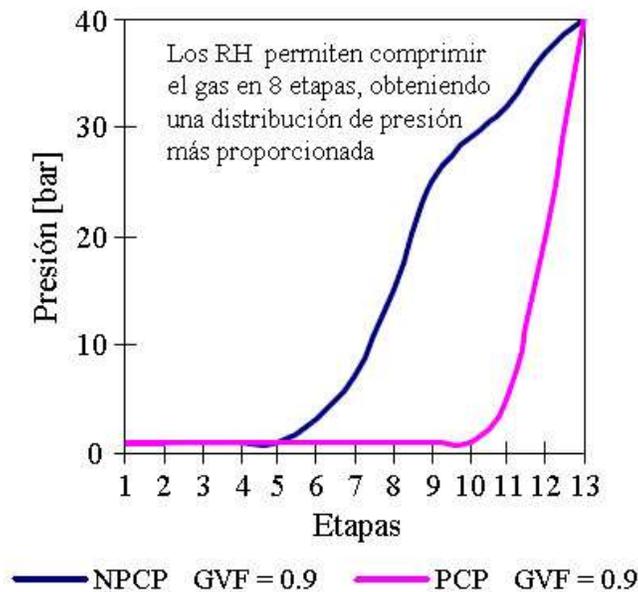


Figura 5.12 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Distribución de la presión en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar], una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

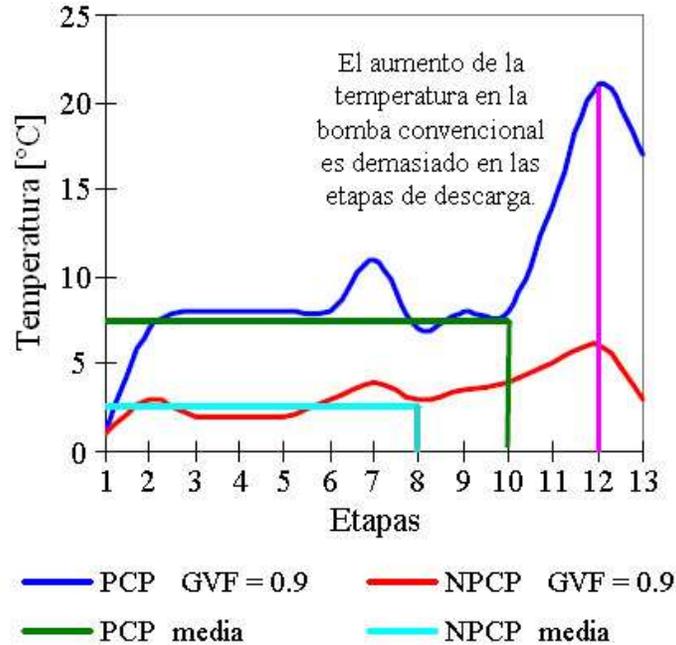


Figura 5.13 Comparación entre la nueva bomba de cavidades progresivas (NPCP) y la bomba convencional de cavidades progresivas. Comportamiento de la temperatura en flujo multifásico, con una presión de descarga $P = 40$ [bar] y una velocidad de la bomba $N = 300$ [rpm].

5.3 Bomba de cavidades progresivas con motor electrosumergible: aplicación en Indonesia y Venezuela.

Actualmente la producción de aceite pesado a altos volúmenes representa un desafío para la industria mundial, el desarrollo de un sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo representa una buena opción para reducir los problemas que se presentan en la producción de pozos bajo las condiciones antes mencionadas, ya que el uso del motor electrosumergible ayuda a reducir de manera significativa las caídas de presión y los requerimientos de potencia.

El impacto de la eliminación de la sarta de varillas, coples y centralizadores, con la implementación del motor de fondo es notable, ya que se reducen significativamente las pérdidas de flujo en la línea de producción. En la Figura 5.14 se presenta una comparación de las pérdidas de presión entre la bomba convencional y la bomba accionada mediante motor de fondo, es notable la diferencia existente bajo las mismas condiciones de producción. La bomba convencional requiere de mayores requerimientos de torque para poder alcanzar los mismos niveles de producción que una bomba accionada mediante motor de fondo. Además de reducir los requerimientos de potencia con el uso del motor de fondo, es posible aumentar la profundidad de la bomba así como su capacidad de flujo.

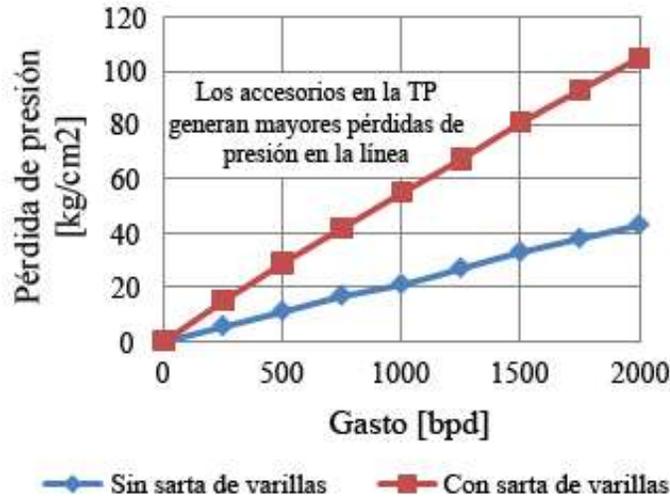


Figura 5.14 Pérdida de presión en la tubería de producción debido al uso de sarta de varillas, la prueba se realizó con un fluido de viscosidad de 1,000 [cp], con una tubería de producción de 3 ½ [pg], a una profundidad de 610 [m].

La bomba impulsada mediante motor de fondo, es diseñada para el manejo de alto volumen, reduciendo la velocidad de corte y la longitud de ésta, facilitando así su implementación en pozos altamente desviados y horizontales.

5.3.1 Implementación en Indonesia.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo fue evaluado en los pozos *kulin 082* y *kulin 083* tal como se detalla en el capítulo 4, como una alternativa de solución a la baja eficiencia de las bombas empleadas en la producción de pozos horizontales en el campo Duri, ya que las bombas de 25 pozos presentaban un promedio por debajo del 30% en su eficiencia, lo que hace necesario migrar hacia nuevas tecnologías que permitan mantener o mejorar la rentabilidad de la producción.

Las pruebas realizadas con la implementación del sistema híbrido fueron satisfactorias, los buenos resultados que el sistema arroja se deben a la eliminación del empleo de sarta de varillas como medio de transmisión de potencia a la bomba subsuperficial, aunado a esto, la buena capacidad de la bomba en el manejo de arena favorece su funcionamiento bajo condiciones severas de producción.

La Figura 5.15 muestra el comportamiento detallado del gasto registrado en el pozo *kulin 082* a lo largo del tiempo, como puede observarse presenta variaciones un poco abruptas en la producción, sin embargo se mantiene en el rango de 400 a 500 [bpd] de aceite, el corte de agua no presentó variaciones grandes en su tasa, esto considerando las condiciones severas bajo las cuales se produce. En cuanto

a la eficiencia de la bomba empleada en este pozo, se ha demostrado que presenta un aumento considerable respecto a la obtenida con el sistema convencional, pues el incremento promedio de la eficiencia es mayor al 100% del promedio conseguido con los sistemas convencionales, ya que dicho promedio obtenido con el sistema híbrido es de 66%. El sistema implementado en el pozo *kulin* 082 trabajó por más de 2 años sin presentar indicios de fallas.

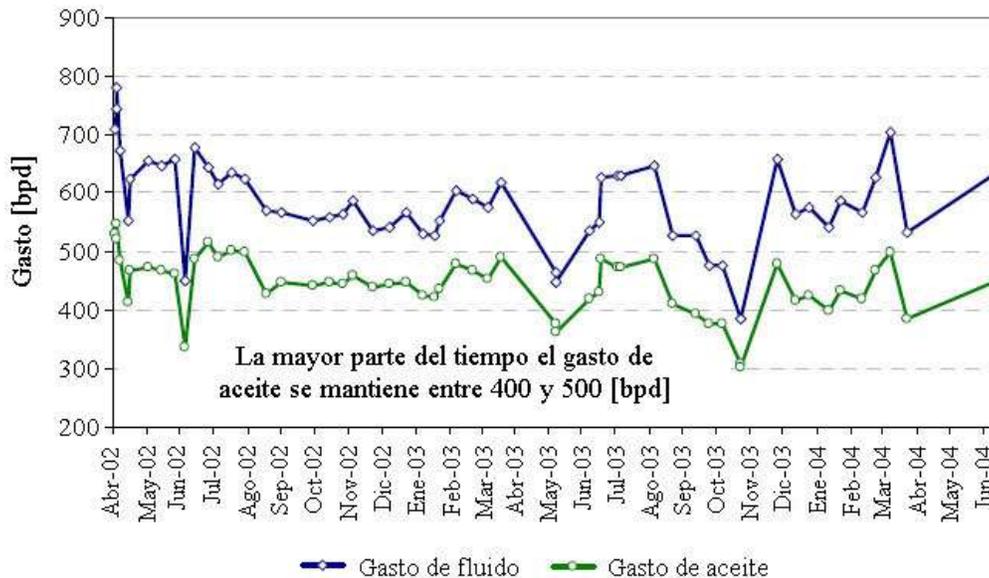


Figura 5.15 Gasto de producción en *Kulin* 082.

Los resultados obtenidos en el pozo *kulin* 082 daban un panorama alentador a la implementación en el pozo *kulin* 083. Los resultados obtenidos en este segundo pozo son satisfactorios a pesar de la caída en los gastos de producción obtenidos, como puede apreciarse en la gráfica de la Figura 5.16 el comportamiento del gasto presenta caídas prolongadas, esto debido al incremento tan grande del corte de agua, sin embargo la eficiencia promedio de la bomba fue de 56%, lo cual representa un aumento considerable en comparación con los sistemas convencionales. El pozo *kulin* 083 hasta junio de 2004 llevaba 450 días sin ningún problema de reparación o extracción. Además la producción de estos pozos contribuye con el 17% de la producción del campo.



Figura 5.16 Gasto de producción en *Kulin 083*.

Aunque las pruebas en los dos pozos fueron exitosas, logrando aumentar la eficiencia de la bomba subsuperficial, se tuvieron algunos problemas al inicio de la operación de ambos sistemas, pues se obtuvieron presiones demasiado elevadas en la línea de producción, lo que ocasiono que se pensará en la existencia de algún taponamiento o bloqueo que estuviera originando este problema, sin embargo se comprobó que estas presiones tan elevadas fueron ocasionadas por trabajar con aceites pesados. Se puede decir que uno de los inconvenientes del sistema de cavidades progresivas con motor de fondo en aplicaciones a aceites pesados es lograr estabilizar el sistema ya que puede generar presiones demasiado grandes en la cabeza del pozo, lo cual traería como resultado un mal funcionamiento, lo que se reflejaría en fallas prematuras, por lo tanto, esto representaría costos de mantenimiento más elevados, sin mencionar la repercusión que esto tendría en los niveles de producción.

5.3.2 Implementación en Venezuela.

La implementación del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo en el Área de Cerro Negro, busca optimizar la producción de aceite extrapesado. Para tal efecto se realizaron pruebas en dos pozos, una en 1997 y la segunda en 1998, si bien los sistemas operaron durante un corto tiempo antes de presentar fallas, el acercamiento a esta nueva tecnología arrojó resultados que permiten avanzar más en el mejoramiento del diseño. El primer sistema tuvo una vida útil de 12 días, mientras que la del segundo fue de 36 días.

Al realizar pruebas con sistemas novedosos, suelen presentarse algunas dificultades, para este caso, ocurrió que el equipo estándar necesario para la

conexión del rotor y el estator al equipo de fondo, no se encontraba disponible, lo cual implicó un diseño especial.

Las pruebas demostraron la estrecha relación que guardan la frecuencia de operación con el gasto de producción, pues a mayores frecuencias el gasto aumenta. El contar con sensores que permitan monitorear diversos parámetros del sistema resulta muy útil, pues son un indicativo de la situación actual del equipo.

El motor de fondo no solo beneficia en la eliminación de la sarta de varillas y por ende de las pérdidas de flujo que involucra su uso, además gracias al calor que el motor genera, se reduce la viscosidad de los fluidos hasta en un 55% lo que facilita la producción de crudos extrapesados. Con el empleo del nuevo sistema, se obtuvo una producción adicional del 9% y una eficiencia volumétrica 7% mayor. Aunado a esto los requerimientos de potencia de la bomba disminuyeron 55%, lo que representa menores costos así como una demanda de energía menor.

El uso del sistema de bombeo de cavidades progresivas con motor de fondo ha demostrado ser una buena opción para la optimización de la producción de aceites pesados y extrapesados. Sin embargo es necesario ahondar más en el desarrollo de este sistema, pues ello permitirá alargar su vida útil y en consecuencia los costos de instalación y mantenimiento serán menores.

5.4 Mejoras en la operación y monitoreo del sistema de bombeo de cavidades progresivas.

Los nuevos desarrollos en las operaciones de mantenimiento y monitoreo del sistema de bombeo de cavidades progresivas, reducen los tiempos de paro de producción y a su vez proporcionan mayor confiabilidad en la operación del sistema, incrementando así la vida útil del equipo.

5.4.1 Extracción de la bomba subsuperficial empleando línea de acero.

La extracción de la bomba subsuperficial por daño o mal funcionamiento representa tiempos de paro prolongados. Con la finalidad de optimizar los ritmos de producción, incrementar la vida útil del sistema y por consecuencia disminuir los tiempos de paro en la producción, se ha desarrollado una técnica innovadora para realizar la extracción de la bomba subsuperficial, la cual es sometida a severas condiciones de operación en el fondo del pozo, lo que genera el desgaste y mal funcionamiento de ésta, trayendo como consecuencia una reducción de su capacidad en la producción de fluidos. En el capítulo 4 se detalla la ejecución de dicha técnica.

La factibilidad para cambiar la bomba con un tiempo mínimo de armado y ejecución utilizando un lubricador que permita realizar la operación sin dañar a la formación, tiene efectos significativos en la economía del pozo. La bomba puede

ser cambiada con gran facilidad mientras que el operador puede emplear una bomba usada o de diferente tamaño para la limpieza del pozo pudiendo reemplazarla con una bomba optimizada cuando sea requerida.

5.4.2 Empleo de varillas huecas para la optimización de la producción.

El uso de las varillas huecas reduce entre un 30 y 50% los costos de instalación para obtener los mismos gastos que se obtendrían empleando bombeo mecánico o electrocentrífugo. Una de las principales ventajas de este nuevo desarrollo es que al ser huecas permiten producir fluidos no solo por el espacio anular entre la sarta y la tubería de producción, sino también a través de la sarta. Además es posible inyectar diluyentes e inhibidores de corrosión, dado que toda la sarta de varillas es hueca, esto resulta ser ventajoso en la producción de aceites pesados y extrapesados.

Al contar con la unión hueca, se logra que los puntos más débiles de la sarta de varillas ya no sean las uniones, pues el grosor es aumentado mediante el recalque, por lo cual ahora la parte más débil de la sarta es el cuerpo de la varilla, con ello se logran reducir las pérdidas por fricción, ya que la sarta tendrá mayor estabilidad.

5.4.3 Monitoreo y diagnóstico.

El monitoreo y diagnóstico de todos los procesos, es de vital importancia pues gracias a ello es posible minimizar e incluso evitar diversos tipos de fallas o anomalías, que pudieran presentarse durante la operación o ejecución del sistema empleado. El sistema de cavidades progresivas no es la excepción. A lo largo del desarrollo de esta tesis se ha visto que el sistema de cavidades progresivas puede presentar diversos problemas en su operación, por lo cual es importante contar con un sistema de monitoreo y diagnóstico, como se vio en el capítulo 4 se han desarrollado métodos de monitoreo y análisis del funcionamiento de los sistemas de bombeo mecánico y electrocentrífugo, obteniendo resultados favorables, dada la necesidad de contar con una herramienta tan valiosa para el bombeo de cavidades progresivas se ha comenzado a desarrollar una basándose en los estudios previos realizados en el bombeo mecánico y electrocentrífugo.

El empleo de inteligencia artificial como técnica de monitoreo ha cobrado gran relevancia dentro de los sistemas artificiales de producción. El uso de redes neuronales no supervisadas genera un panorama alentador en la planeación de una metodología de diagnóstico para el sistema de bombeo de cavidades progresivas. Si bien es cierto que esta tecnología actualmente se encuentra en pleno desarrollo, son notables los grandes avances que se han tenido en esta investigación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.

- Las reservas mundiales han disminuido y la búsqueda de nuevas tecnologías es cada vez más común. Es necesario tener límites de abandono más bajos que permitan maximizar los volúmenes extraídos; para ello la correcta selección de un sistema artificial de producción es una buena alternativa en el incremento del factor de recuperación.
- Los sistemas artificiales híbridos buscan minimizar los requerimientos de energía y a su vez optimizar la producción como resultado de la combinación de dos sistemas artificiales de producción convencionales. En algunos casos los requerimientos totales de energía pueden disminuir en un orden del 15 al 20%.
- El sistema artificial de producción híbrido compuesto por los bombeos de cavidades progresivas y electrocentrífugo sumergido representa una excelente opción para incrementar la producción de pozos de aceite pesado y alto contenido de arena, su flexibilidad de instalación permite operar en pozos altamente desviados e inclusive en pozos horizontales.
- Al sustituir la sarta de varillas por un motor electrosomergible se obtienen grandes ventajas ya que se reducen las pérdidas de flujo, lo que genera un aumento en el rango de operación del sistema y una disminución en los requerimientos de energía.
- Al trabajar en ambientes a altas temperaturas, la principal limitante en el bombeo de cavidades progresivas es el estator elastomérico de la bomba. Sin embargo el desarrollo tecnológico ha dado diferentes alternativas en la solución de este problema; la bomba metálica es capaz de operar bajo condiciones severas incluyendo la presencia de vapor en el fondo del pozo.
- La alteración de ciertos parámetros como la temperatura, viscosidad, incrementos de presión y velocidad de la bomba, pueden favorecer al buen funcionamiento del sistema empleado; sin embargo si las alteraciones en estos parámetros son excesivas, lejos de favorecer pueden llegar a perjudicar el funcionamiento óptimo del sistema.
- El empleo de los reguladores hidráulicos dentro de la bomba de cavidades progresivas es una herramienta atractiva en la corrección de los problemas generados por los procesos termohidráulico y termomecánico, pues uniformizan la presión dentro de la bomba, lo que optimiza la producción del fluido en flujo multifásico, mejorando a su vez la confiabilidad de la bomba 3 veces con respecto al modelo convencional.
- Las aplicaciones del sistema híbrido ESPCP que se tienen documentadas en este trabajo arrojaron resultados satisfactorios. Este sistema híbrido presentó ventajas tanto en el aspecto técnico como económico.

- La aplicación del sistema ESPCP en los pozos horizontales en *Kulin 082* y *Kulin 083* representa un buen ejemplo de las ventajas de este sistema ya que al aplicarlo se obtuvo un incremento de la eficiencia de la bomba de un 30 a un 66% para el primer pozo y de un 30 a un 56% para el segundo con lo cual se mejoraron las condiciones de producción.
- La implementación del sistema ESPCP en pozos de aceite extrapesado puede ser una excelente opción, como en Cerro Negro, Venezuela, donde se obtuvieron gastos 9% mayores en promedio que con el bombeo de cavidades progresivas convencional, incrementando además la eficiencia volumétrica en un 7% y disminuyendo la potencia de arranque de la bomba en un 55%.
- El calor generado por el motor de fondo puede contribuir significativamente en la disminución de la viscosidad, ayudando así a mejorar las condiciones de producción.
- El desarrollo de nuevas técnicas en el bombeo de cavidades progresivas representa un gran reto para las empresas de la industria petrolera. Sin embargo se han logrado buenos avances tecnológicos que poco a poco se van perfeccionando, alcanzando cada vez los objetivos buscados. Métodos y técnicas como el monitoreo de datos en tiempo real y la extracción de la bomba subsuperficial mediante línea de acero resultan ser herramientas de alto valor operativo pues permiten reducir los costos de operación y mantenimiento.
- Los sistemas artificiales de producción convencionales e híbridos dan solución a un gran número de problemas operacionales y corrigen una baja producción de hidrocarburos; sin embargo no deben verse como la única alternativa de solución a la baja productividad, ya que a pesar de obtener resultados satisfactorios no siempre son la mejor opción.

Recomendaciones.

- Se recomienda evaluar los beneficios y posibilidades del empleo de nuevas tecnologías para la optimización de la producción de aceite; los sistemas artificiales de producción híbridos representan una alternativa favorable que debe ser tomada en cuenta para su implementación en pozos de aceite.
- Un análisis técnico-económico de los dispositivos o métodos a implementar para mantener o mejorar la producción es imprescindible, así como una evaluación del impacto ambiental que esto generaría.
- Para la selección de un sistema artificial de producción convencional o híbrido deben tomarse en cuenta el mayor número de factores que gobiernan y determinan la selección de los sistemas a emplear.
- Es necesario desarrollar una metodología de diseño que permita implementar los sistemas artificiales de producción híbridos de la mejor manera posible.
- Se recomienda crear y fortalecer los vínculos con las empresas e instituciones encargadas del desarrollo e investigación de las nuevas tecnologías así como darle el seguimiento a las mismas.
- Se deben aplicar métodos de diseño apropiados para cuantificar los beneficios de los sistemas artificiales de producción híbridos en lugar de tecnologías convencionales.
- Se recomienda realizar una prueba piloto para demostrar los beneficios numéricos tomando en cuenta las condiciones operativas apropiadas para el pozo candidato.
- Algunas de las nuevas tecnologías presentadas en este trabajo como son los reguladores hidráulicos, la bomba de cavidades progresivas metálica y el monitoreo de datos en tiempo real aun se encuentran en su fase experimental; sin embargo han arrojado resultados satisfactorios que invitan a darle un seguimiento importante para la obtención de un modelo definitivo de aplicación en campo, por tal motivo las empresas petroleras deben poner énfasis en los resultados obtenidos, para poder así considerar alguna implementación en pozos candidatos.
- Para las principales limitaciones en el bombeo de cavidades progresivas, como el uso de la sarta de varillas y los fenómenos presentados en la bomba (procesos termohidráulico y termomecánico) deben de considerarse los últimos desarrollos tecnológicos en esta área, los cuales pueden proporcionar resultados alentadores en la solución de dichos problemas.

REFERENCIAS

- 1, 2. Gerencia de Comunicación Social y Relaciones Públicas., “Tipos de Petróleo”, Instituto Mexicano del Petróleo, México, 2010.
3. Comunicación Social., “Acerca de PEMEX: Misión y Visión”, Petróleos Mexicanos, México, 2009.
4. Secretaría de Energía., “Diagnóstico: Situación de PEMEX”, México, 2007.
5. Morales Gil, C., “Aspectos Relevantes de la Exploración y Producción de Hidrocarburos”, presentado en el evento anual de la empresa Global Energy “The Journal of the Power Resources”, 2009.
6. Wood, D., “Importancia del Petróleo en los Próximos 30 Años”, presentado en el Encuentro Tecnológico Internacional Sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México”, México, 2008.
7. Bates, R., Cosad, C., Fielder, L., Kosmala, A., Hudson, S., Romero, G. y Shanmugam, V., “Examinando los Pozos Productores: Supervisión de los Sistemas ESP”, Oilfield Review, 2004.
8. Weatherford., “Artificial Lift System”, 2007.
9. Fernández Arellano, A., “Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas: Diseño, Operación y Optimización de su Funcionamiento”, UNAM, México, 2005.
- 10, 11. Tenaris., “Products for Progressive Cavity Pumping”, 2010.
12. Gómez Vicente, M. y Moreno Colín, S.E., “Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos”, UNAM, México, 2008.
13. Saputelli, L., SPE MARAVEN S. A., “Combined Artificial Lift System-An Innovative Approach”, SPE Paper 39041, Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Río de Janeiro, Brazil, August 30- September 3, 1997.
14. Beauquin, J.-L., Boireau C., Lemay, L. and Seince L., “Development Status of a Metal Progressing Cavity Pump for Heavy Oil and Hot Production Wells”, SPE Paper 97796, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, November 1-3, Calgary, Alberta, Canada, 2005.
15. PCM., “Company: History”
 - a. <http://www.pcm-pump.com/pump-manufacturer/history.html>
16. Hirschfeldt, M., “Manual de Bombas de Cavidades Progresivas”, Oil Production Consulting and Training, 2008.
17. ROBBINS & MYERS., “Fluid Management Group: Moyno, Inc.”, 2010.
 - a. <http://www.robbsmyers.com/fluid-management-group/moyno>
18. Tenaris., “PCPRod[®] Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas”, 2009.

19. Mann, J., Ali, I. and Keller, M., "Wireline Retrievable Progressing Cavity Electric Submergible Pumping System Updated Field Case Study", REDA, a Camco International Company.
20. Bishop, C., "Neural Networks for Pattern Recognition", Clarendon Press, Oxford, 1995.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alcocer Alegría, C., "Bombeo Electrocentrifugo Sumergido", UNAM, México, 2000.
2. Bates, R., Cosad, C., Fielder, L., Kosmala, A., Hudson, S., Romero, G. y Shanmugam, V., "Examinando los Pozos Productores: Supervisión de los Sistemas ESP", Oilfield Review, 2004.
3. Beauquin, J.-L., Boireau, C., Lemay, L. and Seince L., "Development Status of a Metal Progressing Cavity Pump for Heavy Oil and Hot Production Wells", SPE Paper 97796, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, November 1-3, Calgary, Alberta, Canada, 2005.
4. Borja, H., and Castano, R., "Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields", SPE Paper 53966, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, April 21-23, Caracas, Venezuela, 1999.
5. Bratu, C., "Progressing Cavity Pump (PCP) Behavior in Multiphase Conditions", SPE Paper 95272, Annual Technical Conference and Exhibition, October 9-12, Dallas, Texas, U.S.A., 2005.
6. Bratu, C., and Seince, L., "New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production", SPE Paper 97833, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, November 1-3, Calgary, Alberta, Canada, 2005.
7. Brown, K. E., "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 1, Petroleum Publishing Co. Tulsa, Oklahoma, 1980.
8. Catálogo MOYNO., "Down-Hole Pump Systems", 2005.
9. Chacín, N., "Bombeo de Cavidad Progresiva", ESP Oil International Training Group, Venezuela, 2003.
10. Clegg, J. D., Bucaram, S. M., and Hein, Jr., "Recommendations and Comparasions for Selecting Artificial-Lift Methods", Journal of Petroleum Technology, 1993.
11. Díaz Zertuche, H., y Mata Iturbide, G., "Manual Para Bombas de Cavidades Progresivas", IMP, 1991.
12. Díaz Zertuche, H., "Bombeo Electrocentrifugo Sumergido", Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
13. Dirección Corporativa de Finanzas, Relación con Inversionistas., "Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero de 2010", Petróleos Mexicanos, México, 2010.
14. Fleshman, R., Harryson and Lekic, O., "Artificial Lift for High-Volume Production", Oilfield Review 11, no. 1, 1999.
15. Garaicochea Petrirena, F., "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros.

16. Gaymard, B., "Sistemas PCM/KUDU de Bombas PC Para Pozos de Petróleo".
17. Gómez Cabrera, J.A., "Apuntes de Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico", UNAM.
18. Gómez Vicente, M., y Moreno Colín, S.E., "Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos", UNAM, México, 2008.
19. Hirschfeldt, M., "Manual de Bombas de Cavidades Progresivas", Oil Production Consulting and Training, 2008.
20. Lee, Z., "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP): An Alternative Lift Method for Problem Applications", Centrilift.
21. Majid, D., "Progressing Cavity (PC) Pump Design Optimization for Abrasive Applications", SPE Paper 37455, Production Operations Symposium, March 9-11, Oklahoma City, 1997.
22. Majid, S., "High Volume Down-Hole Progressing Cavity Pumps in Viscous Applications with Electric Submersible Motors", ESP Workshop Paper #18, Gulf Coast Section, California, 1998.
23. Mann, J., Ali, I. and Keller, M., "Wireline Retrievable Progressing Cavity Electric Submersible Pumping System Updated Field Case Study", REDA, a Camco International Company.
24. Marval, J., and Rivero, M., "Tecnología de Bombas Multifásicas", SVIP-035.
25. Mirza, K. and Wild, A., "Key Advantages of the Progressing Cavity Pump in Multiphase Transfer Applications", SPE Paper 38812, Annual Technical Conference and Exhibition, October 5-8, San Antonio, Texas, 1997.
26. Morales Gil, C., "Aspectos Relevantes de la Exploración y Producción de Hidrocarburos", presentado en el evento anual de la empresa Global Energy "The Journal of the Power Resources", 2009.
27. Muñoz Rodríguez, A. F. y Torres Torres, E., "Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección", Universidad Industrial de Santander, 2007.
28. Nind, T.E.W., "Principles of Oil Well Production", Mc Graw-Hill.
29. Ocanto, L., and Rojas, A., "Progressing Cavity Pump Pattern Recognition in Heavy and Extra-Heavy Oil Cold Production", SPE Paper 69701, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, March 12-14, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 2001.
30. Oilfield Review., "La Importancia del Petróleo Pesado", Schlumberger, 2006.
31. Olivet, A., Gamboa, J., and Kenyery F., "Experimental Study of Two-Phase Pumping in a Progressive Cavity Pump Metal to Metal", SPE Paper 77730, Annual

-
- Technical Conference and Exhibition, September 29- October 2, San Antonio, Texas, 2002.
32. Padilla Cornejo, R., "Bombeo por Cavidades Progresivas", Bolivia, 2009.
 33. PEMEX Exploración y Producción., "Las Reservas de Hidrocarburos de México", Secretaría de Energía, México, 2009.
 34. Ramírez Sabag, J., "Productividad de Pozos Petroleros", UNAM.
 35. Ramos, M. A., "Experiences in the Use of ESP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela", SPE Paper 69432, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, March 25-28, Buenos Aires, Argentina, 2001.
 36. Ramos, M. A., Brown, J. C., Rojas, M., Kuyucu, O., and Flores, J. G., "Producing Extra-Heavy Oil from the Orinoco Belt, Cerro Negro Area, Venezuela, Using Bottom-Drive Progressive Cavity Pumps", SPE Paper 97889, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, November 1-3, Calgary, Alberta, Canada, 2005.
 37. Saputelli, L., SPE MARAVEN S. A., "Combined Artificial Lift System-An Innovative Approach", SPE Paper 39041, Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Río de Janeiro, Brazil, August 30- September 3, 1997.
 38. Saveth, K.J. and Klein, S. T., "The Progressive Cavity Pump Principles and Capabilities", SPE Paper 18873, Productions Operations Symposium, Oklahoma City, March 13-14, 1989.
 39. Secretaría de Energía., "Diagnóstico: Situación de PEMEX", México, 2007.
 40. Shirley, K., Baker Hughes Centrilift., "Electrical Submersible Progressing Cavity Pump Systems", Pumps & Systems, 2008.
 41. Suárez Coppel, J.J., "Presentación al Congreso Mexicano del Petróleo", Petróleos Mexicanos, México, 2010.
 42. Taufan, M., Adriansyah, R., and Satriana, D., "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells", SPE Paper 93594, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, April 5-7, Jakarta, Indonesia, 2005.
 43. Tenaris Oilfield Services., "PCPRod® Varillas Huecas para Accionamiento de Bombeo de Cavidades Progresivas", 2010.
 44. Toma, P., et al., "Field Assessment of Multiphase Progressive Cavity Pumping", SPE Progressive Cavity Pump Workshop, Tulsa, U. S., 1998.
 45. Zambrano, A., Vázquez, M., Suárez, A., and Aponte, H., "Process Behavior Optimization Using Sensors Fusion and Trajectories Techniques: An Application for Controlling and Optimizing Oil Production Wells", International Conference Multiphase, Cannes, Francia, 1999.