



**ANÁLISIS DE VARIABLES DE PRODUCCIÓN PARA LA SELECCIÓN DE
SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADECUADOS PARA LA
PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

JOSE EDUARDO PEREZ CORREA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**



**ANÁLISIS DE VARIABLES DE PRODUCCIÓN PARA LA SELECCIÓN DE
SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADECUADOS PARA LA
PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

JOSE EDUARDO PEREZ CORREA

**Monografía para optar por el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto expresa sus sinceros agradecimientos a:

A Dios por todo lo que soy y tengo, por darme la oportunidad de ser feliz junto a las personas que quiero.

A mi director Fernando Enrique Calvete quien sea ha involucrado desde el mismo planteamiento de este proyecto, gracias a su guía este proyecto puede ver la luz.

A los ingenieros Mauricio Alejandro Barón y Julio Cesar Andrade sin los cuales este proyecto nunca hubiera podido realizarse, gracias por todo su guía y todos sus aportes.

A la Universidad Industrial de Santander, a su escuela de ingeniería de petróleos y a sus docentes, responsables de este programa de especialización en producción de hidrocarburos, por el cual muchos profesionales hemos obtenido un espacio de formación de calidad.

A mis compañeros estudiantes de la V promoción de la especialización en producción de hidrocarburos, gracias por ser colegas y amigos durante todo este tiempo, aprender junto a ustedes fue una gran experiencia para mí.

DEDICATORIA

No hay logro de provecho que se consiga sin esfuerzo, pero una meta no debe ser un fin, sino un camino que recorrer, un camino lleno de altos y bajos, de decepciones al igual que de logros. Le dedico este logro a mi gran familia, quienes a través de su apoyo y amor, me han permitido conseguir todo logro que he alcanzado en mi vida. Gracias.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	17
1.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	17
1.1.1 Equipos de superficie	19
1.1.2 Equipos de subsuelo	21
1.1.3 Aplicación del sistema de bombeo electrosumergible	27
1.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO JET	28
1.2.1 Equipos de superficie	30
1.2.2 Equipos de subsuelo	31
1.2.3 Aplicación del sistema de bombeo hidráulico Jet	32
1.3 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	33
1.3.1 Equipos de superficie	35
1.3.2 Equipos de subsuelo	38
1.3.3 Aplicación del sistema de bombeo mecánico	41
1.4 SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	43
1.4.1 Equipos de superficie	45
1.4.2 Equipos de subsuelo	47
1.4.3 Aplicación del sistema de bombeo por cavidades progresivas	50
1.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS	51
1.5.1 Equipos de superficie	54
1.5.2 Equipos de subsuelo	55
1.5.3 Aplicación del sistema de levantamiento por gas	55
2. PETRÓLEO PESADO	57
2.1 CAMPO KERN RIVER (ESTADOS UNIDOS)	58
2.2 CAMPOS DE LA FAJA DEL ORINOCO (VENEZUELA)	60
3. VARIABLES DE PRODUCCION EN LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS	63
3.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	63
3.1.1 Características de producción	63
3.1.2 Propiedades de los fluidos	66
3.1.3 Características del pozo	68
3.1.4 Características del yacimiento	70
3.1.5 Facilidades de superficie	72
3.1.6 Ubicación.	73
3.1.7 Disponibilidad de fuentes de energía.	74

3.1.8 Problemas operacionales.	74
3.2 PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	76
3.3 PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS	84
3.3.1 Rangos de aplicación del sistema de bombeo electrosumergible.	89
3.3.2 Rangos de aplicación del sistema de bombeo hidráulico jet.	90
3.3.3 Rangos de aplicación del sistema de bombeo mecánico.	91
3.3.4 Rangos de aplicación del sistema de bombeo por cavidades progresivas.	92
3.3.5 Rangos de aplicación del sistema <i>gas lift</i> .	93
4. SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA CRUDOS PESADOS	95
4.1 METODO DE SELECCIÓN	95
4.2 APLICACIÓN DEL METODO DE SELECCIÓN	96
5. CONCLUSIONES	104
6. RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS	111

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Parámetros Comparativos De Sistemas De Levantamiento Artificial – 1	112
Anexo B. Parámetros Comparativos De Sistemas De Levantamiento Artificial – 2	113
Anexo C. Parámetros Comparativos De Sistemas De Levantamiento Artificial – 3	114
Anexo D. Plantilla Para La Calificación Del Desempeño Del Sistema De Bombeo Electro Sumergible	116
Anexo E. Plantilla Para La Calificación Del Desempeño Del Sistema De Bombeo Hidráulico Jet	117
Anexo F. Plantilla Para La Calificación Del Desempeño Del Sistema De Bombeo Mecánico	118
Anexo G. Plantilla Para La Calificación Del Desempeño Del Sistema De Bombeo Por Cavidades Progresivas	119
Anexo H. Plantilla Para La Calificación Del Desempeño Del Sistema De Levantamiento Por Gas	120

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Ventajas y Desventajas del Sistema ESP	28
Cuadro 2. Ventajas y Desventajas del Sistema JET	32
Cuadro 3. Ventajas y Desventajas del Sistema Tipo Bombeo Mecánico	41
Cuadro 4. Ventajas y Desventajas del Sistema PCP	50
Cuadro 5. Ventajas y Desventajas del Sistema Gas Lift	55
Cuadro 6. Propiedades típicas de yacimiento en la faja del Orinoco	61
Cuadro 7. Ventajas y Desventajas del Sistema ESP Aplicado a Crudos Pesados	78
Cuadro 8. Ventajas y Desventajas del Sistema Bombeo Hidráulico Aplicado a Crudos Pesados	79
Cuadro 9. Ventajas y Desventajas del Sistema Bombeo Mecánico Aplicado a Crudos Pesados	80
Cuadro 10. Ventajas y Desventajas del Sistema PCP Aplicado a Crudos Pesados	82
Cuadro 11. Ventajas y Desventajas del levantamiento por <i>Gas Lift</i> Aplicado a Crudos Pesados	83
Cuadro 12. Comparación de los sistemas de levantamiento artificial	87
Cuadro 13. Rangos de operación sistema de bombeo electro-sumergible	90
Cuadro 14. Rangos de operación sistema de bombeo hidráulico Jet	91
Cuadro 15. Rangos de operación sistema de bombeo mecánico	92
Cuadro 16. Rangos de operación sistema de bombeo de cavidades progresivas	93
Cuadro 17. Rangos de operación sistema Gas Lift	93
Cuadro 18. Calificación del desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 1.	97
Cuadro 19. Calificación del desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 2.	98
Cuadro 20. Calificación del desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 1.	98
Cuadro 21. Calificación del desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 2.	99
Cuadro 22. Calificación del desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 1.	99
Cuadro 23. Calificación del desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 2.	100
Cuadro 24. Calificación del desempeño del sistema PCP en el Pozo Ejemplo 1.	100
Cuadro 25. Calificación del desempeño del sistema PCP en el Pozo Ejemplo 2.	101
Cuadro 26. Calificación del desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo Ejemplo 1.	101
Cuadro 27. Calificación del desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo Ejemplo 2.	102

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema convencional de bombeo electro sumergible.	18
Figura 2. Equipos de superficie ESP	19
Figura 3. Controlador de velocidad variable	20
Figura 4. Cabeza de Pozo Tipo Independiente ESP	21
Figura 5. Equipos de subsuelo ESP	21
Figura 6. Controlador de velocidad variable	23
Figura 7. Sistema convencional de bombeo electro sumergible.	24
Figura 8. Sección de Sello ESP	25
Figura 9. Motor de Fondo ESP	26
Figura 10. Sistema convencional de bomba hidráulica tipo Jet.	29
Figura 11. Comportamiento de la velocidad y la presión en una bomba Jet	29
Figura 12. Componentes de Superficie JET	30
Figura 13. Componentes de Fondo JET	31
Figura 14. Completamiento convencional de un Sistema de Bombeo Mecánico	33
Figura 15. Características Principales del ciclo de bombeo en un sistema de bombeo mecánico	34
Figura 16. Instalación superficial típica de una unidad de bombeo mecánico.	35
Figura 17. Clasificación API Estándar para unidades de bombeo mecánico	37
Figura 18. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla	39
Figura 19. Clasificación API Estándar para unidades de bombeo mecánico	40
Figura 20. Partes principales de una bomba de cavidades progresivas	43
Figura 21. Disposición de las cavidades en una PCP	44
Figura 22. Elementos de superficie del PCP	45
Figura 23. Cabezal de rotación del PCP	46
Figura 24. Elementos de Fondo del PCP	48
Figura 25. Típico esquema de Gas Lift	52
Figura 26. Esquemas de los tipos de Gas Lift	52
Figura 27. Localización del campo Kern River	59
Figura 28. Afloramiento de la formación Kern River	59
Figura 29. Escenario de producción campo Kern River	60
Figura 30. Escenario de producción pozo horizontal con bombeo	62

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Estimación de reservas totales de petróleo del mundo	57
Gráfica 2. Instalaciones de bombeo mecánico en la Cuenca del Golfo San Jorge	84
Gráfica 3. Instalaciones de bombeo por cavidades progresivas en la Cuenca del Golfo San Jorge	85
Gráfica 4. Instalaciones de bombeo electrosumergible en la Cuenca del Golfo San Jorge	86

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Diámetros de Motor para ID de Casing ESP	26
Tabla 2. Características pozos a analizar.	97
Tabla 3. Resultados de la evaluación de aplicabilidad los ALS para los pozos analizados.	102

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE VARIABLES DE PRODUCCIÓN PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ADECUADOS PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

AUTOR: JOSE EDUARDO PEREZ CORREA**.

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Crudo Pesado, Variables de producción, Rangos de operación.

DESCRIPCIÓN:

Un pozo petrolero que haya dejado atrás su etapa de flujo natural y sus niveles de producción estén bajando es candidato para aplicar un sistema de levantamiento artificial, esto es cierto para pozos productores de crudo pesado como para cualquier otro. Pero tener un sistema de levantamiento en condiciones inadecuadas se ve reflejado en una producción de petróleo en niveles poco satisfactorios, a la vez que se reduce su eficiencia y rentabilidad, sin mencionar que la producción de crudo continuara por debajo del potencial que podría ofrecer en mejores condiciones.

El objetivo de este documento es analizar diferentes sistemas de levantamiento artificial para definir las variables de producción que limitan el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial aplicables para crudos pesados. Después proseguir a la determinación rangos de operación en los que cada uno de los sistemas de levantamiento es aplicable. Y finalmente elaborar y probar un método de análisis que permita la selección de sistemas de levantamiento artificial adecuados para crudos pesados en diferentes condiciones de producción.

La utilidad de este trabajo radica en aumentar la eficiencia y rentabilidad de planes de aplicación de sistemas de levantamiento artificial, al permitir un análisis detallado de las condiciones de producción de un pozo o un campo para facilitar la selección de un tipo de sistema de levantamiento adecuado para estas condiciones.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF PRODUCTION VARIABLES FOR THE SELECTION OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS SUITABLE FOR THE PRODUCTION OF HEAVY OILS*.

AUTHOR: JOSE EDUARDO PEREZ CORREA**.

KEY WORDS: Artificial Lift System, Heavy Oil, Production variables, Operating ranges.

DESCRIPTION:

An oil well that has left behind his period of natural flow and have a reduce production level is eligible to apply for an artificial lift system; this is true for heavy oil production wells as for any other. But having an artificial lift system in inadequate conditions is reflected in unsatisfactory oil production levels, while their efficiency and profitability is reduced, not to mention the oil production continue below to the potential that could offer a better state.

The principal objective of this document is to analyze different artificial lift systems to define production variables that limit the performance of the artificial lift systems applicable to the production of heavy oils. After this is to determinate the operating ranges in which each artificial lift systems is applicable. And finally develop and test a method of analysis that allows the selection of artificial lift systems suitable for heavy oil production in different well conditions.

The utility of this work is to increase the efficiency and profitability of implementation plans for artificial lift systems, allowing a detailed analysis of the production state of a well or a field, to ease the selection of a suitable type of artificial lift system for these conditions.

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Fernando Enrique Calvete González, Petroleum engineer.

INTRODUCCIÓN

Tener un sistema de levantamiento en condiciones inadecuadas se ve reflejado en una producción de petróleo en niveles poco satisfactorios, un mal desempeño del sistema instalado y daños en la integridad de los equipos de levantamiento artificial en operación. Lo que conlleva a un mantenimiento riguroso y constante. De continuar con la situación anterior, Los costos del levantamiento se verán elevados, a la vez que se reduce su eficiencia y rentabilidad, sin mencionar que la producción de crudo continuara por debajo del potencial que podría ofrecer en mejores condiciones.

Este documento parte de describir las características de los diferentes tipos de levantamiento artificial que son adecuados para la producción de crudo pesado, para así aportar un conocimiento claro sobre cuáles son sus diferentes capacidades y posibles limitaciones.

Posterior a esto se analiza las condiciones de varios campos de producción de crudo pesado, mediante esto se pretende inicialmente definir que es el crudo pesado y como normalmente se produce, para luego mostrar cuales son las aplicaciones reales que algunos sistemas de levantamiento artificial poseen a la hora de producir este tipo de crudo.

Ya estableciendo estas bases se continúa al analizar los diferentes sistemas de levantamiento artificial para definir las variables de producción que limitan el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial aplicables para crudos pesados. A continuación se realiza la determinación de rangos de operación en los que cada uno de los sistemas de levantamiento es aplicable. Esto se realiza al analizar y comparar datos reales de pozos con sistemas de levantamiento que funcionen en condiciones regulares para definir parámetros en donde un sistema de levantamiento puede operar teniendo en cuenta los datos reales, además de remitirse a la literatura de diferentes autores y los parámetros que estos han establecido.

Y finalmente el documento concluye al elaborar y probar un método de análisis que permita la selección de sistemas de levantamiento artificial adecuados para crudos pesados en diferentes condiciones de producción.

La utilidad de este trabajo radica en aumentar la eficiencia y rentabilidad de planes de aplicación de sistemas de levantamiento artificial, al permitir un análisis detallado de las condiciones de producción de un pozo o un campo para facilitar la selección de un tipo de sistema de levantamiento adecuado para estas condiciones.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la producción de un pozo de petróleo puede darse el caso de que la energía que aporta el pozo es insuficiente para que la producción llegue a un caudal deseado, esto es debido que esta energía con la que el pozo produce proviene del diferencial de presión entre el pozo y la formación productora. Para mantener un nivel de producción satisfactorio los sistemas de levantamiento artificial se utilizan como equipos encargados de agregar energía a la corriente de flujo y así mantener un diferencial de presión adecuado durante la producción.

Los sistemas de levantamiento artificial (ALS por sus siglas en inglés, *Artificial Lift System*) en su selección, diseño y manejo requieren de un detallado análisis de las condiciones del pozo y de los fluidos producidos. El tipo de fluido a ser producido es uno de los factores más importantes para el buen funcionamiento de estos sistemas, en la producción de crudos pesados los ALS presentan una opción práctica al mantener un nivel de producción considerable, además de permitir alargar la vida productiva del pozo.

Entre los diferentes tipos de ALS se destacan los sistemas de uso más extendidos en la industria los cuales son:

- Bombeo Electro sumergible (*Electrical Submersible Pump* - ESP)
- Bombeo Hidráulico Jet (*Hydraulic Pumping* - JET).
- Bombeo Mecánico (*Rod Lift* – RL)
- Bombeo por Cavidades Progresivas (*Progressive Cavity Pump* - PCP).
- Levantamiento por gas (*Gas Lift* – GL).

A continuación, en este capítulo se describen características y funcionamiento de los ALS anteriormente mencionados, los cuales dadas las condiciones pueden ser adecuados para la producción de crudo pesado.

1.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Este sistema utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo con la cual levanta los fluidos desde el fondo del pozo hasta las líneas de flujo en superficie. Efrain Ramirez¹ afirma que la función de este sistema es proporcionar energía al fluido a través de una bomba centrífuga de varias etapas, esta energía se ve representada en velocidad y presión del fluido a la salida de la bomba. Dentro de

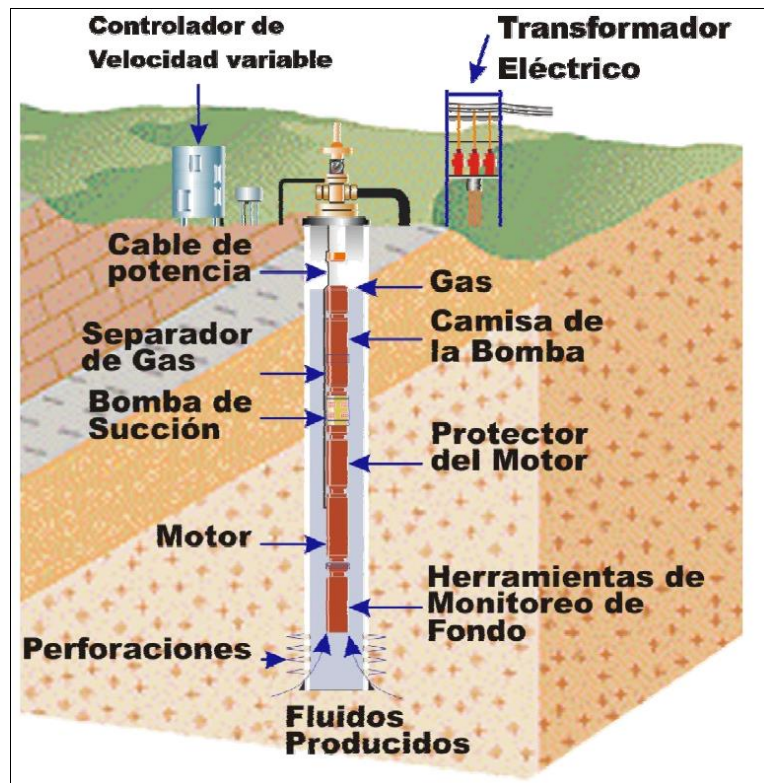
¹ RAMIREZ, Efrain y CASTRO, Jose. Experiencia Tecnico-Economica del cambio de Sistema de levantamiento en crudo pesado campo rubiales. Trabajo de grado. UIS, Escuela de Ingeniería de petróleos, Bucaramanga, Colombia. 2012. p. 44 - 45.

la bomba el fluido rodea a un impulsor el cual al girar trasmite el movimiento y potencia necesaria para el levantamiento del fluido.

La potencia requerida por la bomba es suministrada por un motor eléctrico en fondo de pozo y a su vez el motor es suministrado de corriente eléctrica mediante un cable de potencia que viene desde superficie. En la **Figura 1** se puede observar un ejemplo de una instalación convencional de un sistema de bombeo electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés, *Electrical Submersible Pump*).

El diseño de este tipo de sistemas consiste en seleccionar una bomba acorde con las necesidades de producción, y escoger un motor capaz de proporcionar la potencia necesaria para el levantamiento.

Figura 1. Sistema convencional de bombeo electro sumergible.



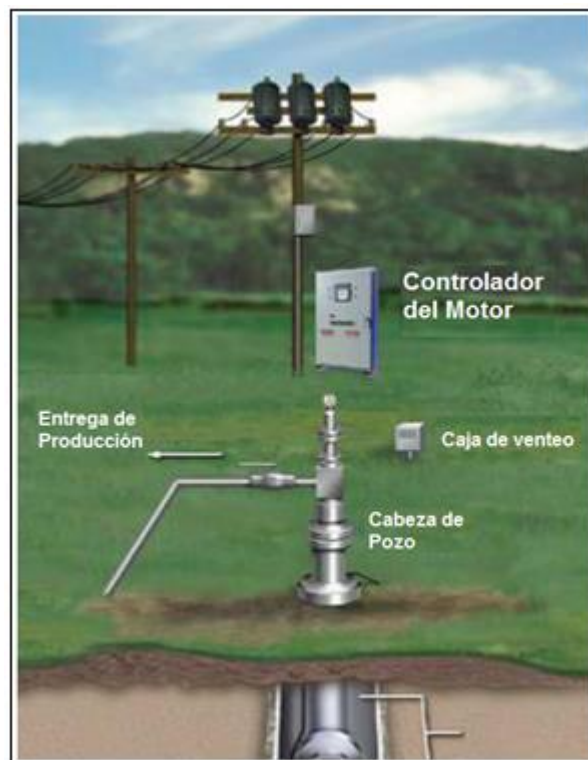
Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial en campos maduros. 2007. p. 58.

En una instalación típica, siempre se encuentran uno o más de los siguientes componentes básicos, en subsuelo: Bomba centrífuga, separador de gas, Sello protector, cable de potencia y el motor eléctrico; en superficie: Transformador, variador de frecuencia y caja de venteo. De esta forma, los equipos que componen

un típico sistema de bombeo electrosumergible se pueden agrupar debido a su ubicación como equipos de subsuelo y de superficie.

1.1.1 Equipos de superficie En superficie un sistema de bombeo electrosumergible debe contar con un transformador encargado de regular el voltaje requerido por el sistema, un variador de frecuencia que permita modificar la velocidad del equipo de fondo, una caja de venteo que permita liberar gas atrapado y por último un cabezal de pozo que asegure la conexión entre los equipos de superficie y de subsuelo. Estos equipos se pueden detallar simplificados en la Figura 2.

Figura 2. Equipos de superficie ESP



Fuente: WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. 2010. p. 21.

Como WEATHERFORD² enuncia todos los componentes de un sistema ESP están conectados entre sí y unidos al *tubing* de producción.

- **Transformador.** Estos equipos cambian el voltaje de la red eléctrica y entregan el voltaje requerido para operar el sistema. Los transformadores pueden ser

² WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. Houston, 2010. p. 13 - 21.

reductores o elevadores dependiendo de si se encargan de aumentar o disminuir el voltaje, a la entrada del variador de frecuencia es necesario reducir el voltaje para el buen funcionamiento del mismo, ya a la salida del variador se debe aumentar el voltaje al requerido por el motor, para esto se utilizan los diferentes transformadores.

- **Variador de frecuencia o controlador de velocidad variable.** Incrementa el rango de operación de un sistema ESP, permite a los operadores variar la potencia, con lo cual se puede variar la velocidad del motor de fondo. Si la producción del pozo no es la esperada se puede cambiar la velocidad y así maximizar el desempeño del pozo. Además, aísla el equipo de fondo de las variaciones de potencia en superficie. En la industria los variadores se operan normalmente entre 40 y 75 Hz.

Los controladores de velocidad como el mostrado en la **Figura 3** arrancan el motor a baja velocidad y la aumentan gradualmente, reduciendo así los esfuerzos en el eje de la bomba. Este equipo puede monitorear múltiples parámetros de operación de superficie y de fondo, gracias a esto es capaz de registrar problemas de operación y retirar la potencia de la unidad asegurando la operación de equipo.

Figura 3. Controlador de velocidad variable



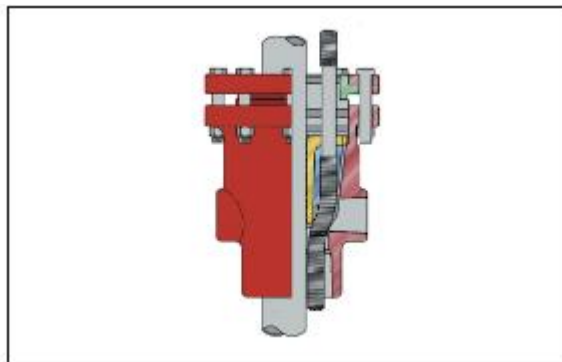
Fuente: VARGAS, Edisalic. Introducción al bombeo electrosumergible. 2008. p. 10.

- **Caja de venteo.** Elimina el potencial de gases migrantes que viajan o se encuentran atrapados al interior del cable para ser venteados fuera del cable a la atmosfera. Es un dispositivo de seguridad requerido.
- **Cabezal de Pozo ESP.** Soporta el peso de la tubería de producción que sostiene el sistema sumergible en el anular del *casing*, además de facilitar la

entrada del cable de poder en el pozo. Existen variedades de sistemas penetradores disponibles para los diferentes requerimientos de campo. El cabezal es el conector entre la línea de flujo de producción en superficie y la tubería de producción en fondo

Normalmente, se utiliza un cabezal de pozo tipo independiente que consiste en una caja de conexión inferior, pero puede ser de pin o de brida, como se indica en la **Figura 4**. Normalmente se instala a 1500 psi, por lo general no permite conectar una BOP, también aísla el cable de alimentación,

Figura 4. Cabeza de Pozo Tipo Independiente ESP

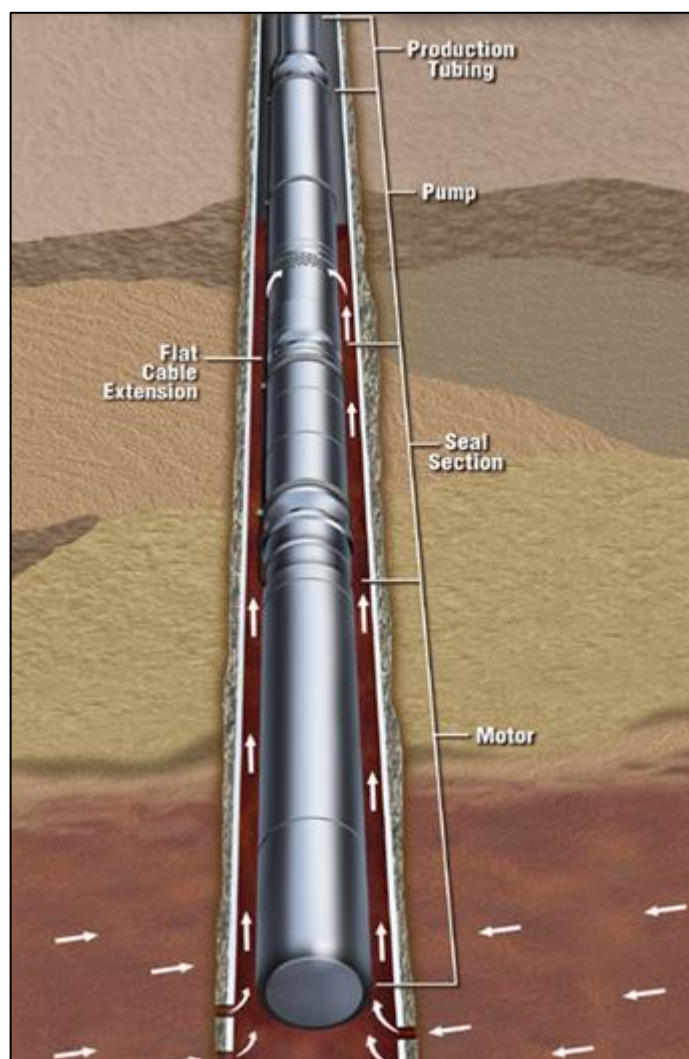


Fuente: WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. 2010. p. 28.

1.1.2 Equipos de subsuelo En subsuelo un sistema de bombeo electrosumergible debe contar con un cable de potencia encargado de suministrar la energía eléctrica requerida por el sistema, una bomba centrífuga que realice el levantamiento del fluido, una sección de sello que evite la entrada de fluido de producción al motor y por último un motor eléctrico que convierta la energía eléctrica en la potencia que requiere la bomba. Estos equipos se instalan y operan en el subsuelo como algunos de ellos se detallan en la Figura 5.

Además de los equipos de subsuelo descritos se instalan equipos adicionales en caso de ser requeridos, como lo pueden ser el separador de gas que elimina el gas en solución de un fluido con una alta relación gas-aceite y el sensor de fondo responsable de medir datos de presión en la parte interna de la tubería o a la entrada de la bomba centrífuga.

Figura 5. Equipos de subsuelo ESP



Fuente: WEATHERFORD. Equipos de bombeo electrosumergible: principios básicos. 2000. p. 1.

- **Cable de potencia.** El cable permite transmitir la energía eléctrica desde los equipos de superficie hasta el motor eléctrico en el fondo del pozo, el cable está constituido básicamente por tres cables conductores (cobre) un aislamiento (polipropileno) una chaqueta (nitrilo) todo dentro de una armadura metálica (Acero inoxidable o galvanizado) como se muestra en la **Figura 6**. El cable se divide en 2 secciones la parte del cable de potencia que viene desde superficie y una extensión de cable plano que se conecta directamente al motor.

El cable de potencia debe seleccionarse de manera que cumpla con los requerimientos de voltaje y amperaje del motor, además de su capacidad para generar un buen aislamiento ante las condiciones que los fluidos de producción le impongan.

Figura 6. Controlador de velocidad variable



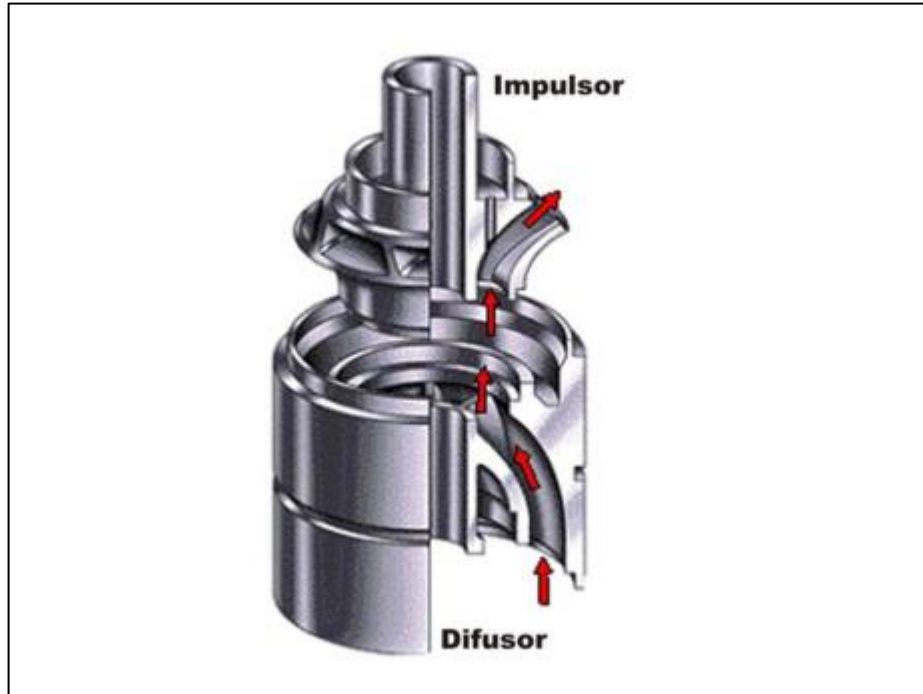
Fuente: VARGAS, Edisalic. Introducción al bombeo electrosumergible. 2008. p. 20.

La extensión de cable plano es una cola de cable con las mismas propiedades eléctricas y mecánicas que el resto del cable de potencia, pero de menor tamaño. En un extremo esta extensión se empalma al cable de potencia que viene desde la superficie y en el otro extremo posee un conector especial que permite la conexión al motor

- **Bomba centrífuga ESP.** Es el elemento del sistema que realiza el levantamiento del fluido de producción desde el fondo del pozo hasta la superficie. La bomba se ajusta a la tubería de producción, de manera que cuelga de esta. La bomba suele instalarse por debajo de los perforados para que quede sumergida dentro del fluido de producción el cual funciona como refrigerante para el proceso de bombeo.

La característica principal de la bomba es su configuración como una bomba centrífuga de múltiples etapas, cada una de estas etapas están constituidas por impulsores rotativos y difusores fijos como se ilustra en la **Figura 7**.

Figura 7. Sistema convencional de bombeo electro sumergible.



Fuente: MUÑOZ, Alvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial en campos maduros. 2007. p. 56.

Los impulsores están unidos al eje de la bomba y giran a la par del mismo, el fluido es impulsado debido al movimiento de rotación que realiza el impulsor que le agrega al fluido energía cinética, al moverse el fluido a través del difusor se cambia esta energía cinética en energía potencial, esto se ve reflejado en un aumento de presión. La presión se va incrementando a la salida de cada etapa permitiendo una mayor elevación o levantamiento al fluido.

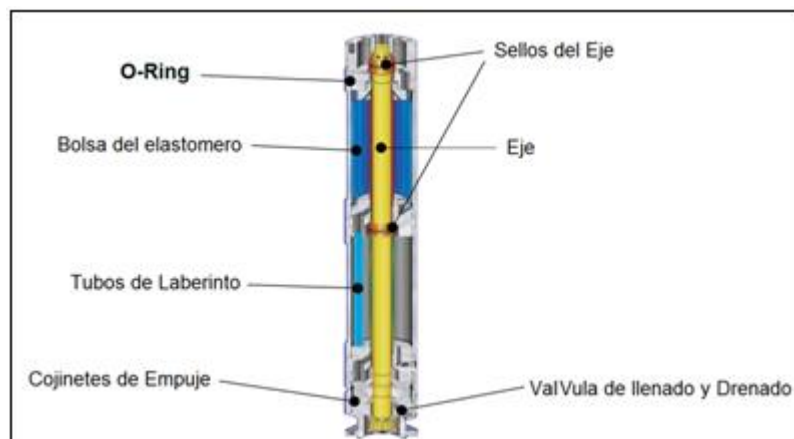
El tamaño de las etapas determina el volumen del fluido que va a producirse, por otra parte, el número de etapas limita la presión de descarga de la bomba, y así mismo la capacidad del levantamiento y la potencia requerida para el mismo. Una etapa producirá un caudal y una elevación determinada, en función de la velocidad con la que gire.

- **Sección de sello o protector.** Se ubica entre el motor eléctrico y la bomba centrífuga, su principal función es sellar el eje del motor. El sello separa y aísla el interior del motor de los fluidos de producción.

Otras funciones del sello consisten en: transferir el torque del motor a la bomba a través del acoplamiento de ejes, soportar la carga axial generada por la bomba evitando que esta se refleje en el motor, proveer al motor un depósito de aceite para compensar la expansión o compresión del fluido lubricante, balancear la presión entre el motor y el fondo del pozo.

El sello contiene un cojinete de empuje que soporta el impulso de descarga generado por la bomba. El eje del motor y el eje del sello están conectados a través de un acople normalmente conectado sobre el motor. Los sellos mecánicos del eje impiden la migración de fluido a lo largo del eje. La bolsa de expansión contiene el elastómero que aísla el aceite del motor y permite su expansión. Los tubos laberínticos dificultan el camino para el fluido que intenta ingresar al motor. La sección de sello de un sistema ESP se detalla en la **Figura 8**.

Figura 8. Sección de Sello ESP



Fuente: WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. 2010. p. 36.

- **Motor Eléctrico.** Provee el giro y torque que requiere el eje de la bomba, Es un motor de inducción de dos polos y de corriente alterna trifásica con velocidades nominales de 3450 rpm a 60 Hz o 2916 rpm a 50 Hz.

El motor se conforma por rotores y cojinetes de rotor ensamblados a lo largo del eje que se encuentra dentro de un estator bobinado. El motor se llena con aceite liviano altamente refinado que es requerido para lubricación, enfriamiento y por sus propiedades dieléctricas. Se suele instalar el motor debajo de los perforados para que el flujo de los fluidos de producción garantice su refrigeración.

El tamaño del motor se ve considerablemente restringido por el diámetro interno del *casing*, el diámetro del motor siempre debe ser menor a este, tal como se

indica en la **Tabla 1**. En esta tabla se indican los máximos tamaños de motor adecuados según el diámetro interno del revestimiento.

Tabla 1. Diámetros de Motor para ID de Casing ESP

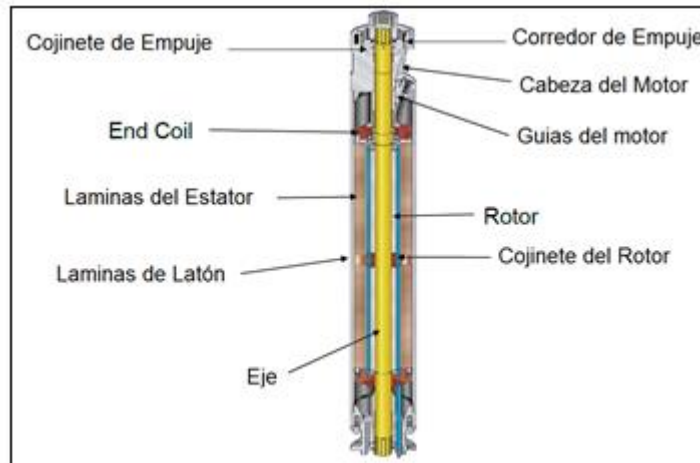
Diámetro Motor (In)	ID del Casing (In)
3.75	4.5
4.56	5.5
5.40	6.625
5.62	7.0
7.38	8.625

Fuente: WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. 2010. p. 33. Modificada por el autor

Durante la operación el aceite en el motor se calienta y expande. El exceso de aceite viaja desde el motor y sube hasta la sección del sello. Cuando el sistema es vaciado el aceite se enfría, se contrae, y es arrastrado desde el sello al motor.

El Voltaje y los caballos de fuerza varían de acuerdo con los requerimientos del levantamiento. Pueden ser instalados en varias secciones si los ESP lo requieren. La configuración de las partes internas de un motor eléctrico para un sistema ESP, se indican en la **Figura 9**.

Figura 9. Motor de Fondo ESP



Fuente: WEATHERFORD, Electric Submersible Pumping Systems. 2010. p. 34.

1.1.3 Aplicación del sistema de bombeo electrosumergible El sistema de bombeo electrosumergible debido a su operación ha demostrado ser una alternativa eficiente al compararse con otros sistemas de levantamiento artificial. En la industria este sistema se suele usar en la producción de crudos livianos y medianos, esto sin descartar su buena aplicabilidad en crudos pesados de hasta 10° Api como enuncian diferentes autores.

Los factores más relevantes que afectan la aplicación de este tipo de sistemas son:

- Tipo de completamiento: por su funcionamiento diseñado para pozos verticales este sistema presenta dificultades para operar en pozos desviados u horizontales.
- Configuración del equipo de subsuelo: tanto la bomba como el motor se ven limitados por el diámetro interno del *casing* y por el tamaño de la tubería de producción que los sostendrá.
- Temperatura: el funcionamiento del motor se afecta por temperaturas muy altas en el fluido de producción que debería funcionar como refrigerante, Una temperatura en fondo mayor a 400 grados °F pueden afectar negativamente al sistema.
- Presencia de gas: la bomba es capaz de tolerar pequeñas cantidades de gas, pero cuando hay un alto índice de gas en solución se vuelve necesaria aplicar un separador de gas al sistema.
- Viscosidad de los fluidos: la viscosidad impacta considerablemente a la bomba reduciendo su capacidad de levantamiento y eficiencia, a la vez que aumentado el consumo de esta.
- Producción de solidos: la presencia de arena en los fluidos de producción afecta la integridad de la bomba, se recomienda este sistema para pozos en los que la producción de solidos sea mínima.

El bombeo electrosumergible por su funcionamiento presenta capacidades particulares, como lo es el manejo de grandes volúmenes de producción de hasta 100.000 barriles por día, desde profundidades hasta 15.000 pies. Debido a este mismo funcionamiento y a su configuración ya descritos anteriormente, este sistema de levantamiento como cualquier otro presenta ventajas y desventajas algunas de estas pueden observarse en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Ventajas y Desventajas del Sistema ESP

Ventajas	Desventajas
Puede levantar altos volúmenes de fluido.	Inversión inicial muy alta.
Maneja altos cortes de agua.	Alto consumo de potencia.
Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.	No es rentable en pozos de baja producción.
Puede tener una larga vida útil.	Los cables se deterioran a temperaturas elevadas.
Trabaja bien en pozos desviados.	Susceptible a la producción de gas y arena.
Permite la aplicación de tratamientos contra la corrosión y asentamiento de parafinas en el pozo.	Su diseño es complejo.
Tiene pocas instalaciones de superficie.	Las bombas y los motores son susceptibles a fallas.
El motor se encuentra junto a la bomba al fondo del pozo, y se alimenta únicamente de energía eléctrica.	Es difícil de instalar y su alimentación energética no es siempre totalmente confiable.

Fuente: VARGAS, Edisalic. Introducción al bombeo electrosumergible. 2008. p. 2-3.
Modificada por el autor

1.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO JET

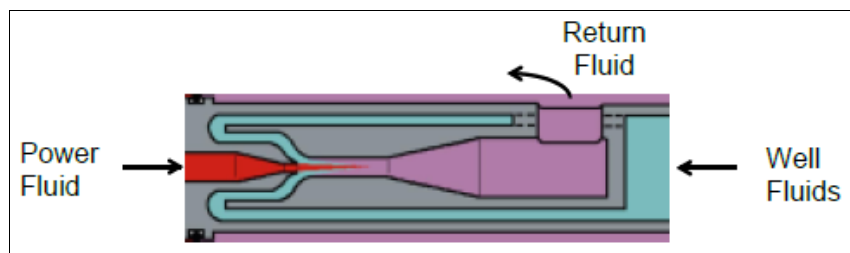
El bombeo hidráulico tipo jet realiza su acción de bombeo por medio de la transferencia de energía entre un fluido motriz (agua) y el fluido de producido (petróleo), este sistema no requiere partes móviles, el bombeo se realiza a través de unas boquillas y gargantas instaladas en el fondo del pozo.

Toby Pugh³ menciona que la clave en el diseño de este levantamiento está en una adecuada combinación de boquilla y garganta, que logre una velocidad y presión suficiente para que el fluido de potencia levante el fluido a producir en un caudal deseado y sin llegar a generar cavitación.

En el sistema de bombeo hidráulico tipo jet se tendrá el sistema abierto al fluido motriz, es decir, que el fluido de potencia o motriz se mezcla con el fluido producido proveniente del yacimiento, como se puede ver en la **Figura 10**. En este sistema de producción se requiere una presión a la entrada de la bomba relativamente alta para evitar la cavitación, el bombeo tipo jet puede utilizar agua o aceite como fluido motriz.

³ PUGH, Toby. Overview of hydraulic pumping: Jet and Piston. Weatherford, 2005. p. 2-11.

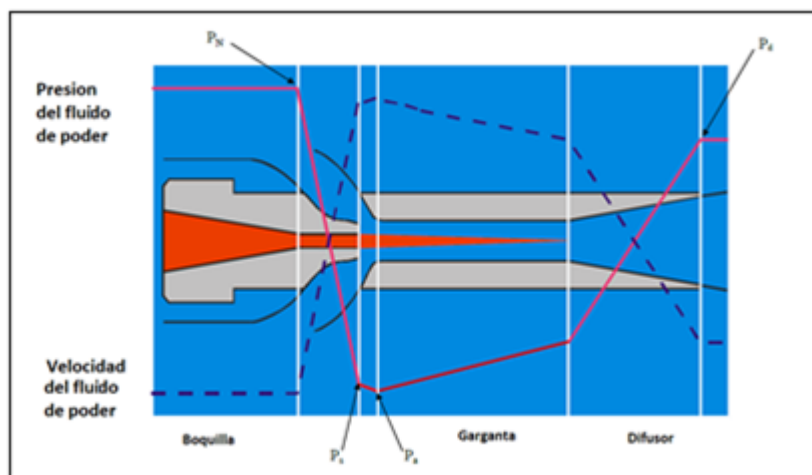
Figura 10. Sistema convencional de bomba hidráulica tipo Jet.



Fuente: PUGH, Toby. Overview of hydraulic pumping: Jet and Piston. 2005. p. 7.

Las bombas tipo jet operan bajo el efecto Venturi por el cual un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor, como gráficamente se muestra en la **Figura 11**

Figura 11. Comportamiento de la velocidad y la presión en una bomba Jet

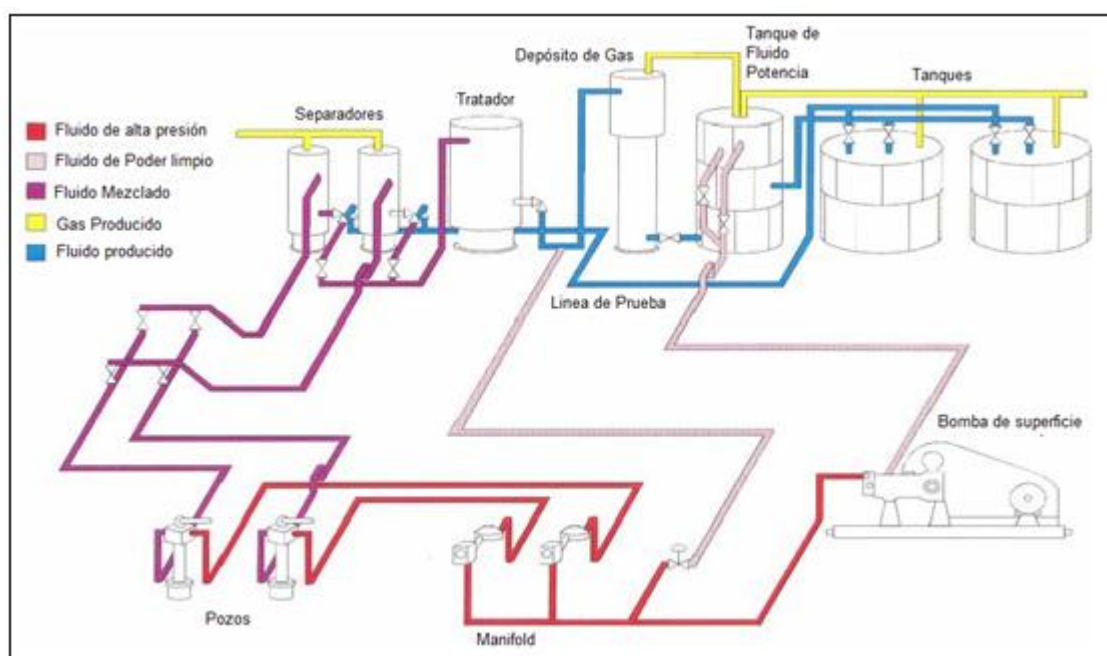


Fuente. WEATHERFORD. Hydraulic Pumping Systems Training School. 2006. p20.

Al interior de la bomba el fluido motriz a alta presión entra en la boquilla de la bomba, la presión se reduce debido al aumento de velocidad del fluido motriz. Esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcla con el fluido motriz. Ya en el difusor la energía en forma de alta velocidad es convertida una vez más en alta presión, esta presión permite que tanto el fluido motriz como el fluido producido sean llevados hasta la superficie.

1.2.1 Equipos de superficie En superficie un sistema de bombeo hidráulico tipo jet debe contar con equipos que garanticen el suministro constante de fluido motriz necesario para operar la unidad de producción en el subsuelo, estos equipos se pueden detallar en la Figura 12.

Figura 12. Componentes de Superficie JET



Fuente. WEATHERFORD. Hydraulic Pumping Systems Training School. 2011. P. 91.

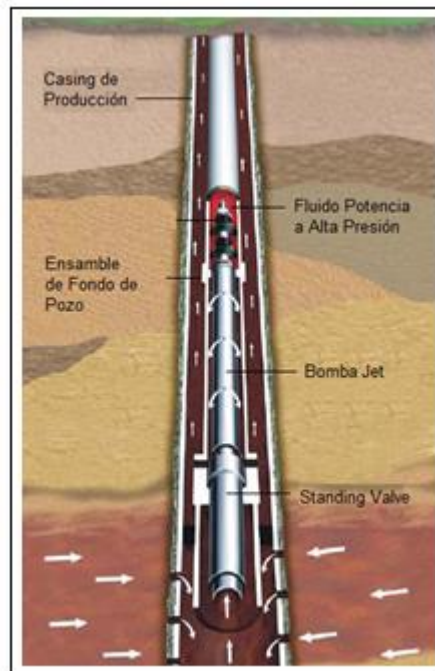
- **Tanques.** Es donde se almacena el petróleo y de donde se saca en caso de que sea usado como fluido potencia.
- **Tanques de Fluido potencia.** En caso de que el fluido motriz sea agua esta debe almacenarse en un tanque independiente a los tanques de almacenamiento.
- **Depósito de gas.** Es donde se almacena el gas extraído del separador y/o tratador y el gas libre que viene del pozo.
- **Separador y/o Tratador.** Separan el fluido de potencia del fluido de producción y el gas, y envían a cada fluido a su respectivo tanque para luego ser reinyectado y almacenado respectivamente.
- **Bombas de superficie.** Las bombas utilizadas en este tipo de levantamiento para bombear el fluido motor pueden ser *tríplex* o *múltiplex*. Las bombas *tríplex* son bombas reciprocantes de tres pistones, las cuales son las más utilizadas en operaciones de inyección y perforación. Estas Bombas usan: émbolo, camisa de

metal a metal además de una válvula tipo bola. Las bombas *multiplex* tienen un terminal de potencia y una de fluido. El terminal de potencia comprende, entre otras partes: el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, cada uno con válvulas de retención y descarga. Usualmente estas válvulas están provistas de resorte.

- **Manifold.** Este mecanismo dirige los flujos directamente a cada uno de los pozos. Regula y distribuye el suministro de fluido de potencia. La presión del *manifold* generalmente es mayor que la presión más alta requerida por cualquiera de los pozos. Cuando se emplea una bomba recíproca la válvula de control de flujo constante rige la cantidad de fluido de potencia que se necesita en cada pozo.

1.2.2 Equipos de subsuelo Estos equipos se encargan de transmitir la fuerza motriz al fluido de producción e impulsarlos hasta la superficie. Estos equipos se pueden observar en la Figura 13.

Figura 13. Componentes de Fondo JET



Fuente. WEATHERFORD. Hydraulic Pumping Systems Training School. 2011. p. 33.

- **Bomba Jet.** El principal componente del sistema es donde se mezclan el fluido potencia y el fluido de producción, dependiendo de la configuración la mezcla es producida por el anular o por el *tubing*. En esta parte del sistema es donde van instaladas tanto la boquilla como la garganta descritas anteriormente.
- **Standing Valve.** Se usa para crear un tubo en “u”, que manera que prevenga la pérdida de fluido hacía el yacimiento. Durante las operaciones de bombeo, la válvula es abierta por succión y entra el flujo desde la formación a la bomba, cuando se deja de bombear la válvula se cierra.

1.2.3 Aplicación del sistema de bombeo hidráulico Jet El sistema de bombeo hidráulico jet es un equipo hidrodinámico que no posee partes móviles en fondo. De esta manera, el sistema es más resistente a fluidos corrosivos y abrasivos. Este sistema es fácil de adaptar a casi cualquier tipo de ensamblaje de fondo. Además, permite una amplia capacidad de bombeo que no se ve limitado por la producción de agua o gas libre en el pozo.

Sin embargo, el sistema jet requiere mayores presiones a la entrada de la bomba para evitar la cavitación, al compararse con otros sistemas de levantamiento artificial con bombas de subsuelo. Además, la eficiencia volumétrica de este sistema es menor que la de los demás equipos de bombeo (ESP, PCP, bombeo mecánico), por lo cual requiere una mayor potencia. Las ventajas y desventajas del sistema Jet se presentan en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Ventajas y Desventajas del Sistema JET

Ventajas	Desventajas
No necesita equipo de <i>workover</i> para su asentamiento y retiro.	Una presión en superficie de más de 5000 psi puede ser un problema de seguridad.
Sus tasas de producción son muy flexibles.	Se requiere un sistema de reacondicionamiento del fluido potencia.
Pueden producir en profundidades mayores que el bombeo mecánico, ESP, PCP y Gas Lift.	Tienen eficiencias de operación bajas en comparación con otros ALS.
Pueden operar con un GLR mayor que otros sistemas como el PCP y el ESP.	La capacidad de presión del casing puede ser un factor limitante para el flujo en reversa.
Se pueden agregar productos químicos al fluido de potencia, y usar agua fresca para disolver depósitos de arena.	La tasa de inyección es de 1 a 4 veces la taza de producción.
El fluido de potencia puede ser diluyente cuando se trata de crudos pesados.	La contrapresión impuesta en una bomba jet tiene una gran influencia en la presión de inyección puede incrementar de 1.5 a 4 psi por cada psi adicional de contrapresión.
Los equipos de fondo tienen un bajo costo de mantenimiento y se pueden reparar en campo.	Requiere mantenimiento constante de los equipos de superficie.
Tienen una larga vida útil.	

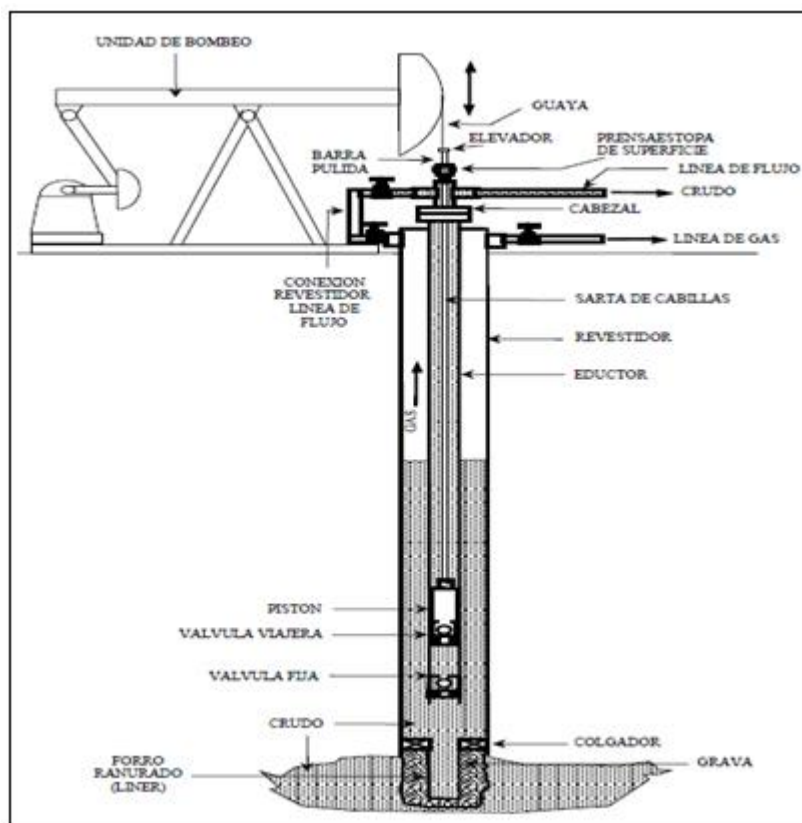
Fuente: WEATHERFORD. Overview of Hydraulic Pumping. Modificado por el autor.

1.3 SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

T.E.W. Nind ⁴ enuncia que el bombeo mecánico consiste una bomba recíprocante de subsuelo, que es alimentada con energía producida por un motor (eléctrico o de combustión interna) en superficie, esta energía es transmitida a través de una sarta de varillas hasta la bomba que desplaza el fluido a superficie. Este método se basa en la extracción de fluidos del interior del pozo a través del pistoneo del pozo.

Este método es el más antiguo y común de entre los sistemas de levantamiento artificial. Un ejemplo de un completamiento convencional de un sistema de bombeo mecánico y sus partes se pueden observar en la **Figura 14**.

Figura 14. Completamiento convencional de un Sistema de Bombeo Mecánico



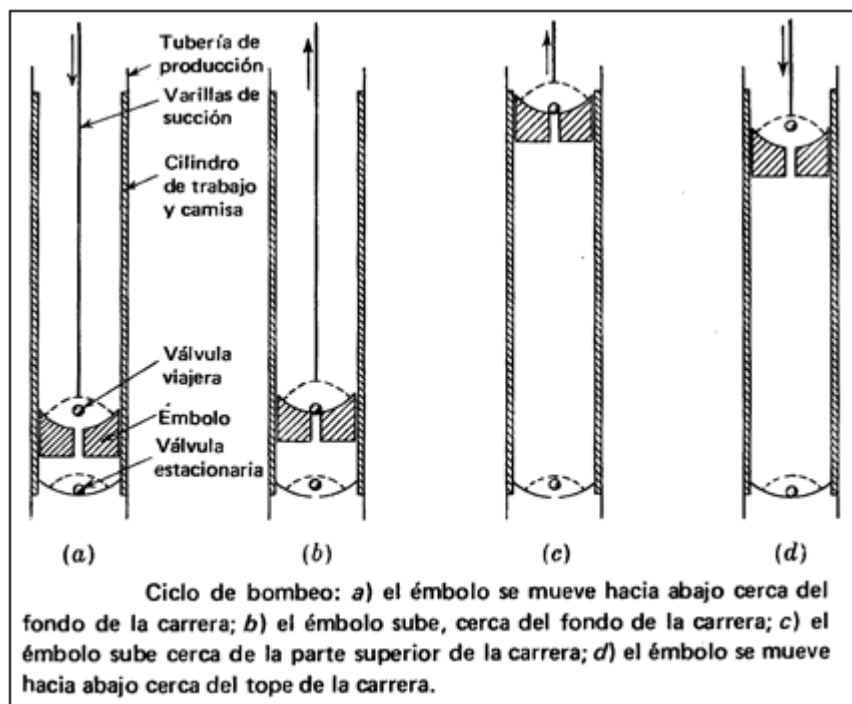
Fuente: CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED). Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. PDVSA. 2001. p. 30.

⁴ T.E.W. NIND. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canada, 2010. p. 299 -307.

El Principio por el cual se rige el funcionamiento del bombeo mecánico consiste en un ciclo de bombeo impulsado por un motor el cual hace girar unas manivelas que a su vez hacen girar un extremo del eje de metal de la unidad de bombeo, el otro extremo de este eje de metal está unido a una barra de metal llamada barra pulida o barra lisa, la cual transfiere el movimiento ascendente y descendente de la unidad de bombeo hacia el subsuelo. La barra pulida está unida a una bomba de subsuelo ubicada en la profundidad del pozo a través de una sarta de varillas las cuales mueven un pistón ubicado dentro de la bomba.

La bomba posee una válvula fija en su interior, la cual permite la entrada del petróleo al cilindro de la bomba durante la carrera ascendente. En cambio, durante la carrera descendente una válvula viajera es la que se abre mientras la válvula fija permanece cerrada, para permitir que el petróleo pase del cilindro de la bomba a la tubería. Al repetir este proceso de forma continua se consigue que el fluido de producción llegue hasta la superficie, como se indica en la **Figura 15**.

Figura 15. Características Principales del ciclo de bombeo en un sistema de bombeo mecánico

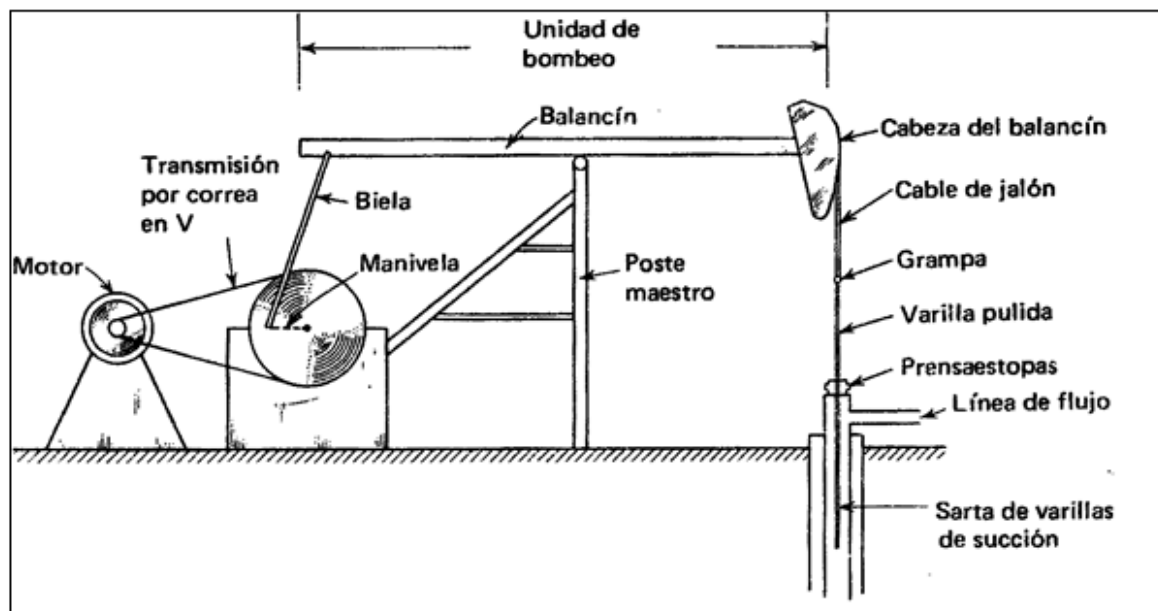


Fuente: T.E.W. NIND. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canadá, 2010. p. 300.

1.3.1 Equipos de superficie En un arreglo típico del equipo de superficie para un bombeo mecánico el movimiento rotatorio de la manivela se convierte en un movimiento oscilatorio por medio del balancín. El arreglo del cabezal, balancín y del cable de jalón se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se aplique flexión a la parte de la sarta de varillas que se encuentre por encima de los prensaestopas. Para este caso la combinación de varilla pulida y prensaestopas consiguen mantener un buen sello contra el líquido en la superficie.

En la **Figura 16**. Se esquematiza una instalación de superficie típica para un sistema de bombeo mecánico.

Figura 16. Instalación superficial típica de una unidad de bombeo mecánico.



Fuente: T.E.W. NIND. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Trent University, Ontario, Canadá, 2010. p. 305.

El equipo de superficie de un sistema de bombeo mecánico convencional comprende muchas piezas y partes móviles, pero en general se puede decir que este lo componen cinco elementos principales que forman parte de él.

- **Motor.** Es el dispositivo que en superficie impulsa la bomba, este genera la fuerza motriz necesaria para generar el movimiento de la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Este puede ser un equipo eléctrico o de combustión interna. Lo habitual en muchos campos de petróleo es instalar cada pozo con su propio motor, aunque puede haber sistemas de potencia múltiple, en los cuales un único motor abastece a varios sistemas de bombeo mecánico.

La potencia del motor depende en sí de cuatro factores que son la profundidad a la que se encuentra instalada la bomba, el nivel del fluido dentro del pozo, la velocidad a la que se realizara el bombeo y el buen balanceo de la unidad de bombeo. Los motores suelen instalarse ligeramente sobredimensionados para garantizar una potencia suficiente inclusive a una baja eficiencia.

Los motores deben ser equipos de altas y estables revoluciones por minuto (RPM) además de tener un bajo torque, teniendo en cuenta que las variaciones en velocidad del motor afectan negativamente a la caja reductora además de la velocidad de bombeo.

En la actualidad el tipo de motor más utilizado en la industria petrolera es el motor eléctrico, estos poseen una velocidad constante y una potencia que varía entre 5 y 100 hp. Los costos iniciales y de mantenimiento son más bajos para los motores eléctricos, esta es la ventaja principal de estos con respecto a los motores de combustión interna, además de su buen desempeño en casi cualquier clima y la facilidad con la que se pueden automatizar, por otra parte los motores de combustión interna en específico los que funcionan a base de gas, tiene la ventaja de un control más flexible de velocidad, permiten un amplio margen de condiciones de carga y operan con combustible barato.

- **Caja Reductora.** Es un dispositivo que mediante engranajes permiten cambiar la alta velocidad y bajo torque generado por el motor, a una baja velocidad y un alto torque requerido por la unidad de bombeo para asegurar el movimiento del balancín. Las cajas reductoras deben ser lubricadas continuamente, de esto se encarga un contenedor que posee dentro del ensamblado de la misma y que suele contener petróleo del mismo yacimiento que se está explotando.

- **Varilla Pulida.** La unidad de bombeo en superficie o más específicamente el cabezal del balancín se encuentra conectado a la sarta de varillas de succión en fondo por medio de una varilla pulida o por toda una sarta corta de varillas como esta. La única función de la varilla pulida es transmitir la potencia del movimiento de superficie a las varillas de succión y de allí a la bomba de subsuelo.

La barra pulida es una pieza solida de acero que se mueve dentro y fuera de la tubería y soporta la mayor carga del sistema. Su superficie pulida es para lograr un buen sello con las gomas del prensaestopas. Es común observar que la barra pulida no este unida de forma directa al cabezal del balancín si no que a través de un cable llamado cable de jalón el cual su usa para asegurar que la tensión que se ejerce sobre la varilla sea siempre vertical.

- **Prensaestopas.** También llamadas *stuffing box*. se usan el conjunto de prensaestopas y varilla pulida para conseguir un buen sello hidráulico en superficie y que los fluidos no escapen debido al movimiento de la barra pulida.

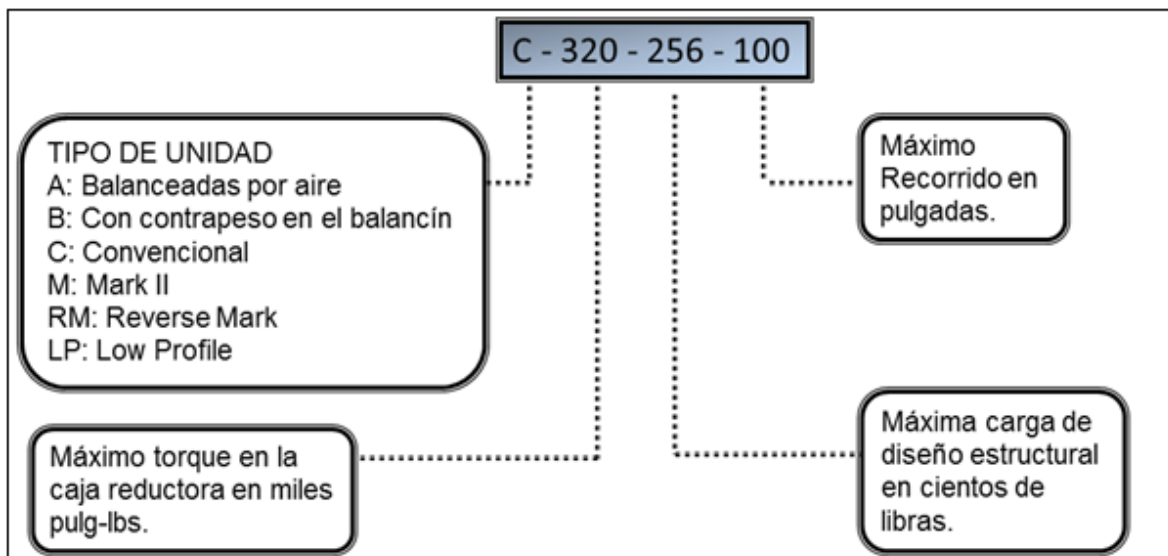
Los prensaestopas van instaladas por encima de la “T” de bombeo, el sellado entre estos y la barra pulida se consigue apretando la parte superior de los prensaestopas, lo que hace que los empaques de goma aumenten su fuerza de contacto con la barra pulida, se suele apretar lo más que se pueda, pero esto ocasiona que las empaques se puedan quemar por la alta fricción que genera el agarre.

Entre la “T” de bombeo y la parte superior de los prensaestopas se ubica el llamado Ratigan, el cual es una válvula preventora para la barra pulida, se encuentra hay para prevenir que el sistema se salga de control en el caso de que se llegase a romper la barra pulida.

- **Unidad de bombeo “Balancín”.** Maquinaria encargada de convertir el movimiento de rotación generado por el motor en el movimiento vertical reciprocante de la barra pulida y por ende de la sarta de varillas. Casi todas las unidades de bombeo poseen un contrapeso, el cual utilizan para agregarle peso a la sarta de varillas.

El *American Petroleum Institute* (API) desarrolló un método estándar para clasificar y describir las unidades de bombeo, este se puede observar en la **Figura 17**.

Figura 17. Clasificación API Estándar para unidades de bombeo mecánico



Fuente: SIVNOS, John. Optimización de bombeo mecánico. Theta Enterprise, California, USA, 2005. p.32. Modificado por el autor.

Las unidades de bombeo poseen diferentes tipos de configuraciones estas son clasificadas según las características del contrapeso que usan, existen principalmente tres tipos de unidades de bombeo ampliamente utilizadas en campos petroleros.

Las unidades de bombeo tipo convencional poseen una geometría de un sistema tipo palanca, esto significa que poseen un punto de apoyo en el medio de la viga del balancín y se mueve empleando manivelas. En las unidades convencionales el contrapeso se coloca en el cabezal del balancín. Estas unidades presentan bajo costo de mantenimiento.

Las unidades *Mark II* son conocidas por reducir la carga y el torque con respecto a las unidades convencionales, esto se debe principalmente a la ubicación de la caja reductora, en este tipo de unidad está ubicada de tal manera que con un giro de las manivelas crea una carrera ascendente de 195° de la rotación de la manivela y una carrera descendente de aproximadamente de 165° de la rotación de la manivela, además posee un punto de apoyo en el extremo de la unidad, colocando en ese lugar un cojinete ecualizador. Esta manivela desfasada produce un contrabalanceo más efectivo. Al trabajar de forma continua las unidades *Mark II* producirían un torque uniforme que puede llegar a reducir hasta en un 35 % el torque sobre la caja reductora, además de la posibilidad de poder disminuir el tamaño del motor y los costos de electricidad.

También existen unidades de bombeo balanceadas por aire que tiene la ventaja de tener carreras más largas, ya que se remplazan las manivelas y contrapesos, al utilizar aire comprimido reduciendo así el tamaño de la unidad considerablemente, permitiendo un fácil montaje y traslado. Estas unidades son aplicables en el caso de tener pozos profundos y/o crudos viscosos, en donde las largas carreras colaboran en el proceso de bombeo.

1.3.2 Equipos de subsuelo Los equipos de fondo de un sistema de bombeo mecánico tradicional consisten en las varillas de succión que transmiten la fuerza motriz requerida por la bomba y la bomba de subsuelo encargada de levantar el fluido de producción hasta superficie.

De ser necesarios se pueden instalar equipos adicionales. De ser requeridos se puede disponer de equipos como el separador de gas que elimina el gas en solución de un fluido con una alta relación gas-aceite y el ancla de tubería que se utiliza para fijar la tubería de producción.

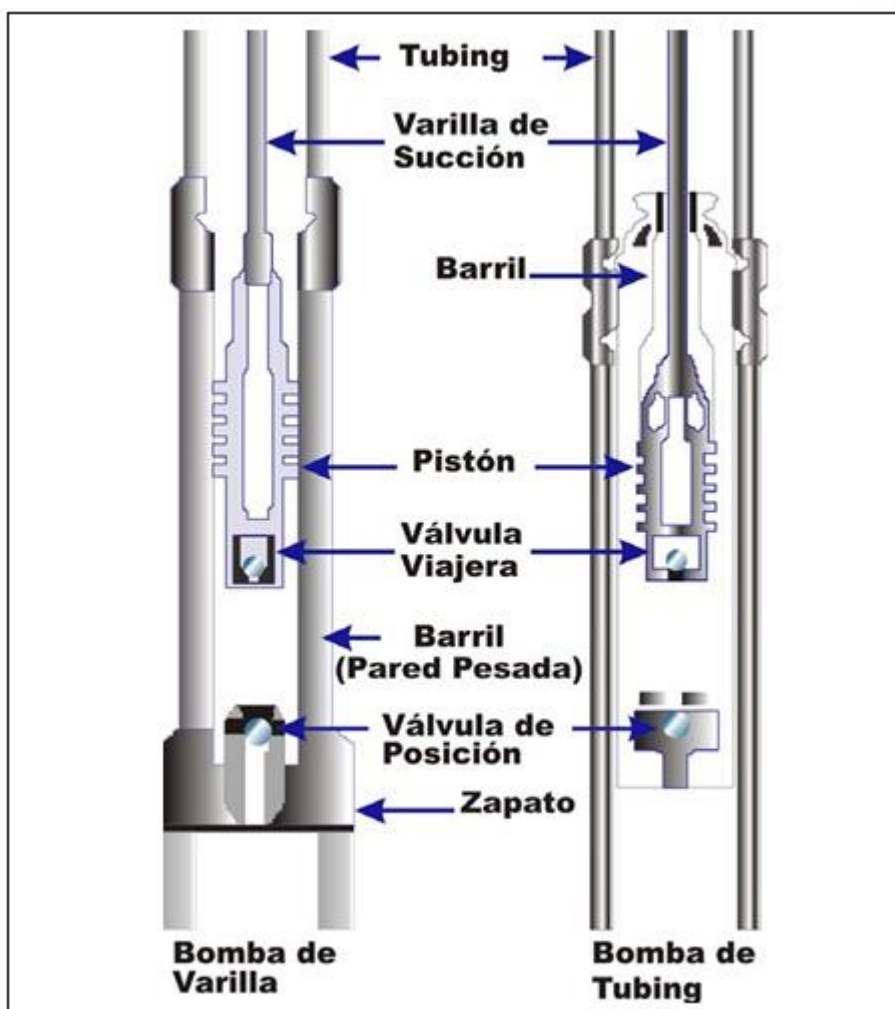
- **Varillas de succión.** Es el equipo que conecta los sistemas de superficie con los de fondo. Su función es transferir la fuerza motriz, soporta las cargas del sistema y accionar la bomba de subsuelo.

La sarta de varillas de succión se construye conectando las varillas individuales una por una hasta alcanzar la profundidad deseada para la bomba. Cada varilla

suele ser fabricadas en dos longitudes de 25 y 30 pies, y sus diámetros van desde 1/2 hasta 1-1/8 de pulgada. En general se ha observado por medio de pruebas de laboratorio que no debe ejercerse en las varillas esfuerzos que excedan la 30.000 psi, de lo contrario las varillas pueden presentar problemas por fatiga o tensión.

- **Bomba de subsuelo.** Las bombas usadas para el bombeo mecánico convencionalmente son de desplazamiento positivo y movimiento recíprocante. Consisten esencialmente en un barril o cilindro en cuyo interior se encuentra un pistón y unas válvulas de entrada y salida de fluido de acción simple, así como se indican en la **Figura 18**.

Figura 18. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla



Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad distrital de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2007. p. 53.

Las boi

- El Barril o Cilindro.
- El pistón o émbolo.
- La válvula viajera, contenida en el pistón.
- La válvula fija, contenida en el sistema de anclaje.
- El sistema de anclaje de tubería.

Existen 2 clasificaciones para las bombas de subsuelo según el API, estas son bombas de tubería y bombas de varilla.

Las bombas de tubería también conocidas como bombas de *tubing* se caracterizan porque en ellas el Barril y el sistema de anclaje formando parte de la tubería de producción. El pistón es bajado con la sarta de varillas, junto a este puede bajarse también la válvula fija. Se acostumbra bajar la válvula fija cuando se corre el pistón, lo cual implica que se debe maniobrar para poder asentar y soltar la válvula fija en fondo.

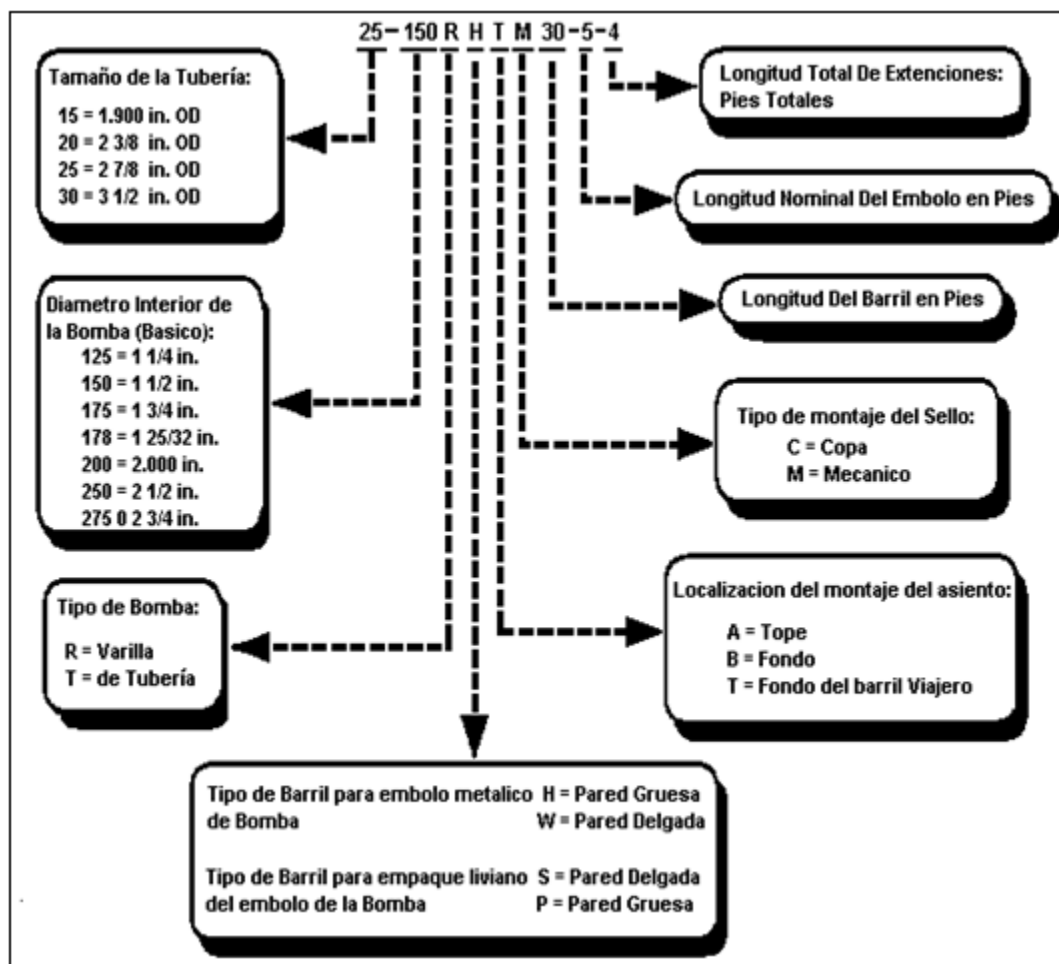
La desventaja de las bombas de tubería es que para sacarla del pozo se necesitaría sacar toda la tubería de producción, además de que debido al arreglo e instalación de la válvula fija el espaciado de esta con respecto a la nariz del pistón termina siendo mayor de lo normal, lo que hace que la bomba sea menos eficiente en pozos con interferencia por gas. Sin embargo, estas bombas poseen mayor capacidad.

En cambio las bombas de varilla se encuentran insertadas a las varillas de succión, estas se bajan como un todo junto con las varillas y se asientan en el anclaje previamente colocado en la tubería de producción. Debido a esto las bombas de varilla son más adaptables a diferentes condiciones de operación que las bombas de tubería.

Las bombas de varilla pueden ser de barril estacionario o móvil, así mismo pueden tener anclaje inferior o superior, debido a estas alternativas estas bombas pueden ir ensambladas de tres formas diferentes: Con anclaje inferior y barril estacionario, con anclaje superior y barril estacionario, y por último, con anclaje inferior y barril viajero; cada uno de estos tiene aplicaciones específicas, además de ventajas particulares debido a sus configuraciones.

El API ha desarrollado un método para describir las bombas de subsuelo para bombeo mecánico. El significado de esta nomenclatura se indica en la **Figura 19**. Esta nomenclatura se adapta en cada caso a las circunstancias de instalación que se presenten.

Figura 19. Clasificación API Estándar para unidades de bombeo mecánico



Fuente: SIVNOS, John. Optimización de bombeo mecánico. Theta Enterprise, California, USA, 2005. p. 32.

1.3.3 Aplicación del sistema de bombeo mecánico Este sistema al igual que cualquier otro, presenta fortalezas y debilidades, sencillamente por las características de su funcionamiento.

El bombeo mecánico es conocido por ser un sistema económico y de fácil mantenimiento, siempre y cuando su diseño y operación se realice apropiadamente. Puede ser utilizado en la producción de crudos pesados, aunque también puede ser aplicado en la producción de crudos medianos y livianos. Las ventajas y desventajas del bombeo mecánico se presentan en el **Cuadro 3**.

Cuadro 3. Ventajas y Desventajas del Sistema Tipo Bombeo Mecánico

Ventajas	Desventajas
----------	-------------

Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.	Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.
Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.	En pozos desviados la fricción entre las varillas y la tubería puede inducir a rupturas de material.
La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR.	La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio.
Pueden utilizar gas o electricidad como fuente de energía.	La profundidad puede ser una limitación.
Pueden producir crudos viscosos y a altas temperaturas.	El sistema requiere de un mantenimiento constante.
Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.	Posee una gran cantidad de partes móviles.
Los componentes son fácilmente intercambiables.	
Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.	

Fuente: PARTIDAS, Héctor. Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. Anzoátegui, Venezuela: ESP OIL, 2003. p. 3. Modificado por el autor.

Las bombas de subsuelo con pistón son eficientes y técnicamente simples. Puede adaptarse la tasa de producción al ajustarse la velocidad de la bomba, además pueden funcionar aun a muy bajas presiones de fondo. Sin embargo, la gran cantidad de partes móviles hacen que este método tenga una baja resistencia a la producción de sólidos como arena. Además, las bajas tasas que presentan hacen que este método sea aplicable únicamente en pozos de bajo caudal.

Ya que es robusto y simple es posible aplicarlo en una gran variedad de pozos con diferentes condiciones de producción, principalmente este sistema ve limitado en lo que se refiere a:

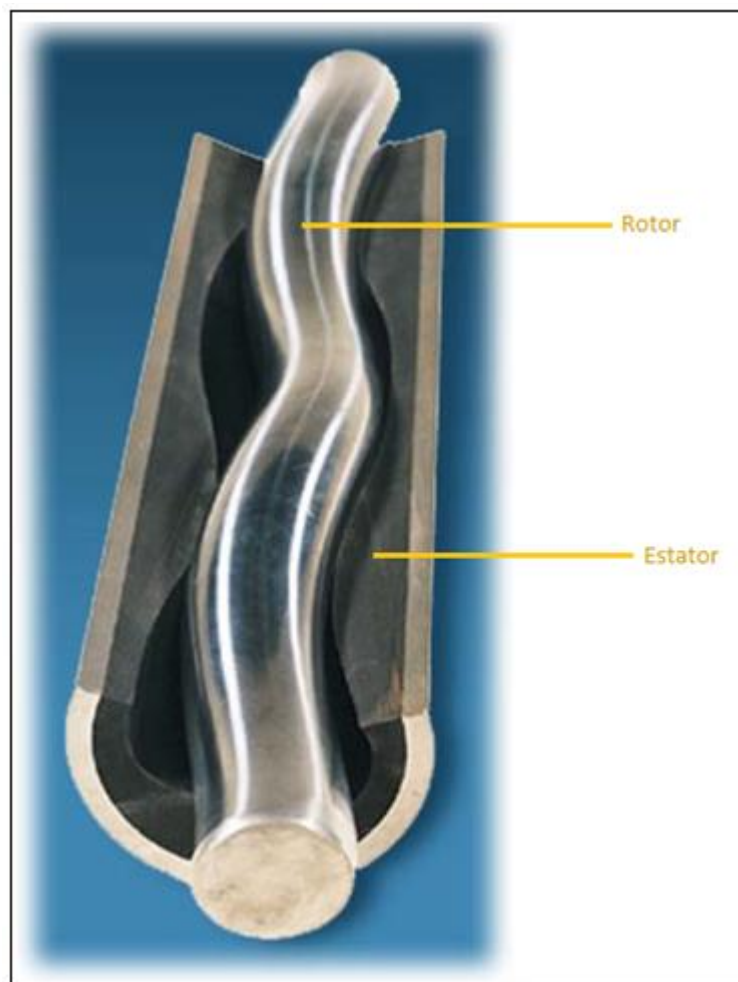
- La producción de sólidos, ya que estos pueden afectar la eficiencia de la succión de la bomba
- Los caudales que debe levantar ya que el drenaje de estos pozos suele ser lento.
- La profundidad del yacimiento, aunque son capaces de producir en pozos muy profundos, siempre y cuando el nivel dinámico de estos sea lo suficientemente alto.

1.4 SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (*Progressive Cavity Pump* - PCP) esencialmente consiste en una bomba de desplazamiento positivo en el subsuelo, a la cual se le trasmite el movimiento de rotación que genera en superficie un motor.

Las dos partes principales de la bomba de cavidades progresivas, el rotor y el estator se encuentran indicadas en la **Figura 20**.

Figura 20. Partes principales de una bomba de cavidades progresivas



Fuente: WEATHERFORD. Progressing Cavity Pumping Systems. p. 18.

Jorge Robles⁵ menciona que la bomba de cavidades progresiva consiste en un helicoide simple o rotor, el cual rota excéntricamente dentro del cuerpo de un

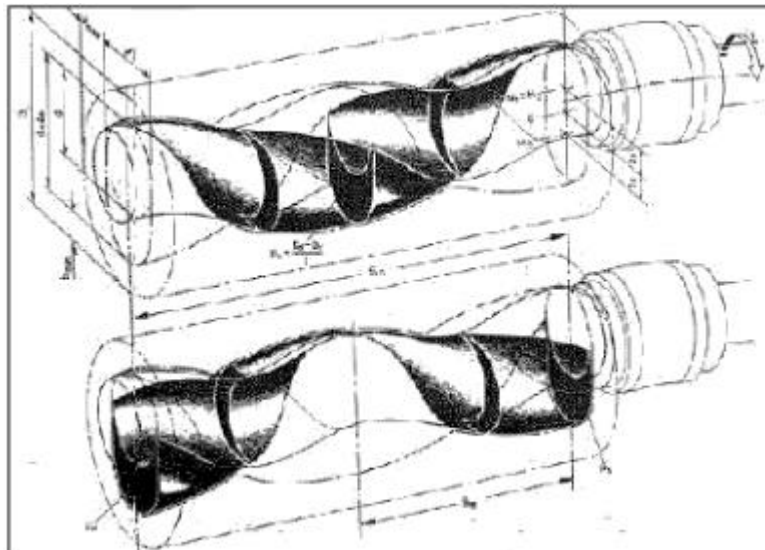
5 ROBLES, Jorge. Progressing Cavity Pumping Systems: Weatherford, 2010. p. 4 - 18.

doble helicoidal o estator, ambos poseen el mismo diámetro, pero el estator tiene dos veces el paso del rotor. Al girar el rotor dentro del estator se forman una serie de cavidades selladas, a partir del cual el fluido se desplaza desde el punto de toma de la bomba hasta el punto de descarga de esta.

El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual, que se encuentra conectada al rotor. El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero llamado Elastómero, este es un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica.

La PCP utiliza un rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del rotor y el estator se diseñan para producir una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades. La ubicación de las cavidades al interior de una bomba PCP se indica en la **Figura 21**.

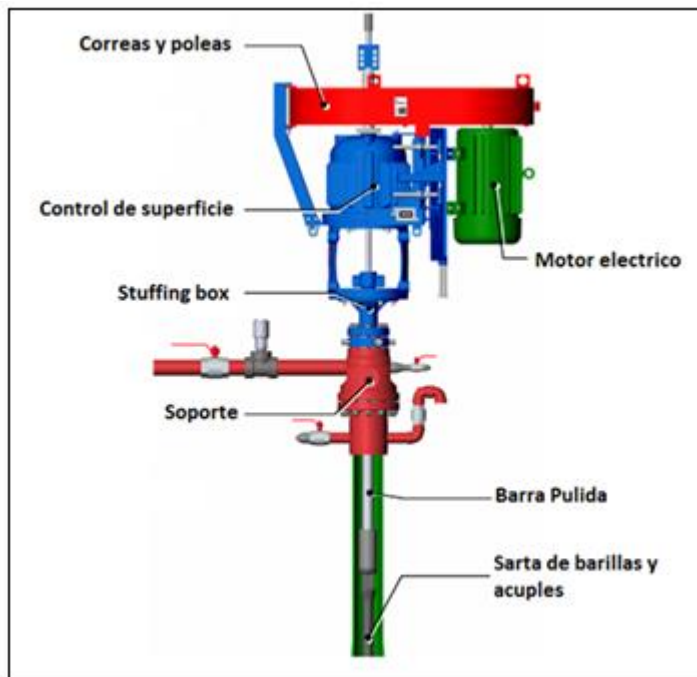
Figura 21. Disposición de las cavidades en una PCP



Fuente: ESP OIL, Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnostico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. 2003. p. 13.

1.4.1 Equipos de superficie En superficie se ubican los equipos que tienen como función generar y transmitir la fuerza motriz que requiere la bomba de subsuelo para su funcionamiento. En un arreglo típico del equipo de superficie para un bombeo por cavidades progresivas se incluyen el motor eléctrico, las correas y poleas, el Control de superficie, la *stuffing box*, el soporte y la barra pulida. La Figura 22 muestra un esquema con los diferentes dispositivos que conforman los equipos de superficie en un sistema PCP.

Figura 22. Elementos de superficie del PCP



Fuente: WEATHERFORD, Progressing Cavity Pumping Systems. p9.

- **Motor.** En los sistemas PCP se emplean motores que transmitan la potencia a todas las demás partes del sistema, estos motores pueden ser eléctricos o de combustión interna, se seleccionan de acuerdo con la potencia que se requiera en caballos de fuerza o a la disponibilidad de electricidad y/o combustible en el lugar de la instalación. Por facilidad de mantenimiento e instalación, además de bajo costo, se usan comúnmente los motores eléctricos. La potencia total de la bomba depende del torque total y la viscosidad del fluido.
- **Sistema de Correas y Poleas.** Parte principal del sistema de transmisión es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde el motor hasta el cabezal de rotación.

La velocidad que sea requerida por el sistema para las varillas depende de la velocidad que genere el motor y de la velocidad requerida por la bomba. Según el

torque y la potencia que se necesiten transmitir a las varillas de bombeo, además del tipo de cabezal de rotación seleccionado, se determina la relación de transmisión que el conjunto de correas y poleas debe tener. En el caso de no tener una caja reductora en el cabezal, la relación de transmisión es directa. En el caso de presentarse una caja reductora en el cabezal es necesario considerar la relación de transmisión de la caja de engrane para establecer la verdadera relación total de transmisión, y así seleccionar el tamaño adecuado para las poleas.

La transmisión de fuerza motriz también puede llevarse a cabo utilizando engranajes mecánicos en vez de un conjunto de correas y poleas, en este caso el tipo de transmisión sería directa. Hay que tener en cuenta que los engranajes pueden desgastarse mucho más rápidos que las poleas, deben recibir mantenimiento constante, además de que debido a su instalación son más complicados de remplazar en el caso de que una avería suceda, debido a esto los sistemas de correas y poleas son más populares.

- **Cabezal de rotación.** Es el sistema de accionamiento mecánico que le transmite a la sarta de varillas el movimiento de rotación que se requiere durante el bombeo. Además, es el encargado de soportar la carga axial de la operación de bombeo, y de controlar el giro inverso de la sarta de varillas (*Back-spin*). Se instala directamente sobre la cabeza del pozo. Como se indica en la **Figura 23**.

Figura 23. Cabezal de rotación del PCP



Fuente: WEATHERFORD, Progressing Cavity Pumping Systems. P53.

El cabezal de rotación es el conjunto de varios sistemas tales como el sistema de freno, sistema de empaque y el sistema de caja de engranajes, este último solo en caso de que se haya instalado una caja reductora. El sistema de freno que lleva instalado puede ser de mecánico o hidráulico y puede estar integrado directamente a la estructura interna o ser un dispositivo externo.

- **Stuffing Box.** También llamado sistema de empaques o prensaestopas, se instala recubriendo la parte superficial del rotor sobre la línea de flujo. Se usa para mantener un sello hidráulico en el sistema de producción, consiste en empaques de material especial que se comprimen contra el rotor, ejerciendo la acción de sellado entre este y el pozo.

Debido a los esfuerzos a los que está sometido este equipo, se requiere de una constante revisión y mantenimiento del mismo.

- **Sistema de Frenado.** Compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente. Estos sistemas suelen ser instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.

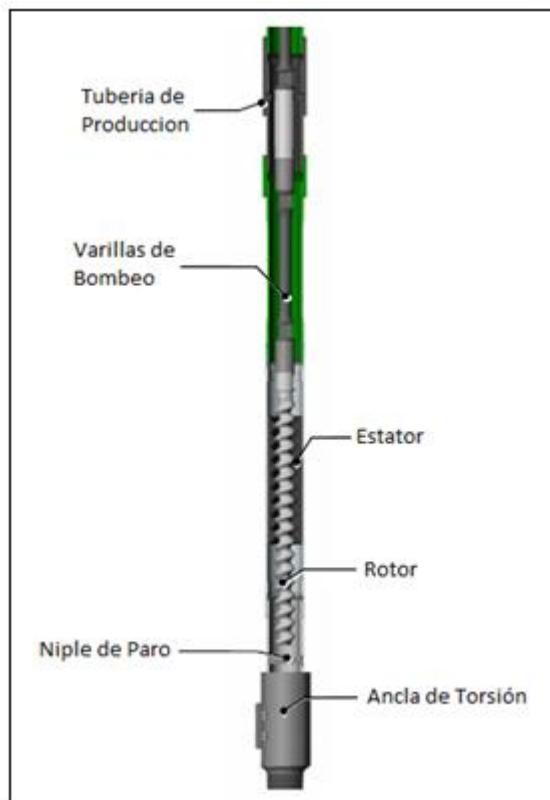
Al parar el sistema repentinamente, la sarta de varillas de bombeo debido a la torsión acumulada libera energía girando en forma inversa para liberar torsión. Además, a la rotación inversa se le agrega una rotación adicional producida por la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Este efecto es llamado *Back-Spin*.

Durante el proceso de *Back-Spin*, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control del *Back-Spin* este puede causar graves daños al equipo de superficie como el desenrosque de la sarta de varillas e inclusive la rotura de la polea el cabezal. El sistema de frenado debe amortiguar los efectos del *Back-Spin* y dejar que el sistema de rotación quede sin energía acumulada.

1.4.2 Equipos de subsuelo Para un sistema PCP los equipos de subsuelo Incluyen a todos los equipos que forman la unidad de bombeo, Tal y como se ven en la Figura 24. Estos equipos son activados por el accionar de los equipos de superficie.

Entre los equipos de fondo se encuentran el estator, el elastómero, el rotor, el niple de paro, y los accesorios tales como, niple de maniobra, empaadura, ancla de tubería, ancla de torque, anclas de gas, centralizadores de varillas y niples de drenaje.

Figura 24. Elementos de Fondo del PCP



Fuente: WEATHERFORD, Progressing Cavity Pumping Systems. p9.

- **Varillas de Bombeo.** Son varillas de acero de 25 a 30 Pies, ensambladas una tras otra con cuplas, formando una sarta dentro de la tubería de producción, que va desde la superficie hasta la bomba en fondo. Estas se unen en fondo con el rotor. Su función es transmitir el torque desde el cabezal de rotación hasta la bomba, además de soportar las cargas del sistema.

La parte más superficial de las barras de bombeo corresponde a la llamada barra pulida o vástago, esta se enrosca en la parte superior de la sarta y es la parte que está directamente conectada al cabezal.

Actualmente se ha visto el uso de varillas de bombeo no convencionales, estas pueden ser varillas huecas continuas, con cualidades especiales. O dispositivos suplementarios como el *Coiled Rod*, el cual consiste en una única varilla enrollada, la cual se corta y se adhiere a la bomba en fondo e igualmente en superficie se corta y conecta al cabezal de rotación. Este tipo de equipo minimiza los riesgos por torque y elimina la posibilidad de un desenrosque por parte de la varilla.

- **Centralizadores.** Instalados en la tubería de producción con el propósito de mantener centrada la sarta de varillas y la bomba dentro de la tubería de producción, además de reducir el efecto de vibración del sistema. Su principal función es evitar que la sarta de varillas roce directamente con la tubería.
- **Estator y Elastómero.** El estator funciona como revestimiento y protección para el elastómero, este equipo va unido a la tubería de producción en bombas PCP tubulares, mientras que en las bombas PCP insertables este equipo se encuentra dentro de la tubería de producción.

El elastómero es un material de caucho o plástico con una alta resistencia al hinchamiento por contacto con fluidos, que junto con el rotor en ciertas posiciones, generan las cavidades por donde el fluido asciende hacia la superficie. Los elastómeros se fabrican principalmente de tres tipos de materiales diferentes, base nitrílica, nitrilo hidrogenado y fluorocarbono.

Los elastómeros de base nitrílica poseen cadenas copolímeras de butadieno y acrilonitrilo, el butadieno posee un doble enlace tenso de carbono que favorece las reacciones químicas que permiten agregar aditivos a la base para mejorar sus propiedades, estos aditivos se agregan durante el proceso de vulcanización del caucho. Se usan aditivos tales como el azufre que provee enlaces, reductores de fricción y catalizadores para el vulcanizado. Estos elastómeros a pesar de tener una alta resistencia mecánica además de resistencia a los compuestos aromáticos y el CO₂; mas no resisten estar en contacto con agua caliente, y son de naturaleza oleofílica, lo que significa que tiende a absorber petróleo.

El nitrilo hidrogenado presenta cualidades positivas para un elastómero, tales como su muy buena resistencia al H₂S y a la temperatura, además de poseer una resistencia mecánica media. Sin embargo, se desgastan ante la presencia de compuestos aromáticos, CO₂ o agua caliente.

Debido a sus mismos componentes los elastómeros de fluorocarbono son muy difíciles de moldear de forma que normalmente solo se utilizan y moldean para bombas de paso largo. Aun así se aplican ya que su composición química garantiza una excelente resistencia a los compuestos aromáticos, CO₂, H₂S e inclusive las altas temperaturas, y presentan unas propiedades mecánicas medias, una baja resistencia a la abrasión y al agua caliente.

- **Rotor.** Es una pieza de metal pulido de alta resistencia normalmente de acero. Es una hélice externa cuya función es bombear el fluido al girar de modo excéntrico dentro del estator, generando de esta forma cavidades que progresan de forma ascendente. Esta es la única parte móvil de la bomba compuesta por rotor y estator.

- **Niple de Paro.** Elemento roscado en el extremo inferior del estator. Hace de punto de aterrizaje para el rotor durante el espaciamento, evita el daño de las varillas por estiramiento, además de que sirve como punto de entrada de la bomba. Esta unidad posee un pin en su extremo inferior que permite instalar en este el ancla de torque, o cualquier otro elemento necesario.
- **Ancla de Torsión.** Este equipo va instalado debajo del estator, su función principal es evitar el desprendimiento de la tubería debido a las vibraciones de giro generadas durante el proceso de bombeo. Además de asegurar el adecuado asentamiento de la bomba, este dispositivo minimiza el efecto del torque a altas velocidades. Esta ancla es un tubo con unas aletas que están en contacto con el *casings*, impidiendo el movimiento en el sentido de las manecillas del reloj, pero permitiendo el giro en el sentido contrario.

1.4.3 Aplicación del sistema de bombeo por cavidades progresivas. Los equipos PCP debido a su versatilidad tienen aplicación en muchos campos de petróleo, debido a su bajo peso y facilidad de transporte (exceptuando las varillas) permiten una fácil instalación a un bajo costo. Así se pueden encontrar en aplicaciones tanto *OnShore* como *Offshore*.

Entre las desventajas en del sistema PCP podrían mencionarse su susceptibilidad a fallas en pozos desviados, su limitada capacidad de desplazamiento y levantamiento, la incompatibilidad del elastómero con componentes aromáticos producidos, las altas perdidas por fricción que se presentan en las varillas y centralizadores, además de la constante supervisión y mantenimiento que requieren los equipos de superficie.

En cuanto a sus ventajas en este tipo de sistema, son su diseño simple, alta eficiencia hidráulica, bajo costo y capacidad de manejar tantos fluidos viscosos y con sólidos. Las ventajas y desventajas del PCP se presentan en el **Cuadro 4**.

Las limitaciones en este sistema son cada vez menos problemáticas gracias a las mejoras tecnológicas que se realizan, tales como mejoras a la sarta de varillas para prevenir daños a estas y a la tubería, el uso de *Coiled Rod* y otras varillas no convencionales, además de mejoras a los materiales del elastómero que permiten la mejor producción de crudos livianos y de fluidos calientes.

Cuadro 4. Ventajas y Desventajas del Sistema PCP

Ventajas	Desventajas
Habilidad para producir fluidos	Capacidad de desplazamiento real de

altamente viscosos.	hasta 4000 Bls/día)
Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.	Capacidad de elevación real de hasta 6000 ft.
Ausencia de las válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo por gas o el desgaste de las partes móviles.	Resistencia a la temperatura de hasta 350°F.
Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.	Los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo.
Buena resistencia a la abrasión.	Daño considerable del estator cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
Bajos costos de inversión inicial.	Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
Bajos costos de energía.	La mayoría de los sistemas requieren remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
Simple instalación y operación.	Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores de varillas de bombeo.
Bajo nivel de ruido.	

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades progresivas. Modificado por el autor.

1.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS

El sistema de levantamiento artificial por gas también conocido como *Gas Lift* (GL), es un método que consiste en inyectar gas a alta presión en la columna de fluidos para facilitar su levantamiento desde el subsuelo hasta la superficie.

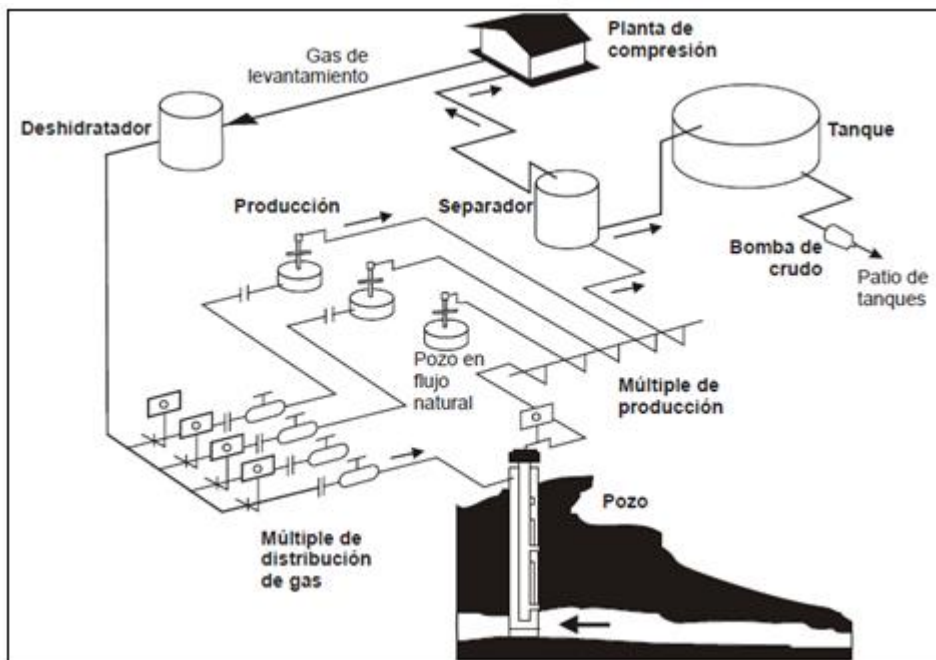
Ricardo Maggiolo⁶ enuncia que el sistema de *Gas Lift* está formado por un sistema de compresión, una red de distribución de gas a alta presión, equipos de medición y control del gas comprimido, los pozos con sus mandriles, válvulas de descarga y válvula operadora, y la red de recolección de gas a baja presión.

El gas a alta presión proviene del sistema de compresión de donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego el gas de levantamiento junto con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por estaciones de flujo donde el gas es separado y enviado al sistema de compresión a través de un

⁶ MAGGILOLO, Ricardo. Gas Lift Básico. Maracaibo, Venezuela, ESP OIL, 2004. P. 9 – 22.

sistema de recolección de gas a baja presión. Tal como se encuentra detallado en la **Figura 25**. Donde se puede Observar las facilidades necesarias para el funcionamiento de un sistema de *Gas Lift*.

Figura 25. Típico esquema de Gas Lift

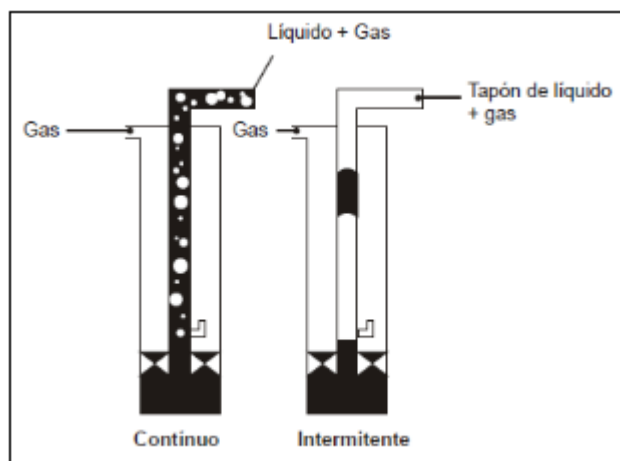


Fuente: ESP OIL, Gas Lift Básico. 2004. p. 21.

Existen dos tipos de Gas Lift, continuo e intermitente. En el método continuo se inyecta gas de forma regular en la columna de fluido para levantar bajo condiciones de flujo continuo; mientras que en el intermitente se inyecta gas de forma cíclica en la columna de fluido para levantarla en un flujo intermitente, es decir, en forma de baches de líquido. Este tipo de levantamiento se aplica en pozos que producen crudo liviano y mediano, ambos tipos de gas Lift se aplican en diferentes condiciones. **La Figura 26** muestra los dos diferentes métodos de producción por los cuales se puede optar al tener un sistema de *Gas Lift*.

- Sistema de levantamiento por gas continuo: En general, buenas condiciones de levantamiento son alcanzadas cuando el gas es inyectado en el fondo de la tubería de producción. De este modo la columna de fluido vertical es menos densa, la cual cede y es producida hasta la superficie por la misma presión fondo que aporta el yacimiento.

Figura 26. Esquemas de los tipos de Gas Lift



Fuente: ESP OIL, Gas Lift Básico. 2004. p. 9.

Al inyectar gas se disminuye el peso del componente del fluido de la columna, y la velocidad resultante de fluido aumenta a su vez incrementando las pérdidas por fricción, este aumento es proporcional a la longitud de la tubería, mientras que la reducción del peso de columna es una función de la distancia vertical.

El GL continuo se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones mayores a 150 Psi/1000 ft) y de alta a mediana productividad (preferiblemente índices de productividad mayores a 0.5 BFPD/psi) capaces de aportar altas tasas de producción (mayores de 200 BFPD). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel del pozo.

- Sistema de levantamiento por gas intermitente: o *Gas Lift* intermitente se difiere de las instalaciones continuas de levantamiento, principalmente en que es recomendado detener la inyección periódicamente, para permitir al pozo aportar suficientes fluidos para llevar acabo el levantamiento.

Durante cada ciclo de inyección, se controla la cantidad de gas que es inyectada por debajo del tapón de líquido para su desplazamiento a la superficie. Este efecto permite al pozo estar “bombeando” ya que la presión del pozo se baja considerablemente durante la fase de acumulación. La variación más eficiente de este método utiliza émbolos mecánicos para proporcionar un sello en la interfaz gas-líquido. Este es un efecto particular en pozos desviados.

El sistema Gas Lift intermitente se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 psi/1000 ft) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0.3 BFPD/psi) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 BFPD).

1.5.1 Equipos de superficie Entre los equipos de superficie para *Gas Lift* se incluyen todos los dispositivos necesarios para llevar a cabo el tratamiento, recolección, compresión y distribución del gas necesario para el levantamiento. A pesar de que los equipos pueden variar dependiendo de la infraestructura presente en el campo, todos los sistemas de *Gas Lift* necesitan en superficie un compresor, sistema de distribución de alta presión, sistema de recolección de baja presión, además de equipos de control y medición.

- **Compresor.** En caso de haber más de uno se refieren a todos ellos en conjunto como una planta compresora, una planta compresora es el sistema de compresores que se encarga de suministrarle al gas la energía (presión) requerida para el levantamiento. Los compresores reciben gas a una baja presión y lo entregan a una presión mucho mayor al sistema de distribución. Los compresores pueden ser centrífugos o reciprocantes, dependiendo de si utilizan turbinas o motocompresores respectivamente.

- **Sistema de distribución.** En esencia es el sistema de tuberías encargado de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. Este sistema puede ser una línea de distribución troncal, con distribución individual para cada pozo, o ser una serie de tuberías que vayan directamente desde la planta compresora hasta cada pozo.

Si este sistema no funciona correctamente los pozos pueden perder su condición de flujo continuo y empezar a producir de forma inestable, esto trae como consecuencia la disminución de la producción y adicionalmente un funcionamiento inadecuado de los equipos de recolección.

- **Sistema de recolección.** La parte principal de este sistema es el separador general de producción, este se encarga de separar la fase líquida de la gaseosa. Desde ahí el gas puede ser redirigido a la planta compresora para ser recirculado al pozo. A este sistema también pertenece el conjunto de tuberías que permiten recolectar los fluidos que producen los pozos.

- **Equipos de control y medición.** Son todos los dispositivos que se encargan de regular o cuantificar el flujo de gas en el sistema, tales como reguladores de flujo, registradores y válvulas de cierre entre otros. Durante el diseño del sistema se selecciona lugares estratégicos en donde estos dispositivos se instalaran, para que a través de ellos se realice el monitoreo y control del sistema. Actualmente gran parte de estos equipos pueden ser sometidos a automatización.

1.5.2 Equipos de subsuelo El sistema *Gas Lift* posee unos equipos de subsuelo relativamente simples al ser comparados con otros sistemas de levantamiento artificial. Básicamente consisten en una serie de válvulas adecuadas para regular la presión y el caudal con el cual el gas entrara a la tubería de producción y se mezclara con los fluidos contenidos en ella. Como equipos de subsuelo también se cuentan los empaques usados para asilar el espacio anular del pozo durante una inyección convencional.

- **Mandril.** Estos son partes de la tubería de producción, son un tramo de tubería especial que posee un receptáculo para asentar la válvula de levantamiento. Su única función es contener a las válvulas. Los mandriles se clasifican según como vaya instalada la válvula en este.

- Mandril convencional: la válvula va enroscada por fuera del mandril.
- Mandril concéntrico: la válvula va instalada en el centro del mandril.
- Mandril de bolsillo interior: este posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula para que esta no entorpezca el paso del fluido.

- **Válvula de levantamiento.** Las válvulas del sistema *Gas Lift* son la parte principal de la instalación para la inyección de gas, estas se encargan de regular la presión y el caudal con el cual el gas entrara a la tubería de producción.

Hay varios tipos de válvulas de *Gas Lift*, algunas diseñadas para uso de *Gas Lift* continuo y otras para flujo intermitente. Ambos tipos son fabricados tanto para el flujo por tubería o flujo anular. La fuerza de cierre en algunas válvulas es generada por nitrógeno entrampado en la cúpula o cámara dentro de la válvula, en otras, un resorte provee esta fuerza de cierre. Existe un tercer tipo que usa la combinación de los métodos anteriores.

1.5.3 Aplicación del sistema de levantamiento por gas El *Gas lift* es uno de los métodos más utilizados para la producción de pozos petroleros, esto debido en gran parte a que es conceptualmente muy sencillo, ya que en su forma de flujo continuo la producción es similar a la que se da por flujo natural, con la única diferencia de que la relación gas-liquido se aumenta por la inyección de gas comprimido. Todo el sistema consiste en inyectar por diseño el volumen adecuado de gas a la máxima profundidad posible.

Entre las ventajas de este sistema se pueden mencionar su bajo costo de instalación y mantenimiento además de su flexibilidad. En cuanto a sus desventajas, se destacan su costo de operación y su poca aplicabilidad en pozos productores de crudo pesado. Las ventajas y desventajas del GL se presentan en el **Cuadro 5**.

Cuadro 5. Ventajas y Desventajas del Sistema Gas Lift

Ventajas	Desventajas
Los costos iniciales son más bajos que en otros métodos.	Necesita pozos de alta presión o un compresor (aumento de costos).
Los costos de mantenimiento y reparación son bajos y menos frecuentes.	Un único pozo puede ser inviable económicamente o necesitaría un compresor.
Los completamientos de pozo son simples.	Solo aplica con fluidos de mayor gravedad a 15° API.
Flexibilidad, tiene una amplia gama de condiciones para su aplicación.	Una presión de fondo menor a 0.04 psi/ft.
Opera muy bien con alto GOR.	Alta contra presión.
Opera bien con alta producción de arena.	
Se aplica a pozos desviados.	

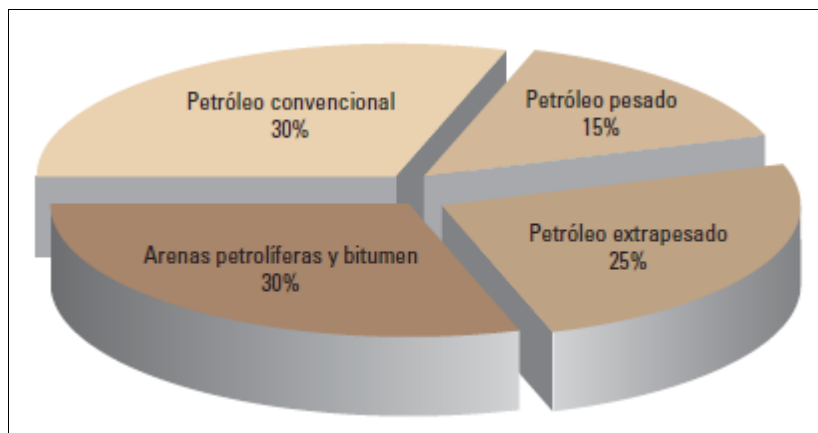
Fuente: WEATHERFORD, The Gas Lift Application. Modificado por el autor.

2. PETRÓLEO PESADO

Carl Curtis⁷ enuncia que el departamento de energía de estados unidos (DOE) define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades api de entre 10° API Y 22,3° API. En comparación crudos ligeros convencionales poseen un API entre 38° y 40° como es el caso del crudo Brent o el *West Texas Intermediate*.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir, como lo menciona Hussein Alboudwarej⁸ Con la siempre creciente demanda de petróleo y estando en declinación la producción de yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. Ya que del Total de reservas de petróleo del mundo, se estima que el petróleo pesado conforma aproximadamente un 15% de los recursos de petróleo totales del mundo, esto se observa en la **Gráfica 1**.

Gráfica 1. Estimación de reservas totales de petróleo del mundo



Fuente: HUSSEIN, Alboudwarej. La importancia del petróleo pesado. 2006 p. 1.

El petróleo pesado normalmente es producido por formaciones geológicamente jóvenes comúnmente del cretáceo (65 - 145 millones de años) o de periodos más recientes a este. Este tipo de petróleo se genera en yacimientos que tiende a ser someros y poseen sellos menos efectivos, lo que los expone a condiciones que conducen a la formación de un petróleo pesado. Estas ocurrencias se presentan en regiones tan distintas como EUA, Indonesia, Venezuela, Canadá y Colombia.

⁷ CURTIS, C.; et al. Yacimientos de Petróleo Pesado. Oilfield review, Invierno 2002/2003. p. 2 -4.

⁸ Alboudwarej, H.; et al. La importancia del petróleo pesado Oilfield review, Otoño 2006. p. 1 -2.

Actualmente los expertos en geoquímica suelen coincidir en que originalmente cuando la roca generadora produce el petróleo este no es pesado. Se considera que los crudos se generan con densidades de entre 30° y 40° API. El petróleo se convierte en pesado debido a una degradación que ocurre durante la migración y el entrapamiento, esta degradación se debe a procesos biológicos, químicos y físicos.

En primer lugar, bacterias que acompañan el agua de formación metabolizan las moléculas más ligeras como los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Además, el agua de formación también remueve hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular que son más solubles en agua. Por último, el crudo también se degrada debido a una roca sello de pobre calidad que permita que los compuestos más livianos se separen y escapen del yacimiento.

Para la producción de crudo pesado es normal requerir una inversión de largo plazo, La alta viscosidad asociada al crudo pesado aumenta las dificultades de transporte y refinación (obtención de productos comerciales) en este aspecto se requiere de técnicas especiales de refinación que son más costosas. La perforación de pozos de crudo pesado no suele ser difícil ni costosa, principalmente por el hecho de que estos yacimientos suelen ser someros, exceptuando casos en los que se aplique pozos horizontales o multilaterales complejos el costo de la perforación no constituye un factor dominante. La producción de crudo pesado ofrece retos adicionales, el valor de la tecnología aplicada en la producción de hidrocarburos reside en su habilidad para reducir el costo total del producto.

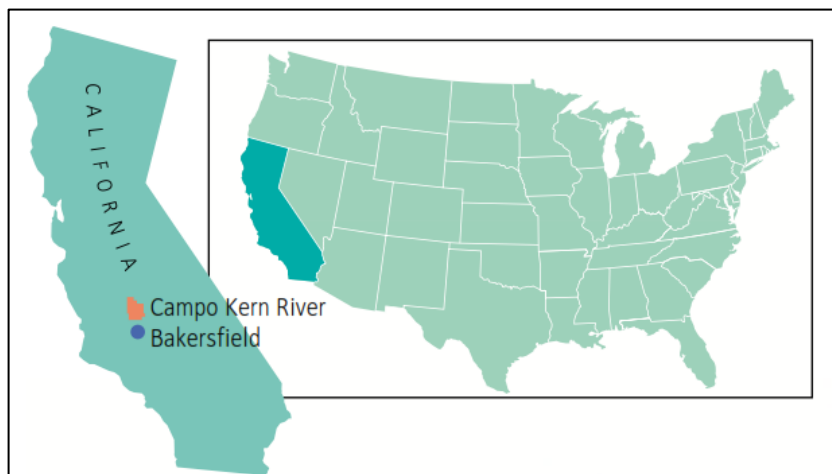
Cada campo de producción presenta diferentes condiciones y petróleo de diferentes propiedades físicas, por esto utilizan diferentes técnicas de desarrollo y producción. A continuación se detallan las condiciones de producción de algunos campos representativos de crudo pesado.

2.1 CAMPO KERN RIVER (ESTADOS UNIDOS)

El Campo Kern River ubicado cerca de Bakersfield California como se detalla en la **Figura 27**, descubierto en 1899 cuando el pozo descubridor cavado a mano encontró petróleo a 43 pies de profundidad. Actualmente el campo es operado por Chevron Texaco, y tiene aproximadamente 10 km de largo y 6,4 km de ancho.

El petróleo producido en el campo es de una densidad de entre 10 - 15° Api, su viscosidad oscila entre 500 y 10.000 Cp. Estos factores combinados con la baja presión y temperatura propias de un yacimiento somero dan como resultado una baja recuperación primaria.

Figura 27. Localización del campo Kern River



Fuente: CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo Pesado. 2003. p. 34.

La producción del campo es de crudo pesado provenientes de la formación Kern River originada entre el Mioceno y el pleistoceno, en la **Figura 28** se observa el afloramiento de dicha formación tal como se presenta al oeste del campo, se observan las areniscas (roca almacén) de color claro y las limolitas (Roca Sello) de color oscuro. Las areniscas de la formación Kern River inicialmente poseía una saturación de petróleo promedio del 50%, porosidad promedio de 31% y una permeabilidad de entre 1 a 10 Darcy. El campo se estima en cuatro mil millones de barriles de petróleo original en sitio (OOIP).

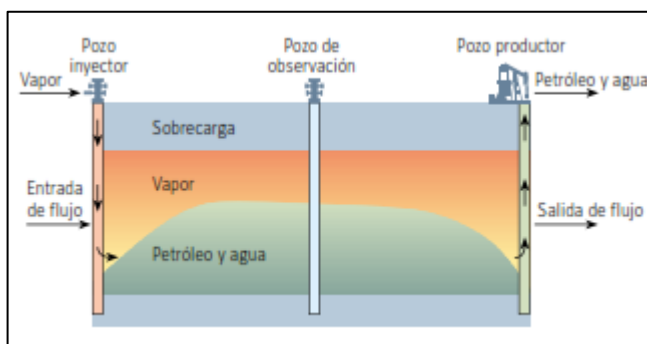
Figura 28. Afloramiento de la formación Kern



Fuente: CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo Pesado. 2003. p. 34.

De menos de 20.000 Barriles por día (B/D) la producción del campo ha aumentado hasta más de 100.000 B/D gracias en gran parte a la implementación de pozos inyectoros de vapor de agua y pozos productores con aplicaciones de sistemas de bombeo mecánico como se observa simplificada en la **Figura 29**. El crudo de este campo responde considerablemente bien al calor, la viscosidad de 12.000 Cp a los 90°F del yacimiento, se reduce por un factor de 600 hasta 20 Cp a 260°F que es la temperatura de inyección del vapor de agua.

Figura 29. Escenario de producción campo Kern River



Fuente: CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo Pesado. 2003. p. 35.

El Campo Kern River posee más de 15.000 pozos entre inyectoros y productores, además de una red de 540 pozos de observación que son útiles para vigilar rutinariamente el progreso del vapor. Estos pozos de observación incluyen registros de temperatura y registros de control de saturación que determinan la saturación de petróleo a través de relaciones Carbono-Oxígeno presentes.

En el caso en particular de este campo vemos como el sistema de bombeo mecánico se convierte en una opción práctica debido a su resistencia a altas temperaturas y su capacidad de producir pozos con muy bajas presiones de fondo fluyente.

2.2 CAMPOS DE LA FAJA DEL ORINOCO (VENEZUELA)

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, gracias a sus 55.000 km² la Faja del Orinoco comúnmente denominada la faja, es el depósito más grande del mundo en petróleo pesado. La faja petrolífera del Orinoco se divide en cuatro grandes áreas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. A su vez, cada una de estas se encuentran segmentadas en bloques. Cuenta con 61 campos operativos y más de dos mil pozos activos. Se calcula que posee cerca de 1.360 millones de barriles de petróleo original en sitio, sus reservas recuperables

estimadas, basadas en un factor de recobro total de 20%, están en el orden de 272 millones de barriles

El pozo descubridor de la faja se realizó en 1935, pero solo hasta 1968 la faja se estudió en detalle. Estos estudios revelaron que las propiedades del yacimiento son típicas de areniscas someras, no consolidadas y de petróleo pesado. Estas propiedades típicas se detallan en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Propiedades típicas de vacimiento en la faia del Orinoco

Propiedades típicas del Yacimiento	
Profundidad	1700 a 2350 ft
Porosidad	30 a 35%
Permeabilidad	1 A 7 Darcy
Temperatura	100 a 135°F
Densidad	8.4 a 10° API
Relación gas-petróleo	60 – 70 scf/bbl
Viscosidad	1200 – 2000 Cp
Presión inicial	630 a 895 Psi

Fuente: CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo Pesado. 2003. p. 45. Modificado por el autor.

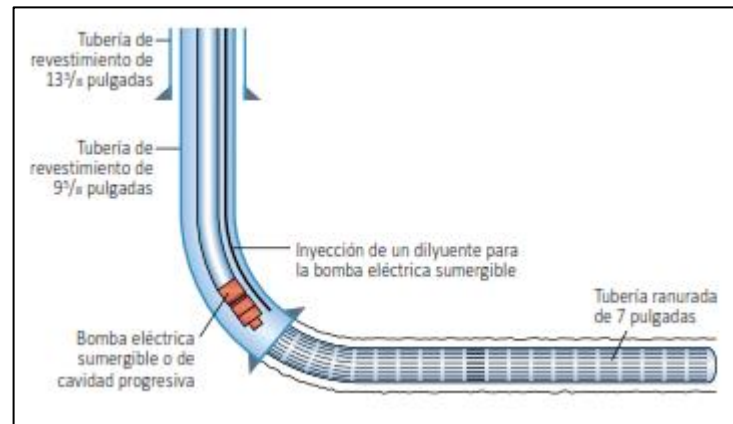
Las estimaciones originales indicaron que sin métodos térmicos de calentamiento no se podría recuperar del yacimiento más del 5% del petróleo de 10° Api o menos. Sin embargo, ya que el crudo de la faja posee una viscosidad menor que la mayoría de petróleos pesados con la misma gravedad Api, es posible bombear petróleo sin el costo del calentamiento y obtener producciones de unos pocos cientos de barriles.

Entonces se necesitaban producciones más altas para un desarrollo económico viable, pero los regímenes de producción más altos provocaban una importante producción de arena y requerían de bombas de fondo de pozo más potentes. La aplicación de bombas de cavidades progresivas y electrosumergibles adecuadas para la producción de crudo pesado, permitieron manejar los grandes volúmenes de producción deseada.

La problemática de la producción de arena fue resuelta gracias a la perforación de pozos horizontales, estos pozos permitieron caudales más altos a una menor caída de presión, así solucionando el problema de la excesiva producción de arena. De hecho, la producción sin método térmico (inyección de vapor) en los pozos horizontales ofrece un factor de recuperación similar al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales, y esto obviamente a un costo mucho más bajo.

En la **Figura 30** podemos observar un ejemplo de un pozo Horizontal terminado con su sistema de levantamiento artificial. Además, este esquema muestra una línea de terminación que en caso de ser necesario agregar diluyente, esto solo si se instala una bomba electrosumergible.

Figura 30. Escenario de producción pozo horizontal con bombeo



Fuente: CURTIS, Carl. Yacimientos de Petróleo Pesado. 2003. p. 46.

La faja del Orinoco en su amplia complejidad y heterogeneidad presenta unas condiciones de producción en las se hace necesaria la implementación de sistemas de levantamiento artificial con bombas de subsuelo con capacidad de producir grandes caudales, como lo son las bombas electrosumergibles y en menor medida las bombas de cavidades progresivas. Además, estas bombas son capaces de manejar fluidos altamente viscosos, en especial los sistemas de cavidades progresivas.

3. VARIABLES DE PRODUCCION EN LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

Muchos autores relacionan el desempeño de los sistemas de levantamiento más con las características del fluido y menos con las propiedades del yacimiento, el tipo de completamiento o las características del pozo; pero estos factores en muchos casos pueden llegar a ser determinantes. En general las propiedades del yacimiento, de los fluidos y de los mismos sistemas de levantamiento artificial limitan la aplicación de los mismos.

En cuanto a las propiedades reológicas, la presencia de emulsiones naturales o inducidas y la ocurrencia de sistemas multifásicos entre otras consideraciones; obligan a pensar que la adecuada selección de un sistema de levantamiento artificial no es una decisión simple, y esta debe tomarse considerándose múltiples aspectos relacionados con los fluidos, el tipo de bomba a utilizar, el sistema de completamiento y las propiedades del yacimiento.

3.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Como menciona Kermit Brown⁹ todo el yacimiento junto con todas las condiciones de producción deben ser consideradas para la selección de un sistema de levantamiento, puede darse el caso de que más de un método de levantamiento artificial sea aplicable para un pozo, en tal caso los sistemas de levantamiento pueden clasificarse por su desempeño, teniendo en cuenta las condiciones de trabajo del sistema además de las consideraciones económicas que haya a lugar.

Numerosos factores afectan la selección de un sistema de levantamiento, en la gran mayoría de casos estos factores caen en alguno de los siguientes grupos: características de producción, propiedades de los fluidos, características del pozo, características del yacimiento, facilidades de producción, ubicación, disponibilidad de fuentes de energía y problemas operacionales.

3.1.1 Características de producción Las características de producción requeridas para la selección de sistemas de levantamiento incluyen: índice de productividad, tasa de producción de, corte de agua y la relación gas-petróleo.

- **Índice de productividad.** Este índice es básicamente la capacidad que posee un pozo para producir fluidos, por esto es un factor crítico en la selección de un sistema de levantamiento. Este índice es básicamente la relación que existe entre

⁹ BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2b. Tulsa, Oklahoma: PennWellBooks, 1980. p. 567 - 589

la producción de un pozo y el diferencial de presión en el fondo del pozo. En la **Ecuación 1** se observa el cálculo del índice de productividad.

Ecuación 1. Cálculo Índice de Productividad

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

Donde:

IP = Índice de productividad [(bbl/día)/Psi].

Q = Producción neta de fluidos, agua y petróleo [bbl/día].

P_s = Presión estática del pozo.

P_{wf} = Presión de fondo fluente.

Tomando el valor del índice de producción como constante, el caudal de producción se convierte en un valor que depende únicamente del diferencial de presión, y ya que para un momento dado en la vida de un yacimiento la presión estática del mismo tiene un valor específico, entonces podemos relacionar la producción en función de la presión de fondo fluente con una línea denominada IPR (*Inflow Performance Relationship*). El IPR presenta correcciones debido a la liberación de gas disuelto a presiones inferiores al punto de burbuja.

El IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes con las cuales el yacimiento entrega en el fondo del pozo distintas tasas de producción, esta curva se construye a partir de las características del yacimiento. Los sistemas de levantamiento deben operar eficientemente a presiones y caudales designados por el IPR del pozo, por esto el índice de Productividad es un factor a considerar.

- **Tasa de producción.** Los diferentes sistemas de levantamiento artificial se diseñan y dimensionan según una tasa de producción esperada. Muchos de estos pueden operar en un amplio rango de caudal de producción, pero otros sistemas por su tipo de bombeo operan correctamente solo a grandes caudales, mientras que otros son adecuados especialmente para la producción de bajos caudales.

El total de producción de líquidos es un factor de control en la selección de un método de levantamiento, tasas de producción muy altas requieren de sistemas de bombeo electrosumergible o de *Gas Lift* continuo, mientras que una tasa de producción muy baja permite considerar todos los sistemas con excepción del *Gas Lift* continuo. El bombeo electrosumergible es cada vez más utilizado para bajos caudales, aunque no suele ser considerado para tasas inferiores a 200 bbl/día a menos que se trate de un pozo poco profundo.

- **Producción de agua.** Cuando se extrae el petróleo de un yacimiento el agua proveniente de un acuífero subyacente o de pozos inyectores, se mezcla con el petróleo y fluye a través del yacimiento hasta la tubería de producción para

finalmente ser producida en superficie. El agua y crudo se producen junto con sólidos suspendidos o sedimentos propios del mismo yacimiento.

El BS&W (Bottom sediments and water) es una medida del agua y los sólidos en suspensión dentro del total del fluido de producción, esta medida se da como un porcentaje del volumen producido, también funciona como un indicativo de la cantidad de agua que está siendo producida agua.

Los altos niveles de producción de agua ocasionan la formación de sistemas multifásicos complejos, esto depende de las altas velocidades propias de los grandes caudales que ofrecen algunos sistemas de levantamiento artificial. Una inadecuada selección del sistema de levantamiento puede formar patrones de flujo que producen caídas de presión considerables por la fricción que estos generar. Además de que estos patrones de flujo hacen necesario recurrir a sistemas de modelamiento complejos o incluso simuladores.

En general un alto corte de agua influencia en gran medida la tasa de producción total. Por ejemplo, hay muchos pozos que deben producir 2000 bbl/día de agua para obtener 100 bbl/día de petróleo. El agua afecta la productividad en especial por el efecto de su alta permeabilidad relativa. El agua también genera una pérdida adicional de presión debido a su alta densidad en comparación con el petróleo. Además, un alto porcentaje de agua reduce considerablemente la relación gas-liquido. Debido a lo anterior un pozo con alta producción de agua impone una situación en donde se requiere un levantamiento artificial capaz de manejar grandes volúmenes.

- **Relación gas-petróleo.** GOR por sus siglas en inglés (Gas Oil Ratio). Esta relación se expresa en pies cúbicos de gas por barril de petróleo (scf/stb). Es el volumen de gas asociado a la producción de petróleo, básicamente es un indicativo de la cantidad de gas producido. Vale la pena mencionar que una alto GOR puede favorecer la creación de espuma, esta es una emulsión de baja viscosidad y baja densidad, que puede favorecer el levantamiento del petróleo, e inclusive de crudos pesados y extra pesados.

Aunque elevadas relaciones de gas-petróleo también posibilitan la formación de diferentes tipos de patrones de flujo multifásicos, este tipo de flujo puede generar bolsas o tapones de gas que dificultan el flujo desde el yacimiento. La producción de grandes cantidades de gas llevara a un bloqueo por gas en las bombas de varios sistemas de levantamiento artificial, de ahí la importancia de considerar este factor en la selección de los sistemas de levantamiento.

La relación gas-petróleo o gas-liquido influencia la selección del levantamiento artificial y, en particular, el diseño de cualquier mecanismo de levantamiento. Como regla general, todos los métodos de levantamiento presentan una eficiencia reducida con el aumento de la relación gas-liquido. Hasta 2000 SCF/bbl pueden ser manejados por la mayoría de los métodos de levantamiento, el bombeo

mecánico reduce su eficiencia (aproximadamente en 40%) al acercarse a este valor. Entre 2000 a 5000 SCF/bbl el sistema de *Gas Lift* intermitente puede ser el sistema más eficiente ya que el gas se ventila entre ciclos.

Otros sistemas requieren que el gas sea desviado del mecanismo levantamiento. Hasta cierto límite, el bombeo hidráulico y electrosumergible pueden bombear un volumen alto GOR. Para las bombas hidráulicas, el volumen proporcionado por el gas libre ocupa espacio, y por lo tanto reduce la eficiencia.

3.1.2 Propiedades de los fluidos Los ALS necesariamente están asociados a la naturaleza del hidrocarburo que producen. Teniendo en cuenta los métodos de levantamiento artificial, dos propiedades de los fluidos son las más importantes para su selección, las demás rara vez son influyentes. Las propiedades más importantes son la viscosidad del aceite y el factor volumétrico del petróleo, entre las propiedades con poca influencia vemos propiedades como la viscosidad del agua, viscosidad del gas, solubilidad en agua, y la tensión superficial.

- **Viscosidad.** Los sistemas de levantamiento artificial agregan energía para compensar el agotamiento de la energía natural del yacimiento, este hecho es aún más notorio cuando se trata de producir crudos pesados y extra pesados debido a la alta viscosidad de estos.

Entre los aspectos operacionales la viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos. El factor de viscosidad aparece en todas las fórmulas para calcular el flujo de petróleo y gas en el yacimiento y también por tuberías.

La viscosidad es una característica de fluidez, esta indica la resistencia al flujo que ejerce el mismo crudo, la viscosidad se expresa en unidades de centipoise (0.01 poise) él poise se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado por un centímetro de distancia entre sí y con este espacio lleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener de 0,2 hasta más de 10.000 centipoise (Cp). El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos es muy importante, ya sea en el yacimiento o en la superficie, especialmente en lo que respecta a crudos pesados y extra pesados. La presencia de emulsiones puede aumentar considerablemente la viscosidad del fluido producido, el sistema de levantamiento seleccionado puede colaborar aumentar la viscosidad al formar por agitación emulsiones fuertes.

Como regla general, las viscosidades menores de 10Cp no son un factor determinante en el método de levantamiento. Para los crudos de alta viscosidad

las varillas del bombeo mecánico no caerán fácilmente. Por lo tanto, la carrera efectiva se reduce y las varillas pueden llegar a atascarse. En el bombeo hidráulico existe una aplicación en la que el fluido motriz con petróleo menos viscoso puede mezclarse en fondo de pozo con el crudo viscoso, reduciendo la pérdida de presión en la sarta de tubería. Sin embargo, se requerirá inyectar crudo adicional aumentando el costo operativo. Fluidos altamente viscosos son difíciles de levantar por cualquier método.

- **Gravedad API.** Esta propiedad del petróleo está estrechamente relacionada con la viscosidad del mismo. Los crudos extra pesados son los más viscosos seguidos por los crudos pesados y luego por los crudos medianos, los crudos livianos son los más fluidos. Por ende se puede considerar la gravedad API como un indicador de que tanta fluidez presenta el crudo, cuanto más alta sea la gravedad API esto indica más fluidez. La gravedad API también se relaciona con la solubilidad del gas en petróleo, al aumentar la gravedad API la solubilidad del gas en petróleo suele aumentar y por ende aumenta la relación gas-petróleo (GOR).

Como regla general, las gravedades mayores a 30° Api no son un factor determinante en el método de levantamiento, exceptuando al método de bombeo por cavidades progresivas en el cual la producción de hidrocarburos aromáticos es una limitante para el elastómero de la bomba.

El sistema de levantamiento *Gas Lift* es tal vez el sistema que más se ve afectado por la gravedad API, el *Gas Lift* opera en mejores condiciones al producir un crudo liviano que si lo hiciera con un crudo pesado, esto debido al efecto de la gravedad API en el GOR, una alta solubilidad del gas en el petróleo ayuda a levantar la columna de fluido y asegura una considerable producción de gas que puede ser reinyectado al pozo continuamente.

En la producción de crudos pesados de baja gravedad API y alta viscosidad las opciones de sistema de levantamiento que más comúnmente se utilizan son el bombeo por cavidades progresivas, bombeo mecánico y en algunos casos el bombeo electrosumergible, ya que estos métodos de desplazamiento no tienen problema al manejar un fluido muy viscoso.

- **Factor Volumétrico del petróleo.** Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica del petróleo a condiciones de superficie. El factor volumétrico representa el número de barriles de líquido que deben levantarse con el fin de conseguir una tasa de producción deseada en superficie. Este factor debe ser considerado para todos los tipos de levantamiento artificial, ya que cualquier mecanismo con bomba de fondo debe estar diseñado para bombear el volumen adicional en fondo del pozo. Hay que tener en cuenta que un factor de volumétrico

alto o bajo, por sí solo no indica un rendimiento superior a la hora de comparar métodos de levantamiento.

3.1.3 Características del pozo Para la selección de sistemas de levantamiento deben tomarse en consideración el completamiento del pozo, el cual se hace más estrecho y complejo al aumentar la profundidad. En la selección del levantamiento se suele pensar más en las propiedades de los fluidos que en las características de los pozos en donde los sistemas se instalaran. La desviación de los pozos y principalmente la profundidad del mismo, suelen considerarse un problema vencer. A menudo, las características del pozo tienen un gran efecto en la determinación del método de levantamiento artificial.

- **Profundidad.** Este factor determina en parte el esfuerzo que el levantamiento artificial debe hacer realizar para llevar los fluidos hasta superficie. En cuanto a la producción de crudos pesados, se debe mencionar que este tipo de petróleo suele encontrarse en profundidades bastantes someras, entre 3000 y 5000 pies. sin embargo, también pueden hallarse a profundidades mayores. inclusive en varias partes del mundo hay yacimientos de crudo liviano a poca profundidad.

Algunas unidades de bombeo de los sistemas de levantamiento se ven ampliamente restringidas por la profundidad a las que estas puedan operar, esto es especialmente cierto en sistemas con motores en superficie, ya que estos deben transferir su potencia mediante una larga sarta de varillas.

Mientras el nivel dinámico de fluido de producción se mantenga por encima del mecanismo de levantamiento, la profundidad puede tener poco efecto en la determinación del método de levantamiento artificial. Sin embargo, muchos métodos son ineficientes si se requieren para más de 10.000 pies de profundidad. El bombeo mecánico es capaz de levantar desde grandes profundidades, pero la potencia, la longitud de la sarta de varillas, el estiramiento y la carga son limitantes de diseño que tienden a bajar la eficiencia volumétrica. Las bombas electrosumergibles requieren una alta cabeza de fluidos en fondo, además la elevada temperatura de fondo puede provocar daño del motor y/o del cable. El bombeo hidráulico es el más eficaz en pozos muy profundos, en especial el tipo pistón con aplicaciones que han llegado hasta los 18.000 pies en sur de Luisiana.

- **Tamaño del revestimiento.** En caso de que el pozo se encuentre revestido, lo cual es lo acostumbrado, Todo el ensamblaje de los equipos de subsuelo para los ALS debe ser instalado dentro de la tubería de revestimiento (*Casing o liner*). Por ende un pequeño diámetro interno de la tubería es capaz de restringir la aplicación de sistemas de levantamiento con un equipo de fondo voluminoso y robusto. A sí mismo un amplio diámetro interno no siempre es bueno, en especial si la bomba

de subsuelo es pequeña ya que la pérdida de presión adicional puede dificultar la correcta entrada de fluido a la bomba.

El tamaño del revestimiento se determina en las etapas preliminares del programa de perforación debido al tamaño del agujero. Muchas variables determinan los tamaños de revestimiento, tales como los problemas de perforación previstos (formaciones presurizadas, desprendimientos de material, posibles pegues de tubería, pérdidas de circulación, etc.), el precio y la disponibilidad de tuberías.

El diámetro interno del revestimiento limita el diámetro externo de la tubería de producción que se puede instalar. Si una sarta de revestimiento compleja (Casing intermedio, liner de perforación y liner de producción) es necesaria, entonces la tubería de producción se vería muy limitada. El método de levantamiento artificial puede ser determinado por el tamaño de la tubería. En general, cuanto más pequeña sea la tubería, es menor la tasa de producción esperada. Una tubería de tamaño demasiado grande con caudales bajos puede provocar retorno de fluidos. Además, tuberías pequeñas causan elevadas pérdidas por fricción que reducen la eficiencia volumétrica para el *Gas Lift*, el bombeo hidráulico y el bombeo electrosumergible.

- **Tipos de completamiento.** El diseño del equipo de levantamiento artificial también puede depender de si el pozo se completó como agujero abierto o si hay intervalos de perforados. La consideración principal la productividad del pozo. Con un pozo a agujero abierto la entrada de arena o el *fill-up* del agujero pueden reducir la producción de fluidos. Con intervalos de perforados si hay una insuficiente densidad o penetración de las perforaciones, o la presencia de perforaciones bloqueadas, reducirán la producción de fluidos.

- **Desviación del pozo.** Los pozos muy desviados afectan la selección del tipo de levantamiento artificial. Se debe anticipar una reducción de la eficiencia del levantamiento para este tipo de pozos. El diseño se vuelve más complicado para los sistemas de *Gas Lift*, bombeo electrosumergible y Bombeo hidráulico. Dado que los pozos desviados no crean los mismos gradientes bifásicos que existen en los pozos verticales, se deben tener consideraciones especiales en el diseño de *Gas Lift*. Además, todos los tipos de levantamiento requerirán de potencia adicional.

El bombeo mecánico en pozos desviados presenta riesgos adicionales ya que el desgaste del acoplamiento de las varillas y de la tubería de producción afecta la eficiencia volumétrica. Hay aplicaciones de varillas plásticas que se utilizan para reducir el desgaste de las cuplas y de la tubería. El costo adicional en el material y la instalación se ve compensado por una menor fricción de las varillas y por ende mayores tiempos de bombeo continuo. Pero con las varillas plásticas cuando estas varillas se desgasten demasiado se puede romper dejando caer la bomba

junto con parte de la sarta de varillas, causando problemas al tener que pescar la bomba. Sin embargo, el bombeo mecánico se ha utilizado con éxito en pozos con ángulos de desviación de hasta 45° esto gracias al uso de centralizadores de varillas.

En general pozos altamente desviados u horizontales restringen la aplicación de sistemas de levantamiento artificial por la necesidad de centralización de varios sistemas, los cuales generan vibraciones o poseen partes móviles que no deberían entrar en contacto con las paredes del revestimiento. En pozos altamente desviados aun con el uso de centralizadores las aplicaciones de bombeo mecánico, por cavidades progresivas y electrosurgible son ampliamente desaconsejadas. En pozos horizontales se recomienda realizar la instalación de estas bombas de subsuelo a la máxima profundidad de la sección vertical del pozo.

3.1.4 Características del yacimiento En la planificación de los métodos de levantamiento artificial, las características del yacimiento deben ser consideradas para proporcionar una tasa de producción rentable con respecto al yacimiento. El tipo de yacimiento influirá en la tasa de flujo a la entrada del levantamiento, en la relación de gas-liquido, y en la profundidad del levantamiento. Además, las condiciones de presión y temperatura que impone la formación determinan el estado en el que el sistema de levantamiento estará bombeando.

En general elementos propios del yacimiento tales como la temperatura y presión, facilitan el uso de uno u otro sistema de levantamiento, en muchos casos son requisitos que favorecen a cierto sistema, y al mismo tiempo son contraproducentes para otro tipo de sistema de levantamiento.

- **Presión.** La presión del yacimiento es importante porque es esta fuerza la que provoca el movimiento del petróleo desde el yacimiento hacia los pozos y desde el fondo del pozo hasta la superficie.

De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo por medios de sistemas de levantamiento

La presión de fondo fluyente (P_{wf}) es la presión a la que los sistemas de bombeo instalados en fondo funcionan. Al seleccionar el sistema de levantamiento la presión de entrada a la unidad de bombeo es una consideración que debe tenerse en cuenta. Debido a la configuración del levantamiento las bombas pueden requerir de una alta presión su entrada para garantizar su buen funcionamiento, o por otra parte bombear sin problemas a presiones bastante bajas.

- **Temperatura.** La temperatura del yacimiento es función de la profundidad del mismo, cuanto más profundo este el yacimiento mayor será su temperatura. El gradiente geotérmico puede variar ampliamente entre un área y otro, pero se suele considerar como un gradiente geotérmico normal 15 grados Fahrenheit por cada 1000 pies de profundidad (15°F / 1000ft). Es claro que las altas temperaturas de los fluidos de producción pueden afectar negativamente el funcionamiento de diferentes sistemas de levantamiento cuyas bombas posean elementos sensibles a la temperatura. Producción de fluidos muy calientes es una limitante en la selección y aplicación de sistemas de levantamiento.

Las muy altas temperaturas en fondo de pozo reducirán la vida útil de algunos tipos de equipos de levantamiento artificial. En el sistema de bombeo electrosumergible los fluidos muy calientes afectan en gran medida la integridad del motor y del cable. Se deben tomar precauciones cuando la temperatura en fondo de pozo supera los 300 °F, para este tipo de casos se requerirá de equipos con una metalurgia y sellos especiales, esto aumentaría el costo para todos los equipos incluyendo empaques, tuberías, equipos de cabeza de pozo, y claramente también afectaría a los equipos de levantamiento, afectando principalmente a los que se encuentren instalados en el fondo de pozo.

- **Mecanismo de producción por depletamiento.** en un yacimiento la producción se debe inicialmente por la expansión de fluidos, este proceso desplaza el petróleo y gas hacia el pozo. Cuando la presión del yacimiento se va agotando, la producción se dará debido a la segregación gravitacional, y el fluido deberá ser levantado a superficie por medio de bombas. Si se cuenta únicamente con la expansión de fluidos, sin un acuífero activo o pozos de inyección, entonces la tasa recobro será baja.

- **Mecanismo de producción por empuje hidráulico.** El influjo de agua proveniente de un acuífero activo y/o de pozos de inyección de agua causa el desplazamiento de fluidos como el petróleo y gas desde el yacimiento hacia el pozo. En estos casos el recobro puede verse incrementado gracias a una buena segregación gravitacional. Este proceso se genera naturalmente debido a que el volumen de agua del yacimiento es restituido de forma natural, esto ayuda a mantener la presión en el yacimiento. Este mecanismo de producción es eficiente y puede tener un factor de recobro muy alto. Este tipo de yacimientos tienden a tener una gran producción de agua.

- **Mecanismo de producción por empuje por capa de gas.** En yacimientos con presiones inferiores a la presión de burbuja del petróleo, se genera una capa de gas, la cual tiende a expandirse a medida que disminuye la presión, entonces la capa de gas actúa como una fuerza de empuje de fluidos que obliga al petróleo a desplazarse. En un yacimiento con dos fases (Gas-Líquido), El desplazamiento de petróleo y gas en el pozo se debe en parte a la expansión de la capa de gas, esta

expansión avanza a medida de que continúa la producción. En este tipo de yacimiento hay presencia de gas libre, gas disuelto en el petróleo, petróleo en la zona líquida y líquidos recuperables en la capa de gas. Por esto el recobro puede estar influenciado por una combinación de mecanismos como la expansión de fluidos, el desplazamiento de fluidos y la segregación gravitacional.

3.1.5 Facilidades de superficie Los equipos propios de las facilidades de producción en superficie están conectados entre ellos y al pozo, por esto las facilidades de superficie aportan a un valor que influye en la eficiencia de los diferentes métodos de levantamiento, este valor es la presión en cabeza del pozo, al aumentar esta presión se disminuye la eficiencia de todos los sistemas de levantamiento artificial y por esto debe tenerse en cuenta durante la planificación de estos.

- **Líneas de flujo en superficie.** La influencia que las líneas de flujo de superficie pueden tener en la selección del equipo de levantamiento artificial depende de su tamaño, longitud y principalmente de la contrapresión en la superficie que se traslada a la cabeza del pozo.

Una alta contrapresión en la cabeza de pozo afecta negativamente la eficiencia del *Gas Lift*, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible, para esta condición la eficiencia del bombeo mecánico se ve afectada en un menor grado que los demás sistemas. Además, la contrapresión adicional es perjudicial para el bombeo hidráulico Jet, causando un aumento de la presión del fluido de potencia de aproximadamente el triple de cualquier aumento en la presión de cabeza de pozo.

- **Presión del separador.** Esta presión tiene una influencia directa en la presión de cabeza de pozo. Su efecto es aditivo al de la línea de flujo. Se puede conseguir un aumento de la eficiencia del levantamiento al hacer funcionar el separador a una baja presión para reducir la contrapresión en cabeza de pozo.

En muchos campos, la producción puede mejorarse mediante la reducción de la contrapresión de cabeza de pozo. Esto se puede lograr mediante la limpieza de las líneas de flujo, la sustitución de líneas de flujo muy pequeñas o muy largas. Además, las Facilidades de superficie (separadores, etc.) deben operar a la mínima presión posible para maximizar la producción.

3.1.6 Ubicación. La ubicación normalmente no puede ser considerada como un factor en la selección de un método de levantamiento artificial, esto debido a que la ubicación de los pozos productores es una condición inflexible, pero bajo ciertas condiciones ubicación puede ser muy importante. Si una fuente de energía para el motor de la bomba (como la electricidad o el gas natural) no está fácilmente disponible, entonces los costos adicionales pueden llegar a ser muy importantes. Los costos de operación pueden ser excesivos si la totalidad del combustible debe ser transportado.

- **Operación Offshore.** Las plataformas *offshore* tiene una extensión de área limitada. Consideraciones especiales deben hacerse para permitir que los equipos de levantamiento se ubiquen en un área tan concentrada. Todos los tipos de levantamiento artificial han sido utilizados en operaciones *Offshore*.

Unidades de bombeo mecánico requieren más espacio en la cabeza del pozo ocupando un área grande en la plataforma, estas unidades pueden verse afectadas por el ambiente corrosivo en alta mar, y pueden causar vibraciones. En la mayoría de los casos varios pozos se perforan desde una única plataforma utilizando técnicas de perforación direccional. El bombeo mecánico presenta una eficiencia reducida al aplicarse en pozos desviados. Con el tiempo, el desgaste de las varillas de bombeo o de la tubería de producción puede provocar numerosos trabajos de pesca, que en alta mar resultan muy poco económicos.

Si se dispone de electricidad, el método de levantamiento más aplicable en alta mar sería el bombeo electrosumergible. Para *Gas Lift* y bombeo hidráulico las instalaciones de superficie en *Offshore* pueden ser poco prácticas, debido al reducido espacio y a la necesidad de estos sistemas de almacenar en superficie grandes volúmenes de fluido motriz para impulsar su bombeo.

- **Operación en zonas urbanas.** Consideraciones especiales deben hacerse para pozos situados en zonas urbanas, especialmente consideraciones de seguridad, ambientales y factores de contaminación. El valor estético por si solo puede determinar la elección del método de levantamiento artificial, la capacidad del equipo de levantamiento para ocultarse a simple vista y de mezclarse con el entorno, son cualidades deseables durante una operación urbana.

- **Consideraciones de espaciamiento.** El tipo de levantamiento artificial se verá influenciado por el aislamiento, ya sea en la ubicación de un grupo de pozos o para un solo pozo aislado. Para pozos aislados o pozos muy ampliamente espaciados el bombeo mecánico puede resultar como la opción más práctica y económica.

Para instalaciones de superficie complicadas como las propias del bombeo hidráulico y del bombeo electrosumergible, las operaciones de mantenimiento

pueden no estar disponibles en un corto plazo para lugares aislados. También es necesario tener en cuenta el efecto en la presión en cabeza de pozo que provocan las largas líneas de flujo requeridas para los pozos muy espaciados.

3.1.7 Disponibilidad de fuentes de energía. La disponibilidad de fuentes de energía de bajo costo para el funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial es un requerimiento para una operación eficiente. Por lo general, se utiliza electricidad o gas natural. Otros combustibles pueden ser necesarios según las circunstancias.

- **Electricidad.** En muchas áreas, la electricidad es fácilmente disponible a precios económicos. Equipos de bombeo Mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo hidráulico, y por supuesto los equipos de bombeo electrosumergibles son fácilmente adaptables para la aplicación de energía eléctrica. Deben tenerse en cuenta para elección del método de levantamiento, si este usara energía eléctrica.

- **Gas Natural.** El factor que determina la practicidad del gas natural como una fuente de energía es su disponibilidad. Este combustible puede ser adaptado para los motores de combustión interna. En lugares aislados el gas de cabeza de pozo puede suministrar la energía necesaria para el motor del sistema de levantamiento. Hay que tener en cuenta que en pozos con alta producción de agua, el gas producido puede no estar disponible en cantidades suficientes para hacer funcionar el equipo de levantamiento.

- **Otras Fuentes de Energía.** El diésel, propano y hasta la energía solar se pueden usar como combustible. En las localizaciones de pozos aislados, el costo de almacenamiento y el transporte puede ser prohibitivo para fuentes de energía como el diésel y el propano. El costo también debe ser considerado para determinar si el diésel o el propano son un combustible alternativo viable. Los paneles de energía solar están en uso en algunas áreas, principalmente para cargar baterías. La utilización de equipos impulsados por energía solar puede llegar a ser una aplicación competitiva en el futuro.

3.1.8 Problemas operacionales. Algunos problemas operativos comunes dificultan la aplicación de algunos métodos de levantamiento, entre estos problemas se incluyen la arena, parafinas, escamas, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo de pozo, y el clima en la superficie.

- **Arena.** La producción de materiales abrasivos tales como la arena, provoca problemas de erosión para los levantamientos artificiales. Los sistemas de bombeo mecánico, bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico presentan

poca tolerancia a la arena para el funcionamiento eficiente de sus bombas de fondo. El método de *Gas Lift* es el único método de levantamiento que no requiere que el fluido saturado de arena pase a través del sistema de levantamiento, así que la arena no es elevada por el levantamiento tipo *Gas Lift*. Además, se pueden presentar problemas a la hora de extraer las bombas de subsuelo que se instalen por debajo de los perforados, debido al proceso de llenado del pozo que provoca la producción de arena.

- **Parafina.** La acumulación de parafinas causa un aumento en la contrapresión que reduce la eficiencia de los métodos de levantamiento, ya sea que la acumulación de parafina se forme en la parte superior de la tubería de producción, en la cabeza de pozo, o en las líneas de flujo. En estos casos es necesario prevenir la formación de parafinas o remover periódicamente estas acumulaciones. Para este caso el sistema de bombeo mecánico tiene una ventaja sobre otros métodos de levantamiento ya que el constante movimiento de sus varillas actúa como un continuo raspador dentro de la tubería de producción. El sistema de bombeo hidráulico puede remover acumulaciones de parafinas al circular inhibidores de parafinas o fluidos a alta temperatura.
- **Incrustaciones.** Depósitos de escamas e incrustaciones reducirá el diámetro interno de la tubería de producción y por ende disminuirá la eficiencia del sistema de levantamiento debido al efecto de la contrapresión. El método de *Gas Lift* puede agravar la formación de incrustaciones, ya que las incrustaciones pueden formarse debido a un cambio abrupto de temperatura o presión. La prevención de incrustaciones mediante el uso de aditivos químicos puede mantener el diámetro de la tubería y de esta forma alargar la vida útil de las diferentes bombas de subsuelo.
- **Corrosión.** La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por múltiples razones como lo son: la electrólisis entre diferentes tipos de metal, la presencia de ácido sulfhídrico y/o dióxido de carbono, o por el agua de producción altamente salina. El ácido sulfhídrico es un problema importante para los sistemas de bombeo mecánico y por cavidades progresivas, ya que este ácido vuelve más frágiles las varillas de estos sistemas, y así acelerará la ocurrencia de fallos en las varillas de bombeo. Además, el sistema de *Gas Lift* no es económicamente viable si el gas producido es ácido, con un gas corrosivo el levantamiento por *Gas Lift* puede resultar en muchas complicaciones operacionales que le restarían eficiencia al sistema.
- **Emulsiones.** En la planificación y la selección de métodos de levantamiento artificial es complicado anticiparse a los problemas causados por las emulsiones. Las emulsiones tienden a causar pérdidas de presión anormalmente altas en la tubería de producción. El efecto de esta contrapresión adicional provocará un aumento de potencia adicional en las unidades de bombeo y reducirá la eficiencia

de cualquier tipo de levantamiento. El sistema de bombeo hidráulico puede facilitar el control de emulsiones desde el fondo del pozo, esto consiste en impedir que las emulsiones formadas sean estables, Para esto se inyecta una mezcla química desemulsionante en fondo del pozo.

3.2 PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS MEDIANTE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Como se detalló anteriormente los crudos pesados son particularmente más caros y complejos de producir, la principal propiedad de los crudos pesados es su baja gravedad API, la cual viene acompañada con una alta viscosidad y un bajo GOR. Ante estas condiciones básicas para todos los crudos pesados su producción mediante sistemas de levantamiento se puede ver restringida en opciones. Sin embargo, dadas las condiciones casi cualquier método de levantamiento puede ser aplicado a la producción de crudos pesados.

Incluso el sistema *Gas Lift* que se ve limitado por bajas gravedades API puede aplicarse si las demás condiciones son las apropiadas. La producción de crudo pesado ofrece retos adicionales, el valor de la tecnología aplicada en la producción de hidrocarburos consiste en ser eficiente y en reducir el costo de la producción.

Los sistemas de levantamiento artificial están asociados necesariamente con la naturaleza de los hidrocarburos que estos producen como aclara Ruth Capacho¹⁰, la relación gas aceite (GOR), viscosidad, contenido de sólidos, corte de agua (BS&W) y gravedad API definen la naturaleza del crudo, lo cual junto con las condiciones de pozo como el tipo de completamiento definen que tipo de sistema de levantamiento artificial se puede aplicar en el pozo analizado.

Aliskair Alvarado¹¹ enuncia que aparte de la presión del yacimiento existen otros factores que provoca que un pozo no fluya hasta la superficie; los principales son la densidad y la viscosidad, características importantes de los crudos pesados.

El principal inconveniente que presenta un levantamiento artificial a la hora de producir crudos pesados consiste en que la producción requiere de más potencia debido a la alta viscosidad de los fluidos. Este requerimiento adicional de potencia provoca un aumento en los costos de operación y una reducción de la eficiencia de todos los sistemas de levantamiento artificial. A continuación se describen las

¹⁰ Capacho, R. y Grosso, J. Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extra pesados. División editorial UIS, 2003. p. 19 -28.

¹¹ Aliskair Alvarado. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009. p. 102 -157.

aplicaciones para los diferentes sistemas de levantamiento artificial en la producción de crudos pesados.

- **Bombeo electrosumergible.** Este tipo de levantamiento es reconocido por ser aplicable en pozos productores con altos cortes de agua y bajas relaciones gas-petróleo, pero también es cierto que este sistema es capaz de obtener excelentes resultados aun en la producción de fluidos de alta viscosidad. En general los crudos pesados suelen tener muy poco gas en solución lo cual facilita la aplicación de este sistema.

Al Intentar optimizar la producción de crudo pesado han surgido técnicas de calentamiento como la inyección de vapor, esta técnica ha tenido aplicaciones exitosas al aplicarse en conjunto con sistemas de levantamiento artificial como el bombeo mecánico, bombeo hidráulico jet e inclusive el bombeo por cavidades progresivas. Pero el bombeo electrosumergible a parte de perder eficiencia por la alta viscosidad, también se ve muy afectado por la producción de fluidos muy calientes, las altas temperaturas aumentan la ocurrencia de fallas principalmente en el motor en fondo y en el cable de potencia.

Debido a que sobrecalentar los fluidos de producción genera problemas operacionales adicionales para el sistema de bombeo electrosumergible, entonces en muchos casos se prefiere operar en mejores condiciones al utilizar técnicas no térmicas para la reducción de la viscosidad, como la inyección de diluyentes. Esto no significada que la producción de fluidos muy calientes no sea posible con este sistema.

La técnica para reducir viscosidad mediante la inyección de diluyentes consiste en diluir una mezcla homogénea del crudo pesado con un crudo más ligero o un derivado del crudo, esta combinación reduce la viscosidad de la mezcla aumentando la calidad del crudo y facilitando su producción.

Inyectar diluyentes en la cabeza de pozo solo reduce la viscosidad en las líneas de las líneas de flujo en superficie, lo cual reduce la presión en cabeza de pozo y por ende aumenta la eficiencia del sistema de levantamiento. Pero para que esta técnica mejore directamente el bombeo electrosumergible es necesario que la inyección del diluyente se lleve a cabo en fondo de pozo, para así reducir la viscosidad del fluido en la tubería de producción. La inyección de diluyente en el fondo del pozo puede ser realizada a través de tuberías capilares o al inyectar el diluyente dentro del espacio anular del pozo.

Otra técnica consiste en aplicar tecnologías al bombeo electrosumergible que permiten la producción de fluidos calientes sin que el sistema pierda integridad de manera acelerada. La aplicación de motores equipados con estatores de acero y cojinetes de soporte adicionales, protectores en forma de sellos metálicos resistentes a la abrasión, y separadores de gas-vapor resistentes; han permitido la correcta aplicación de sistemas electrosumergible a temperaturas de fondo de

425°F (218°C) a tasas de producción de aproximadamente 10.000 BPD como resume Allan Peats¹².

A pesar de innovaciones como el uso de cinta protectora especial de alta temperatura, el cable de potencia continua siendo la parte más sensible al fluido caliente.

En una forma simplificada podemos ver las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo electrosumergible a la producción de crudos pesados en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Ventajas y Desventajas del Sistema ESP Aplicado a Crudos Pesados

Ventajas	Desventajas
Puede levantar altos volúmenes de fluido desde profundidades no muy grandes.	El cable se deteriora a temperaturas elevadas.
Presenta bajas inversiones para profundidades someras.	Poca flexibilidad para varia las condiciones de producción.
Es aplicable a profundidades mayores a 13000 ft.	Muy sensible a la producción de gas y de sólidos.
Permite la aplicación de tratamientos de control de la viscosidad y asentamiento de parafinas en el pozo.	Requiere de un constante y elevado suministro de energía eléctrica.

Fuente: BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2a. 1980. p. 58 – 146. Modificada por el autor

verse limitada por una alta relación gas petróleo que puede causar bloqueo por gas, aunque también puede limitarse por la disponibilidad de presión de operación en superficie, ya que el uso de líneas de alta presión es un riesgo potencial. Generalmente los diseños de bombeo hidráulico son planeados para trabajar con una presión de operación en superficie de hasta 4000 psi.

Diferentes autores han coincidido que el bombeo hidráulico tipo jet puede operar en condiciones óptimas al producir tanto crudo pesado como ligero (8.5 °Api hasta 40 °Api), además este sistema es capaz de adaptarse a condiciones de producción que pueden oscilar entre 100 BPD y 15000 BPD. Este método de levantamiento tampoco presenta impedimentos para aplicarse a pozos con un reducido tamaño de revestimiento, manejando diámetros de hasta 2-3/8”.

En la producción de crudos pesados el sistema de bombeo hidráulico jet ha sido aplicado para funcionar con agua caliente o con un crudo ligero como fluido de potencia. Para el caso del agua caliente como fluido de potencia, el agua no solo impulsa el fluido desde el fondo del pozo, también reduce la viscosidad del mismo al agregarle calor, aplicar agua caliente es menos eficaz cuando se trata de un

¹² Allan, Peats. Artificial Lift Systems For Heavy Oil Production. Schlumberger - Heavy Oil Workshop Sudan, 2005. p. 1 -34.

yacimiento muy profundo, en este caso el agua no es capaz de calentar el fluido en fondo debido a que va cediendo calor al desplazarse por la larga tubería.

Al usarse un crudo más ligero como fluido de potencia la profundidad deja de ser una preocupación, ya que al mezclarse este crudo ligero con el crudo pesado de producción se puede esperar una reducción en la viscosidad en un factor de más 1000 veces al comparar la viscosidad de la mezcla producida con la del fluido en el yacimiento. A lo anterior hay que tener en cuenta el costo adicional que sería asegurar la disponibilidad de un crudo de alta gravedad API para utilizarse como fluido de potencia. Las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo hidráulico a la producción de crudos pesados se detallan en el **Cuadro 8**.

Cuadro 8. Ventajas y Desventajas del Sistema Bombeo Hidráulico Aplicado a Crudos Pesados

Ventajas	Desventajas
El fluido potencia puede ser diluyente cuando se trata de crudos pesados.	El mantenimiento del fluido de potencia es más complejo si se utilizan diluyentes y/o aditivos.
Permite cambiar fácilmente las condiciones de operación.	Se puede requerir el uso de múltiples sartas de tuberías.
Se puede aplicar en pozos muy desviados.	La producción de arena o la ocurrencia de incrustaciones hacen que el sistema sea susceptible a problemas y daños.
Al aplicarse a varios pozos, el sistema ofrece una baja inversión por pozo.	

Fuente: BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2b. 1980. p. 357 – 399. Modificada por el autor

Con este sistema de levantamiento también es posible inyectar como fluido de potencia agua mezclada con aditivos químicos para reducir la viscosidad del fluido de producción mediante este tratamiento químico. Aunque el tratamiento químico es capaz de reducir la viscosidad de los crudos pesados en una gran medida, también es cierto que el costo de dicho tratamiento es elevado debido al constante consumo de aditivo químico que se requiere, por esto este método suele ser considerado poco rentable.

- **Bombeo mecánico.** Este tipo de bombeo se caracteriza por ser el más utilizado para pozos de baja profundidad, este suele ser la primera opción de levantamiento para pozos con profundidades menores de 5000 ft. El levantamiento por bombeo mecánico es capaz de operar a altas temperaturas y en pozos con un revestimiento de poco diámetro. la producción de crudos muy viscosos no es un inconveniente para el bombeo mecánico, más sin embargo este sistema si se puede ver limitado cuando se requiera producir a un alto caudal o si se presenta una alta producción de gas o de arena ya que estos pueden bloquear la bomba.

La producción de fluidos muy viscosos produce fricción adicional sobre la sarta de varillas al circular el crudo en el espacio anular que hay entre las varillas y la

tubería de producción, este efecto aumenta a medida que el fluido sube y se va enfriando, además también se ve agravado este efecto cuando se tiene un reducido espacio anular, en algunos casos se puede presentar fallas e incluso la ruptura de las varillas.

La fricción sobre las varillas suele considerarse un problema que afecta en mayor medida al bombeo por cavidades progresivas. Sin embargo, este efecto es significativo en la producción de crudos pesados mediante el bombeo mecánico. Las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo mecánico a la producción de crudos pesados se detallan en el **Cuadro 9**.

Cuadro 9. Ventajas y Desventajas del Sistema Bombeo Mecánico Aplicado a Crudos Pesados

Ventajas	Desventajas
Baja inversión para la producción de bajos caudales a poca profundidad.	Alta inversión para altos caudales o altas profundidades.
Opera correctamente aun con bajos niveles de fluido.	Las varillas limitan la aplicación para alta profundidades o para altos caudales.
Es adaptable a pozos con problemas de corrosión o incrustaciones.	Genera problemas operacionales al aplicarse a pozos desviados.
Pueden producir crudos viscosos y a altas temperaturas.	
Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.	

Fuente: BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2a. 1980. p. 9 – 94. Modificada por el autor

Al aplicarse a la producción de crudos muy viscosos el bombeo mecánico normalmente es utilizado en conjunto con técnicas de calentamiento, ya que este sistema no se ve afectado por altas temperaturas en fondo de pozo. Aumentar la temperatura garantiza una reducción de la viscosidad en el fluido de producción, y por ende permite aumentar la tasa de producción y la eficiencia del sistema de levantamiento. Incluso existen aplicaciones de sistemas que generan calor en fondo de pozo y lo distribuyen a lo largo de la tubería de producción.

- **Bombeo por cavidades progresivas.** El sistema PCP normalmente es aplicable a crudos con densidades entre 8 y 30°Api, los crudos más ligeros que 30° Api pueden presentar problemas al reaccionar con el elastómero de la bomba, y los crudos extra pesados generan pérdidas de presión excesivas que dificultan el bombeo. La principal limitante de este sistema consiste en la alta temperatura y en la producción de fluidos capaces de reaccionar con el elastómero afectando su integridad. Este sistema es capaz de manejar una considerable producción de gas y hasta de sólidos, pero se ve limitado al tener que funcionar a grandes profundidades o a altas temperaturas, además el bombeo por cavidades progresivas maneja más fácilmente caudales pequeños que muy grandes. La alta densidad del fluido se tiene en cuenta en la fase de diseño porque afecta en gran

medida la necesidad de potencia y torque para el sistema, la capacidad de levantamiento de la bomba debe sobredimensionarse en estos casos.

Por norma general en la industria de los hidrocarburos la mayoría de las aplicaciones de bombeo por cavidades progresivas se utilizan para producir crudos pesados y viscosos. Este método de levantamiento ha probado ser eficaz para producir crudos pesados y muy viscosos, con una gravedad api menor a 14 y con una viscosidad en el rango de los 100.000 cp.

Al igual que con otros sistemas de levantamiento en el bombeo por cavidades progresivas la principal complicación al producir crudos pesados consiste en la disminución de producción ocasionada por una alta pérdida de presión en la tubería esto debido a la alta viscosidad del fluido, esto se ve reflejado en un aumento de la potencia y del torque requeridos. Por lo anterior la bomba de subsuelo y la sarta de varillas del sistema quedan sometidas a una elevada fricción, lo que puede provocar fallas en la operación del sistema.

Para aliviar la carga sobre la bomba y evitar pérdidas de producción excesivas se utilizan métodos de reducción de viscosidad en conjunto con el sistema de bombeo por cavidades progresivas. Como se ha mencionado anteriormente los métodos para reducir la viscosidad normalmente utilizados consisten en el uso de calentadores de fondo, la inyección de agua caliente o la inyección de químicos diluyentes.

Los calentadores de fondo normalmente generan calor por inducción eléctrica o por el uso de resistencias eléctricas. El beneficio de estos calentadores en la producción de crudos pesados reside en reducir las fallas de los sistemas de levantamiento de una forma económica y rentable, y adicionalmente es capaz de eliminar problemas operativos como la acumulación de parafinas y asfáltenos.

Para el caso específico del bombeo por cavidades progresivas todos los métodos de reducción de viscosidad (calentadores de fondo, inyección de agua caliente e inyección de químicos diluyentes) generalmente se aplican por encima de la descarga de la bomba, esto para prevenir que el elastómero se vea afectado por los diluyentes o por las altas temperaturas.

Al aplicar los métodos de reducción de viscosidad por encima de la bomba se busca reducir considerablemente las pérdidas de presión en la tubería de producción y aliviar la carga del sistema. Cuando esto no es suficiente se puede optar por aliviar las pérdidas por fricción a la altura de la bomba, esto teniendo en cuenta que el elastómero no se vea comprometido por el método de reducción de viscosidad a aplicarse.

Otro método que puede aplicarse para aliviar la carga de la bomba y que no consiste en reducir la viscosidad es utilizar un sistema de bombeo por cavidades

progresivas electrosumergible, al instalarse juntas la bomba y el motor en fondo de pozo se elimina la necesidad de una larga sarta de varillas que aporta a la carga del motor y a la pérdida de eficiencia de la bomba. De esta forma, se eliminan los problemas asociados a la ruptura de varillas y al *Back-Spin*. Esta forma de bombeo por cavidades progresivas incurre en un aumento de inversión, pero ofrece beneficios los cuales dadas las circunstancias pueden llevar a una mejor producción.

Las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo por cavidades progresivas a la producción de crudos pesados se detallan en el **Cuadro 10**.

Cuadro 10. Ventajas y Desventajas del Sistema PCP Aplicado a Crudos Pesados

Ventajas	Desventajas
Bajas inversiones y bajos costos para su aplicación en pozos someros.	Su vida útil puede ser muy corta debido a que su elastómero es sensible a diferentes condiciones de producción.
Opera sin problemas en pozos productores de crudos muy viscosos.	Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede volverse un problema grave en pozos desviados.
Es capaz de manejar la producción de arena.	Se desempeña sin problemas a temperaturas de hasta 350 °F
Es un sistema de levantamiento muy eficiente para producir crudos pesados.	

Fuente: ALVARADO, Aliskair. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. 2009. p. 139. Modificada por el autor

- **Levantamiento por gas (*Gas Lift*).** El sistema *Gas Lift* es reconocido por poder manejar un alto caudal de producción y además por ser bastante flexible ajustándose fácilmente a diferentes condiciones de producción. Durante el desarrollo de la vida productiva de un pozo varios aspectos relacionados con la producción pueden ir cambiando, como la presión de yacimiento, la relación gas-petróleo, el corte de agua e inclusive el índice de productividad. Ante estos cambios normalmente la mayoría de sistemas de levantamiento artificial se ven obligados a un redimensionamiento de sus equipos, pero este no suele ser el caso para los sistemas tipo *Gas Lift* ya que este sistema puede ajustarse más fácilmente a las variaciones en las condiciones de producción.

Con los demás sistemas de levantamiento artificial lo normal es que se mantenga un régimen de flujo constante en la tubería de producción, pero el levantamiento por *Gas Lift* presenta un comportamiento único al utilizarse para producir crudos pesados. La alta densidad y viscosidad además de la baja relación gas-petróleo son condiciones típicas de los crudos pesados y normalmente provocan que el régimen de flujo en la tubería de producción sea más turbulento. Además, durante todo el proceso de levantamiento se tiene una mezcla de líquido y burbujas de

gas, por lo cual durante la producción se presentara alguno de los diferentes tipos de flujo multifásicos.

En una aplicación ideal de *Gas Lift* para crudo pesado el flujo por la tubería de producción se asemeja a condiciones de flujo natural con una columna hidrostática reducida por el gas que se encuentra repartido homogéneamente en el fluido y un flujo tipo burbuja, pero la producción en estas condiciones no es siempre factible. En la realidad el gas entra a la tubería de producción a través de válvulas, mediante estas válvulas se mezcla el gas con el fluido de producción, una elevada tasa de entrada de gas al sistema provoca que se pierda la continuidad de la fase líquida en el fluido de producción.

Si durante el levantamiento el volumen de gas es tres o más veces el volumen de líquido se presentaría un flujo por baches de líquido, en general una alta velocidad para la inyección del gas provoca normalmente un flujo anular donde el líquido se mueve cerca de las paredes de la tubería y el gas se mueve más rápidamente por el centro de la tubería. Si la velocidad del gas es lo suficientemente alta entonces se presenta un flujo tipo niebla, en cuanto a los crudos pesados este tipo de flujo puede llegar a reducir significativamente la densidad de la mezcla al igual que su viscosidad.

Un problema operacional que se puede presentar en la producción de crudos pesados mediante el sistema *Gas Lift* consiste en la generación de emulsiones, estas emulsiones de aceite y agua se forman en presencia de altos cortes de agua y pueden llegar a ser emulsiones bastantes apretadas, esto debido al efecto del levantamiento en la mezcla de los fluidos. Mas sin embargo otros sistemas de levantamiento también pueden propiciar aún más la aparición de emulsiones, en especial aquellos sistemas que utilizan varillas de bombeo como el bombeo mecánico y el bombeo de cavidades progresivas, sin descartar que inclusive los métodos de bombeo hidráulico y electrosumergible pueden provocar pueden provocar tanta si no más emulsificación que el levantamiento por gas.

Entonces el levantamiento por *Gas Lift* favorece la producción de crudos pesados al disolver el gas en el crudo, reduciendo la densidad de la mezcla y la presión ejercida por la columna hidrostática, permitiendo una mayor fluidez de la mezcla de crudo pesado y gas. Las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de levantamiento por *Gas Lift* a la producción de crudos pesados se detallan en el **Cuadro 11**.

Cuadro 11. Ventajas y Desventajas del levantamiento por *Gas Lift* Aplicado a Crudos Pesados

Ventajas	Desventajas
Se desempeña muy bien en pozos con una alta producción de arena.	Requiera una fuente continua de gas
Es aplicable en pozos desviados.	Es un sistema de baja eficiencia, normalmente entre el 10% y el 15%.

Su vida útil es mayor que la de otros sistemas de levantamiento.	Normalmente se requiere una alimentación de gas a muy alta presión.
Es un sistema flexible que tiene una amplia gama de condiciones para su aplicación.	Suele ser aplicable para fluidos de gravedad API mayor a 15°.

Fuente: ALVARADO, Aliskair. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. 2009. p. 138. Modificada por el autor

3.3 PARÁMETROS DE SELECCIÓN PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

En teoría la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial se pueden aplicar en una muy amplia variedad de condiciones, más sin embargo en la realidad se observan límites que se repiten, para los cuales los sistemas ya no son tan eficientes o sencillamente ya no son aplicables. Para analizar y poder reconocer parámetros en los cuales un sistema de levantamiento puede operar en condiciones normales podemos analizar una gran cantidad de datos reales de pozos con sistemas de levantamiento que funcionen en condiciones regulares de producción.

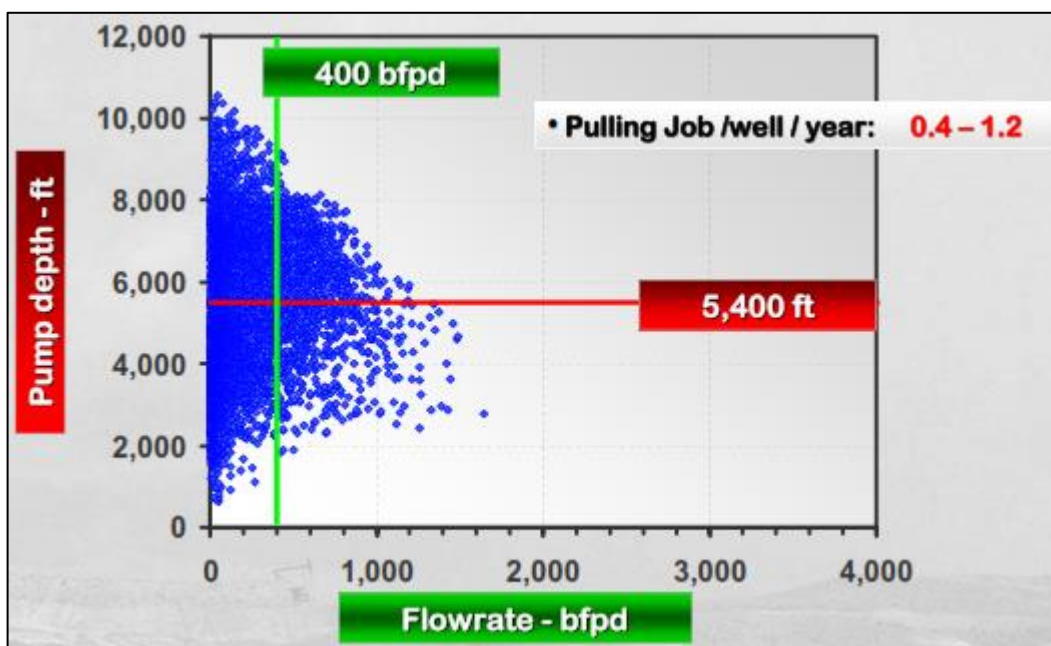
Marcelo Hirschfeldt¹³ realizó el análisis del límite mecánico para varios tipos de sistema de levantamiento que producen de la Cuenca del Golfo San Jorge, con una muestra de más de 11.000 pozos que producían mediante bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas o bombeo electrosumergible.

Teniendo en cuenta las condiciones de operación de los diferentes sistemas de levantamiento en un gran número de pozos se puede llegar a la conclusión de valores promedios en los que un sistema opera regularmente. Para los sistemas de levantamiento artificial de la Cuenca del Golfo San Jorge Hirschfeldt definió una tasa de producción promedio, una profundidad promedio de la bomba y el tiempo entre trabajos de reacondicionamiento (*Pull Job - Workover*).

Al analizar los datos provenientes de 8.989 pozos productores con bombeo mecánico se definió una tasa de producción promedio de 400 BFPD, una profundidad promedio de la bombas de 5.400 ft y un tiempo entre *Workover* que va de 0,4 a 1,2 años. Como se puede observar en la **Gráfica 2**.

Gráfica 2. Instalaciones de bombeo mecánico en la Cuenca del Golfo San Jorge

¹³ HIRSCHFELDT, Marcelo. Artificial lift in mature fields case study of the Golfo San Jorge basin. Oilproduction Consulting & Training, La Patagonia, Argentina. 2006. p. 1 -44.

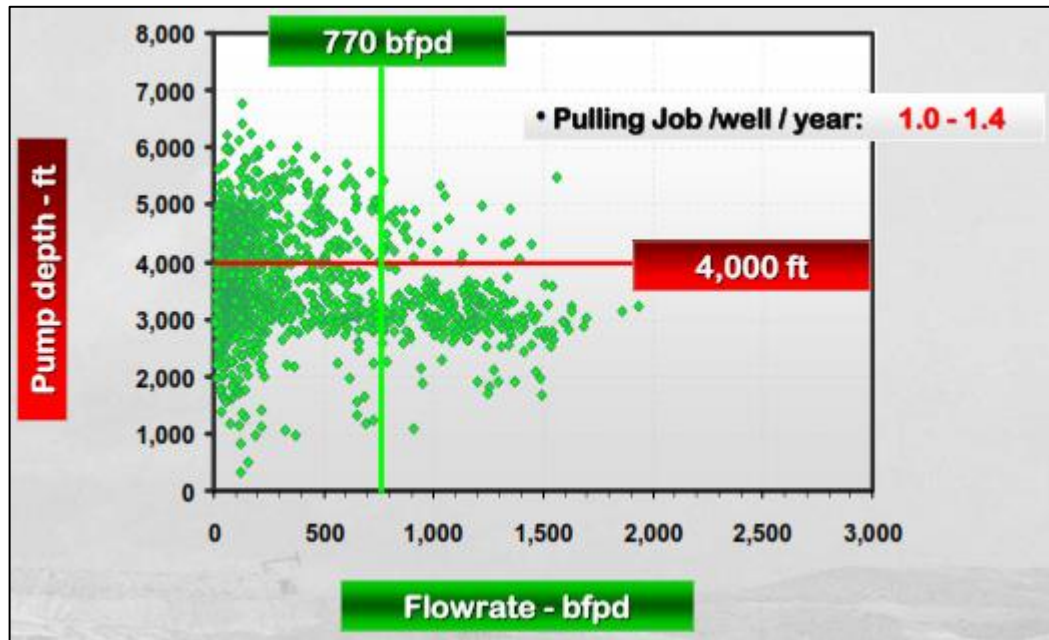


Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Artificial lift in mature fields case study of the Golfo San Jorge basin. 2006. p. 26.

Con datos correspondientes a 1.313 pozos productores con bombeo por cavidades progresivas se estableció una tasa de producción promedio de 770 BFPD, una profundidad promedio de la bombas de 4.000 ft y un tiempo entre Workover que va de 1 a 1,4 años. Como se puede observar en la **Gráfica 3**.

Y finalmente al analizar 1.125 pozos productores con bombeo electrosumergible se define una tasa de producción promedio de 6500 BFPD, una profundidad promedio de la bombas de 1.300 ft y un tiempo entre Workover que va de 0,4 a 0,6 años. Como se puede observar en la **Gráfica 4**.

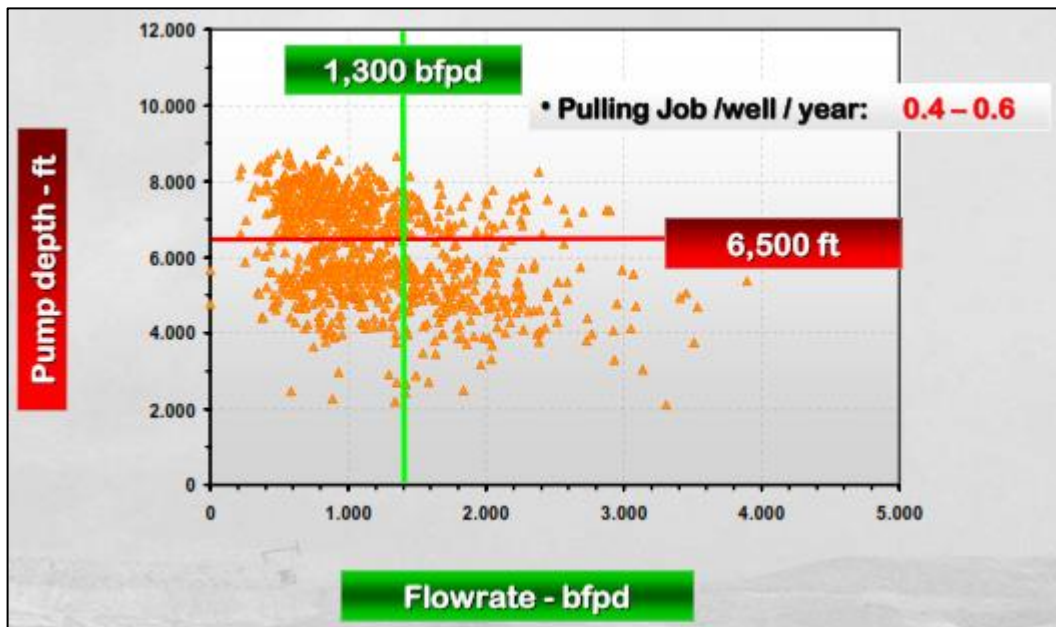
Gráfica 3. Instalaciones de bombeo por cavidades progresivas en la Cuenca del Golfo San Jorge



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Artificial lift in mature fields case study of the Golfo San Jorge basin. 2006. p. 30.

En trabajos investigativos se puede encontrar varios ejemplos similares en donde se analizan diferentes condiciones de operación de para un mismo sistema

Gráfica 4. Instalaciones de bombeo electrosumergible en la Cuenca del Golfo San Jorge



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Artificial lift in mature fields case study of the Golfo San Jorge basin. 2006. p. 34.

Analizar una gran cantidad de datos reales de pozos con sistemas de levantamiento que funcionen en condiciones regulares es una opción para definir parámetros en donde se sepa con certeza que un sistema de levantamiento puede operar. Otra opción para este fin sería remitirse a la literatura diferentes autores a lo largo del tiempo han establecido parámetros tanto de forma empírica como teórica, casi siempre basándose en datos reales que ellos mismo han analizado. Un ejemplo de parámetros establecidos se detalla en el **Cuadro 12**.

Cuadro 12. Comparación de los sistemas de levantamiento artificial

ALS	Unidad	Bombeo mecánico	PCP	Gas Lift	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo electro-sumergible
Variable							
Profundidad operativa Máxima, TVD	Pies (ft)	16.000	12.000	18.000	17.000	15.000	15.000
	Metros (m)	4.878	3.658	4.572	5.182	4.572	4.572
Volumen Operativo Máximo	BFPD	5.000	4.500	50.000	8.000	20.000	60.000
Temperatura Operativa Máxima	°F	550	250	450	550	550	400
	°C	288	121	232	288	288	204
Manejo de Corrosión		Buena a Excelente	Aceptable	Buena a Excelente	Buena	Excelente	Buena
Manejo de Gas		Aceptable a Buena	Buena	Excelente	Aceptable	Buena	Aceptable
Manejo de Sólidos		Aceptable a Buena	Excelente	Buena	Aceptable	Buena	Aceptable
Gravedad de Fluido	°Api	>8	<40	>15	>8	>8	>10
Mantenimiento		Equipo de Reacondicionamiento de pozo	Equipo de Reacondicionamiento de pozo	Wireline o equipo de Reacondicionamiento de pozo	Hidráulico o Wireline	Hidráulico o Wireline	Equipo de Reacondicionamiento de pozo
Motor		Combustión interna o eléctrico	Combustión interna o eléctrico	Compresor	Combustión interna o eléctrico	Combustión interna o eléctrico	Eléctrico
Aplicación Offshore		Limitado	Limitado	Excelente	Buena	Excelente	Excelente
Eficiencia del sistema	%	45 a 60	50 a 75	10 a 30	45 a 55	10 a 30	35 a 60

Fuente: MARISCAL, John. Módulo: Bombeo por cavidades Progresivas. UIS. 2014. p. 56-57. Modificada por el autor

Otros ejemplos de parámetros establecidos para comparar y seleccionar sistemas de levantamiento artificial pueden verse en los **Anexos A al C**.

Los sistemas de levantamiento artificial están diseñados para distintas aplicaciones y por lo tanto presentan diferentes tipos de bombeo, funcionamientos, características y limitaciones. Dichas limitaciones establecen parámetros que al analizarse pueden definir rangos de operación mediante los cuales se puede seleccionar los sistemas más adecuados para las condiciones de cada pozo.

Los rangos de operación permiten discriminar los sistemas en aplicables y no aplicables para cada pozo en particular, de acuerdo las condiciones del mismo. Este método nos permite reducir el número de sistemas de levantamiento artificial disponible para cada pozo, dejando para el diseño únicamente los sistemas cuyos rangos de operación sean compatibles con las características individuales de cada pozo.

Teniendo en cuenta el enfoque de producción de crudos pesados se designaron 8 características de producción propias de cada pozo las cuales son: la tasa de producción, la profundidad de los perforados, el diámetro nominal (OD) del *casing*, la temperatura del fluido producido, la presión de fondo fluyente (Pwf), el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W), la relación gas – aceite (GOR) y la densidad ($^{\circ}$ API).

Estas variables de producción se seleccionaron teniendo en cuenta que cada una de estas variables puede ser decisiva a la hora de seleccionar el sistema de levantamiento, ya que la variable en cuestión puede llegar a descartar por completo un sistema de levantamiento. Otras variables pueden ser importantes en la selección como la ubicación o las facilidades de superficie, especialmente cuando nos referimos a crudos pesados, pero en muchos casos estas otras variables no son tan críticas o inflexibles como las variables seleccionadas.

La gran mayoría de los autores al comparar sistemas de levantamiento mediante parámetros generalizan estos para la producción de todo tipo de crudo, ya sea crudo liviano o pesado si distinción alguna. Por eso la inclusión de la gravedad api es una variable de gran importancia, aun si únicamente se está analizando para crudos pesados que oscilan entre 10° API Y $22,3^{\circ}$ API. Que tan pesado sea el crudo dentro de este estrecho rango puede favorecer a un sistema sobre los otros.

La producción de crudos pesados se caracteriza por elevados valores de densidad y viscosidad del fluido producido, Por ende los sistemas de levantamiento requieren de mayor potencia debido a la alta viscosidad de los fluidos y las pérdidas de fricción adicionales, esto limita la capacidad de levantamiento desde grandes profundidades o a altas tasas de producción. Este fenómeno tiene particular importancia ya que puede llegar a afectar considerablemente las variables de tasa de producción y profundidad máxima en que un sistema pueda aplicarse.

Posteriormente a seleccionar las variables de producción se establecieron 4 rangos de operación de acuerdo con el desempeño de cada sistema con respecto a cada una de las ocho características mencionadas anteriormente. Estos rangos de operación son: limitado, aceptable, bueno y excelente. Esto fue posible al

construir sobre el trabajo de Álvaro Muñoz¹⁴ quien definió rangos de selección de sistemas de levantamiento artificial para valores cualitativos similares, estos valores fueron revisados y adaptados teniendo en cuenta el enfoque de la aplicación a crudos pesados.

Esto se hizo con extremo cuidado al analizar y comparar datos reales de pozos con sistemas de levantamiento que funcionen en condiciones regulares para definir parámetros en donde un sistema de levantamiento puede operar teniendo en cuenta los datos reales proporcionados por Hirschfeldt y otros, además de remitirse a la literatura de diferentes autores y los parámetros que estos han establecido como lo hicieron Brown, Mariscal, Muñoz y otros autores, comparando entre si todos estos datos y dándole particular relevancia a los datos relacionados a la producción de crudos pesados, se definió así los rangos correspondientes a la clasificación anteriormente dada.

A continuación se describen y enuncia los rangos de aplicación que se establecieron para los diferentes sistemas de levantamiento artificial en la producción de crudos pesados.

3.3.1 Rangos de aplicación del sistema de bombeo electrosumergible. Los sistemas de bombeo electrosumergible se ven limitados por varios aspectos, tales como una baja tolerancia al gas, si no se cuenta con un separador de fondo. El motor de fondo utiliza el fluido de producción para refrigerarse esta acción se ve muy afectada con la temperatura del fluido.

No se justifica su aplicación en pozos someros o de bajo potencial debido a sus costos. La profundidad no afecta su desempeño pero si está limitada debido a los costos del cable y a la capacidad de la bomba. Además, no es recomendable la aplicación de este sistema en pozos con alta producción de sólidos.

Por otra parte, este sistema permite la producción de muy altos caudales de fluido. Se puede instalar en varios tamaños de *casings* aunque se prefieren diámetros mayores. No se ve restringido por el corte de agua.

En el **Cuadro 13** se presentan los rangos de operación para el sistema de Bombeo Electrosumergible para la producción de crudos pesados, y organizados de acuerdo con el desempeño del sistema.

¹⁴ MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabián y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. Bucaramanga, Colombia. 2007. p. 94-122.

Cuadro 13. Rangos de operación sistema de bombeo electro-sumergible

Bombeo Electrosumergible				
Variables	Rangos de desempeño			
	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de Producción (BFPD)	100 - 200	201 - 300 40001 - 50000	301 - 1000 30001 - 40000	1001 - 30000
Profundidad del pozo (ft)	10001 - 12000	7501 - 10000	5001 - 7500	1 - 5000
Tamaño de Casing (In OD)	4 1/2		5 ½	>=7
Temperatura (°F)	351 - 450	326 - 350	251 - 325	1 - 250
Pwf (psi)			14 - 300	>300
BSW (%)			91 - 99,9	0.1 - 90
Viscosidad del fluido producido (cp)	201 - 5000	101 - 200	51 - 100	0.1 - 50
GOR (scf/stb)	4001 - 5000	1501 - 4000	501 - 1500	0 - 500
Densidad (°Api)	10 - 20	20 - 23	23 - 29	>29

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Modificado por el autor.

3.3.2 Rangos de aplicación del sistema de bombeo hidráulico jet. Los sistemas de Bombeo Hidráulico Jet se ven limitados ya que poseen una baja tolerancia al gas y no puede manejar altos niveles de GOR. El sistema jet al compararse con otros sistemas de levantamiento artificial con bombas de subsuelo requiere de una mayor presión a la entrada de la bomba para evitar la cavitación.

A pesar de tener una baja eficiencia volumétrica el Bombeo Hidráulico Jet puede manejar tanto altos como bajos caudales, sin restricción en la presión de fondo fluyente.

No se ve afectado por altas temperaturas, ni altos cortes de agua, es resistente a fluidos corrosivos y abrasivos. Y se puede instalar fácilmente a altas profundidades en casi cualquier tipo de ensamblaje de fondo.

En el **Cuadro 14** se presentan los rangos de operación para el sistema de bombeo hidráulico jet para la producción de crudos pesados, y organizados de acuerdo con el desempeño del sistema.

Cuadro 14. Rangos de operación sistema de bombeo hidráulico Jet

Bombeo Hidráulico Jet				
Variables	Rangos de desempeño			
	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de Producción (BFPD)	10001 - 12000	1 - 50 4001 - 10000	51 - 100 1001 - 4000	101 - 1000
Profundidad del pozo (ft)	2001 - 5000	5001 - 7500	7501 - 10000	10001 - 15000
Tamaño de Casing (In OD)	9 5/8	7	5 1/2	2 3/8 - 4 1/2
Temperatura (°F)	551 - 600		251 - 550	1 - 250
Pwf (psi)		14 - 100	101 - 200	>200
BSW (%)	61 - 100	36 - 60	21 - 35	0.1 - 20
Viscosidad del fluido producido (cp)	801 - 1000	501 - 800	201 - 500	0,1 - 200
GOR (scf/stb)	401 - 500	301 - 400	201 - 300	0 - 200
Densidad (°Api)	8 - 10		>23	10 - 23

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Modificado por el autor.

3.3.3 Rangos de aplicación del sistema de bombeo mecánico. Los sistemas de bombeo mecánico se ven limitados por varios aspectos, como la profundidad, debido al peso y resistencia de las varillas y la dinámica del bombeo. Los caudales que permite levantar son bajos en comparación con otros sistemas, el drenaje del pozo suele ser lento. Su operación se ve afectada cuando hay una alta producción de gas o de sólidos.

Por otro lado, el Sistema de Bombeo Mecánico permite el levantamiento de crudos de alta viscosidad. Se puede aplicar en pozos estrechos (casing con reducido diámetro interno). Tolera de forma aceptable altas temperaturas.

Es capaz de manejar bajos niveles de presión de fondo fluyente. En consecuencia, se pueden lograr un alto grado de depleción en el yacimiento.

En el **Cuadro 15** se presentan los rangos de operación para el Sistema de Bombeo Mecánico para la producción de crudos pesados, y organizados de acuerdo con el desempeño del sistema.

Cuadro 15. Rangos de operación sistema de bombeo mecánico

Bombeo Mecánico				
	Rangos de desempeño			
Variabes	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de Producción (BFPD)	4001 - 5000	1 - 5 1001 - 4000	6 - 100 501 - 1000	101 - 500
Profundidad del pozo (ft)	10001 - 12000	7001 - 10000	3001 - 7000	1 - 3000
Tamaño de Casing (In OD)	2 3/8 - 9 5/8	7		4 ½ - 5 ½
Temperatura (°F)	551 - 600	401 - 550	251 - 400	1 - 250
Pwf (psi)	501 - 4000	301 - 500	201 - 300	14 - 200
BSW (%)	61 - 95	46 - 60	26 - 45	0.1 - 25
Viscosidad del fluido producido (cp)	5001 - 7000	3001 - 5000	0,1 - 20 1001 - 3000	21 - 1000
GOR (scf/stb)	401 - 700	301 - 400	201 - 300	0 - 200
Densidad (°Api)	>40	8 - 10	10 - 20 24 - 40	10 - 23

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Modificado por el autor.

3.3.4 Rangos de aplicación del sistema de bombeo por cavidades progresivas. Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas se ven limitados por varios aspectos, tales como una tasa de producción limitada por el tamaño de la bomba. Aunque se han desarrollado nuevas tecnologías para las varillas, el peso y el aguante de las mismas sigue siendo un factor limitante para la profundidad de la aplicación, por las altas pérdidas por fricción que se presentan en las varillas y los centralizadores. Son sistemas susceptibles a fallas en pozos desviados. Tienen baja tolerancia a altas temperaturas debido a que la producción de fluidos muy calientes puede generar serios daños al estator de la bomba.

En sus aspectos destacables encontramos que el bombeo por cavidades progresivas al igual que el Bombeo Mecánico puede instalarse en pozos estrechos. Tiene un buen manejo de crudos pesados y fluidos viscosos. Posee buena tolerancia a la producción de sólidos como arena. No tiene inconvenientes con manejar altos porcentajes de agua.

En el **Cuadro 16** se presentan los rangos de operación para el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas para la producción de crudos pesados, y organizados de acuerdo con el desempeño del sistema.

Cuadro 16. Rangos de operación sistema de bombeo de cavidades progresivas

Bombeo de Cavidades Progresivas				
	Rangos de desempeño			
Variables	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de Producción (BFPD)	4501 - 5000	3501 - 4500	6 - 100 1501 - 3500	101 - 1500
Profundidad del pozo (ft)	5501 - 6000	2501 - 5500	1501 - 2500	1 - 1500
Tamaño de Casing (In OD)	9 5/8	7		2 3/8 - 5 1/2
Temperatura (°F)	281 - 350		251 - 280	1 - 250
Pwf (psi)		14 - 100	101 - 200	>200
BSW (%)	56 - 90	41 - 55	16 - 40	0.1 - 15
Viscosidad del fluido producido (cp)	0 - 100 10001 - 12000	101 - 500 8001 - 10000	501 - 1000 6001 - 8000	1001 - 6000
GOR (scf/stb)	301 - 500		151 - 300	0 - 150
Densidad (°Api)	30 - 40	25 - 30	25 - 10	10 - 8

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Modificado por el autor.

3.3.5 Rangos de aplicación del sistema *gas lift*. Los sistemas de Levantamiento por gas (Gas Lift) requieren un alto caudal de producción y un alto GOR para su correcto desempeño. Debido a su mecanismo de levantamiento presenta dificultad para manejar crudos pesados y viscosos, no se recomienda para producir crudos con menos de 12° Api. Se ve limitado al tener que levantar columnas de fluido desde altas profundidades. Necesita de un casing de un amplio diámetro interno para manejar las altas presiones del gas que se presentan en el anular. Su desempeño mejora con altas presiones de fondo fluyente.

Este método de levantamiento opera sin problemas en pozos desviados. Maneja muy bien las altas temperaturas de fondo, debido a sus pocos componentes en fondo. Es capaz de operar con una alta producción de arena. Responde bien al manejar altos cortes de agua.

En el **Cuadro 17** se presentan los rangos de operación para el sistema *Gas Lift* para la producción de crudos pesados, y organizados de acuerdo con el desempeño del sistema.

Cuadro 17. Rangos de operación sistema Gas Lift

Gas Lift				
	Rangos de desempeño			
Variables	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente

Tasa de Producción (BFPD)	100 - 500 20001 - 30000	501 - 1000	1001 - 5000 10001 - 20000	5001 - 10000
Profundidad del pozo (ft)	10001 - 15000	1 - 2500	2501 - 7500	7500 - 10000
Tamaño de Casing (In OD)		4 1/2	5 1/2	>=7
Temperatura (°F)	401 - 500	281 - 400	201 - 280	1 - 200
Pwf (psi)	501 - 650	651 - 850	851 - 1000	>1000
BSW (%)	81 - 90	41 - 80	21 - 40	0.1 - 20
Viscosidad del fluido producido (cp)	6 - 10 601 - 800	11 - 20 501 - 600	21 - 30 201 - 500	31 - 200
GOR (scf/stb)	51 - 150	151 - 500	501 - 1000	>1000
Densidad (°Api)	15 - 22	22 - 25	25 - 30	>25

Fuente: RODRIGUEZ, Álvaro. TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Modificado por el autor.

4. SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA CRUDOS PESADOS

Ante las múltiples alternativas para la producción de crudos pesados mediante sistemas de levantamiento artificial, el principal objetivo de la selección de un sistema de levantamiento es obtener resultados de bajo costo y alto rendimiento, que generen un resultado deseable.

A continuación se propone un método de selección de sistemas de levantamiento artificial para la producción de crudos pesados basado en el análisis comparativo de las condiciones de producción del pozo. Este método incluye el factor de densidad para el proceso de selección, ya que aunque está pensado para aplicarse en la producción de crudos pesados, se ve limitado en gran medida a este tipo de crudo por los rangos que se establecieron en este método, tomándose consideraciones adicionales y realizando cambios a los rangos establecidos se podría aplicar un método similar a este en la selección de sistemas de levantamiento para pozos de crudo más ligero.

4.1 METODO DE SELECCIÓN

Los pozos deberán ser sometidos a un proceso de evaluación por medio de los rangos de operación anteriormente establecidos, para clasificar el desempeño que podría tener con cada uno de los sistemas de levantamiento y determinar que sistemas aplican y no aplican.

El método de análisis para la selección es inicialmente cualitativo al definir si el sistema aplica o no lo hace, y posteriormente es cuantitativo al arrojar un número que representa que tan bueno puede ser el desempeño de este tipo de sistema de levantamiento en el pozo estudiado.

Con el fin de calificar de manera cualitativa el desempeño de cada sistema de levantamiento en un pozo, se debe primero definir los valores de cada uno de las 8 variables de producción a tener en cuenta. Estas variables son particulares de cada pozo, y como se definió en el capítulo anterior son:

- Tasa de producción, en barriles de fluido por día (BFPD).
- Profundidad del pozo, en pies (ft)
- Tamaño del *casing*, en pulgadas de diámetro externo (in OD).
- Temperatura, en grados Fahrenheit (°F).
- Pwf, presión de fondo fluyente en libras por pulgada cuadrada (Psi).
- BS&W, agua y sedimentos de fondo en porcentaje (%).
- GOR, relación gas-petróleo en pies cubico de gas por barril de petróleo (scf/stb)

- Densidad, Gravedad Api ($^{\circ}$ Api).

Para que el sistema de levantamiento artificial analizado sea aplicable para el pozo, las 8 variables del pozo deberán caer en alguno de los cinco rangos de desempeño ya establecidos, estos rangos son: limitado, aceptable, bueno y excelente. Cuando una sola característica se encuentre por fuera de los rangos de operación del Sistema de Levantamiento Artificial, este será calificado como no aplicable para el pozo en cuestión. Así se llega a la conclusión cualitativa de si el sistema es aplicable o no aplicable.

Según el rango de desempeño de cada una de las variables en el pozo, se procede a asignarle a cada variable un índice de aplicabilidad con valores que serán 1, 2, 3 y 4 para cuando el desempeño sea limitado, aceptable, bueno y excelente respectivamente, y 0 cuando la característica del pozo esté fuera de los rangos de operación del sistema.

Al ponderar y hallar el promedio de este índice de aplicabilidad obtenemos una calificación general cuantitativa de la aplicabilidad del sistema de levantamiento dentro del pozo analizado. Así se le asigna un valor numérico al desempeño del sistema de acuerdo con el rango en que se encuentre cada una de las características del pozo.

De esta forma, obtenemos un valor cualitativo de si el sistema es aplicable o no, y una vez definido que es aplicable, se le asigna un valor un valor cuantitativo entre 1 y 4, este índice de aplicabilidad indica que tan recomendable es la aplicación del sistema, siendo 1 un valor no tan recomendable y siendo 4 un valor muy recomendable. De esta forma, podemos descartar inmediatamente los sistemas de levantamiento no aplicables, y analizar debido a que variables en específico el índice de aplicabilidad se ve afectado negativamente.

Al descartar los sistemas no aplicables y asignar un valor cuantitativo a los sistemas aplicables, se puede seleccionar el sistema más indicado para las condiciones de producción del pozo en cuestión. Otra opción recomendada sería pasar al diseño de todas las opciones aplicables de levantamiento, Los resultados de estos diseños pueden compararse y permitirán establecer criterios adicionales a partir de los cuales se puede seleccionar la mejor opción para cada pozo analizado.

4.2 APLICACIÓN DEL METODO DE SELECCIÓN

A continuación, podemos observar 2 ejemplos de la aplicación del método de selección anteriormente propuesto, esto mediante la utilización de variables de producción de pozos reales el primero de la Cuenca del Valle Medio del

Magdalena y el segundo ubicado en la Cuenca del Catatumbo, estos los podemos observar en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Características pozos a analizar.

Pozos	Variables							
	Tasa de Producción (BFPD)	Profundidad del pozo (ft)	Tamaño de Casing (In OD)	Tyto (°F)	Pwf (psig)	BSW (%)	GOR (scf/stb)	°API
Ejemplo 1	84,7	8200	7,625	167	106,3	40%	10	14,8
Ejemplo 2	1196	5483,5	6,366	178,3	818,9	96,95%	361	39

Ya con los datos de variables de producción, solo queda introducir estos datos en las plantillas para la calificación del desempeño de los sistemas de levantamiento, y así generar 5 cuadros por pozo, cada cuadro muestra el desempeño de un sistema de levantamiento en el pozo analizado. Estas plantillas pueden encontrarse en los **Anexos D al H**.

A continuación, los cuadros del 18 al 27 muestran la combinación de los parámetros de los sistemas de levantamiento ya establecidos con las características de cada pozo, esto con el objetivo de observar la aplicabilidad y dependiendo de esta aplicabilidad la calificación del sistema en cada uno de los pozos que serán analizados. En el **Cuadro 18** se califica el desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 1.

Cuadro 18. Calificación del desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 1.

Variables	EJ-1	Bombeo Electro Sumergible				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	84,7	100 - 200	201 - 300 40001 - 50000	301 - 1000 30001 - 40000	1001 - 30000	NO APLICA	0	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	8200	10001 - 12000	7501 - 10000	5001 - 7500	1 - 5000	Aceptable	2	
Tamaño de Casing (In OD)	7,625	4 1/2		5 ½	>=7	Excelente	4	
Temperatura (°F)	167	351 - 450	326 - 350	251 - 325	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	106,3			14 - 300	>300	Bueno	3	
BS&W (%)	40			91 - 99,9	0.1 - 90	Excelente	4	
GOR (scf/stb)	10	4001 - 5000	1501 - 4000	501 - 1500	0 - 500	Excelente	4	
Densidad (°Api)	14,8	10 - 20	20 - 23	23 - 29	>29	Limitado	1	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 19** se califica el desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 2.

Cuadro 19. Calificación del desempeño del sistema de bombeo electro sumergible en el Pozo Ejemplo 2.

Variables	EJ-2	Bombeo Electro Sumergible				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	1196	100 - 200	201 - 300 40001 - 50000	301 - 1000 30001 - 40000	1001 - 30000	Excelente	4	APLICABLE 3,63
Profundidad del pozo (ft)	5483,5	10001 - 12000	7501 - 10000	5001 - 7500	1 - 5000	Bueno	3	
Tamaño de Casing (In OD)	6,366	4 1/2		5 ½	>=7	Bueno	3	
Temperatura (°F)	178,3	351 - 450	326 - 350	251 - 325	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	818,9			14 - 300	>300	Excelente	4	
BS&W (%)	96,95			91 - 99,9	0.1 - 90	Bueno	3	
GOR (scf/stb)	361	4001 - 5000	1501 - 4000	501 - 1500	0 - 500	Excelente	4	
Densidad (°Api)	39	10 - 20	20 - 23	23 - 29	>29	Excelente	4	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 20** se califica el desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 1.

Cuadro 20. Calificación del desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 1.

Variables	EJ-1	Bombeo Hidráulico Jet				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	84,7	10001 - 12000	1 - 50 4001 - 10000	51 - 100 1001 - 4000	101 - 1000	Excelente	4	APLICABLE 3,25
Profundidad del pozo (ft)	8200	2001 - 5000	5001 - 7500	7501 - 10000	10001 - 15000	Bueno	3	
Tamaño de Casing (In OD)	7,625	9 5/8	7	5 1/2	2 3/8 - 4 1/2	Aceptable	2	
Temperatura (°F)	167	551 - 600		251 - 550	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	106,3		14 - 100	101 - 200	>200	Bueno	3	
BS&W (%)	40	61 - 100	36 - 60	21 - 35	0.1 - 20	Aceptable	2	
GOR (scf/stb)	10	401 - 500	301 - 400	201 - 300	0 - 200	Excelente	4	
Densidad (°Api)	14,8	8 - 10		>23	10 - 23	Excelente	4	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 21** se califica el desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 2.

Cuadro 21. Calificación del desempeño del sistema de bombeo hidráulico jet en el Pozo Ejemplo 2.

		Bombeo Hidráulico Jet						
Variables	EJ-2	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)	1196	10001 - 12000	1 - 50 4001 - 10000	51 - 100 1001 - 4000	101 - 1000	Bueno	3	APLICABLE 2,75
Profundidad del pozo (ft)	5483,5	2001 - 5000	5001 - 7500	7501 - 10000	10001 - 15000	Aceptable	2	
Tamaño de Casing (In OD)	6,366	9 5/8	7	5 1/2	2 3/8 - 4 1/2	Bueno	3	
Temperatura (°F)	178,3	551 - 600		251 - 550	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	818,9		14 - 100	101 - 200	>200	Excelente	4	
BS&W (%)	96,95	61 - 100	36 - 60	21 - 35	0.1 - 20	Limitado	1	
GOR (scf/stb)	361	401 - 500	301 - 400	201 - 300	0 - 200	Aceptable	2	
Densidad (°Api)	39	8 - 10		>23	10 - 23	Bueno	3	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 22** se califica el desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 1.

Cuadro 22. Calificación del desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 1.

		Bombeo Mecánico						
Variables	EJ-1	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)	84,7	4001 - 5000	1 - 5 1001 - 4000	6 - 100 501 - 1000	101 - 500	Bueno	3	APLICABLE 3,38
Profundidad del pozo (ft)	8200	10001 - 12000	7001 - 10000	3001 - 7000	1 - 3000	Aceptable	2	
Tamaño de Casing (In OD)	7,625	2 3/8 - 9 5/8	7		4 ½ - 5 ½	Aceptable	2	
Temperatura (°F)	167	551 - 600	401 - 550	251 - 400	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	106,3	501 - 4000	301 - 500	201 - 300	14 - 200	Excelente	4	
BS&W (%)	40	61 - 95	46 - 60	26 - 45	0.1 - 25	Excelente	4	
GOR (scf/stb)	10	401 - 700	301 - 400	201 - 300	0 - 200	Excelente	4	
Densidad (°Api)	14,8	>40	8 - 10	10 - 20 24 - 40	10 - 23	Excelente	4	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 23** se califica el desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 2.

Cuadro 23. Calificación del desempeño del sistema de Bombeo mecánico en el Pozo Ejemplo 2.

		Bombeo Mecánico						Calificación General
Variables	EJ-2	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	
Tasa de Producción (BPD)	1196	4001 - 5000	1 - 5 1001 - 4000	6 - 100 501 - 1000	101 - 500	Aceptable	2	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	5483,5	10001 - 12000	7001 - 10000	3001 - 7000	1 - 3000	Bueno	3	
Tamaño de Casing (In OD)	6,366	2 3/8 - 9 5/8	7		4 ½ - 5 ½	Bueno	3	
Temperatura (°F)	178,3	551 - 600	401 - 550	251 - 400	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	818,9	501 - 4000	301 - 500	201 - 300	14 - 200	Limitado	1	
BS&W (%)	96,95	61 - 95	46 - 60	26 - 45	0.1 - 25	NO APLICA	0	
GOR (scf/stb)	361	401 - 700	301 - 400	201 - 300	0 - 200	Aceptable	2	
Densidad (°Api)	39	>40	8 - 10	10 - 20 24 - 40	10 - 23	Bueno	3	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 24** se califica el desempeño del sistema de bombeo por cavidades progresivas en el Pozo Ejemplo 1.

Cuadro 24. Calificación del desempeño del sistema PCP en el Pozo Ejemplo 1.

		Bombeo de Cavidades Progresivas						Calificación General
Variables	EJ-1	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	
Tasa de Producción (BPD)	84,7	4501 - 5000	3501 - 4500	6 - 100 1501 - 3500	101 - 1500	Excelente	4	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	8200	5501 - 6000	2501 - 5500	1501 - 2500	1 - 1500	NO APLICA	0	
Tamaño de Casing (In OD)	7,625	9 5/8	7		2 3/8 - 5 1/2	Aceptable	2	
Temperatura (°F)	167	281 - 350		251 - 280	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	106,3		14 - 100	101 - 200	>200	Bueno	3	
BS&W (%)	40	56 - 90	41 - 55	16 - 40	0.1 - 15	Bueno	3	
GOR (scf/stb)	10	301 - 500		151 - 300	0 - 150	Excelente	4	
Densidad (°Api)	14,8	30 - 40	25 - 30	25 - 10	10 - 8	Bueno	3	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 25** se califica el desempeño del sistema de bombeo por cavidades progresivas en el Pozo Ejemplo 2.

Cuadro 25. Calificación del desempeño del sistema PCP en el Pozo Ejemplo 2.

Variables	EJ-2	Bombeo de Cavidades Progresivas				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	1196	4501 - 5000	3501 - 4500	6 - 100 1501 - 3500	101 - 1500	Excelente	4	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	5483,5	5501 - 6000	2501 - 5500	1501 - 2500	1 - 1500	Aceptable	2	
Tamaño de Casing (In OD)	6,366	9 5/8	7		2 3/8 - 5 1/2	Bueno	3	
Temperatura (°F)	178,3	281 - 350		251 - 280	1 - 250	Excelente	4	
Pwf (psi)	818,9		14 - 100	101 - 200	>200	Excelente	4	
BS&W (%)	96,95	56 - 90	41 - 55	16 - 40	0.1 - 15	NO APLICA	0	
GOR (scf/stb)	361	301 - 500		151 - 300	0 - 150	Limitado	1	
Densidad (°Api)	39	30 - 40	25 - 30	25 - 10	10 - 8	Limitado	1	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 26** se califica el desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo Ejemplo 1.

Cuadro 26. Calificación del desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo Ejemplo 1.

Variables	EJ-1	Gas Lift				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	84,7	100 - 500 20001 - 30000	501 - 1000	1001 - 5000 10001 - 20000	5001 - 10000	NO APLICA	0	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	8200	10001 - 15000	1 - 2500	2501 - 7500	7500 - 10000	Excelente	4	
Tamaño de Casing (In OD)	7,625		4 1/2	5 1/2	>=7	Excelente	4	
Temperatura (°F)	167	401 - 500	281 - 400	201 - 280	1 - 200	Excelente	4	
Pwf (psi)	106,3	501 - 650	651 - 850	851 - 1000	>1000	NO APLICA	0	
BS&W (%)	40	81 - 90	41 - 80	21 - 40	0.1 - 20	Bueno	3	
GOR (scf/stb)	10	51 - 150	151 - 500	501 - 1000	>1000	NO APLICA	0	
Densidad (°Api)	14,8	15 - 22	22 - 25	25 - 30	>25	NO APLICA	0	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

En el **Cuadro 27** se califica el desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo RZ-21.

Cuadro 27. Calificación del desempeño del sistema de levantamiento por gas en el Pozo Ejemplo 2.

Variables	EJ-2	Gas Lift				R.D.**	I.A.*	Calificación General
		Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente			
Tasa de Producción (BPD)	1196	100 - 500 20001 - 30000	501 - 1000	1001 - 5000 10001 - 20000	5001 - 10000	Bueno	3	NO APLICABLE
Profundidad del pozo (ft)	5483,5	10001 - 15000	1 - 2500	2501 - 7500	7500 - 10000	Bueno	3	
Tamaño de Casing (In OD)	6,366		4 1/2	5 1/2	>=7	Bueno	3	
Temperatura (°F)	178,3	401 - 500	281 - 400	201 - 280	1 - 200	Excelente	4	
Pwf (psi)	818,9	501 - 650	651 - 850	851 - 1000	>1000	Aceptable	2	
BS&W (%)	96,95	81 - 90	41 - 80	21 - 40	0.1 - 20	NO APLICA	0	
GOR (scf/stb)	361	51 - 150	151 - 500	501 - 1000	>1000	Aceptable	2	
Densidad (°Api)	39	15 - 22	22 - 25	25 - 30	>25	Excelente	4	

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

Después de que cada uno de los pozos del Campo Río Zulia es sometido al proceso de evaluación para clasificar su desempeño, por medio de los rangos establecidos. Se concluyó que pozos son aplicables para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial. En la **Tabla 3** se listan los sistemas de levantamiento artificial aplicables para cada uno de los pozos.

Tabla 3. Resultados de la evaluación de aplicabilidad los ALS para los pozos analizados.

POZOS	Levantamientos Artificiales Aplicables					TOTAL
	Bombeo Electro-Sumergible	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Mecánico	Bombeo por Cavidades Progresivas	Gas Lift	
Ejemplo 1		APLICABLE: 3,25	APLICABLE: 3,38			2
Ejemplo 2	APLICABLE: 3,63	APLICABLE: 2,75				2

Para los datos del Pozo Ejemplo 1 una vez realizado el análisis este arroja que para este pozo es aplicable para el sistema de bombeo Hidráulico jet y para el sistema de bombeo mecánico, esto debido a varias razones, primero debido a que el pozo presenta una tasa de producción esperada muy baja para considerar un sistema de bombeo electrosumergible, además el pozo es de una profundidad considerable lo que complica demasiado la aplicación de un sistema de bombeo

por cavidades progresivas, y por último se descarta el sistema *Gas Lift* debido a que el pozo tiene bajos niveles de caudal, presión de fondo fluyente y GOR; estas 3 condiciones son muy comunes en los pozos productores de petróleos muy pesados. Para este ejemplo se recomienda utilizar el sistema de bombeo mecánico ya que su índice de aplicabilidad es el mayor (3,38) y además bastante alto al acercarse al valor de 4, esto significa que el sistema presentara un muy buen desempeño instalado en las condiciones analizadas

En el Pozo Ejemplo 2 el análisis arroja que es aplicable tanto el sistema de bombeo electrosumergible como el sistema de bombeo hidráulico jet. Los demás sistemas fueron descartados debido al alto BS&W que presenta el pozo. En este pozo el sistema de bombeo electrosumergible presenta un índice de aplicabilidad de 3,63 equivalente a un rango de desempeño muy bueno, mientras que el sistema de bombeo hidráulico jet presenta un índice de 2,71 que se encuentra entre los rasgos de aceptable y bueno, esto debido a que el bombeo hidráulico jet se ve limitado por altísimos niveles de BS&W, además de que las altas profundidades y los elevados niveles de GOR también restringen su aplicabilidad. Hay que resaltar que para este ejemplo el pozo produce un crudo ligero de 39° Api por ende es posible que no se hallan considerado como aplicables otras opciones de levantamiento que podrían ser factibles bajo el enfoque de producción de crudo ligero.

El método de selección arroja resultados específicos tanto cualitativos como cuantitativos sobre cual sistema de levantamiento debe ser seleccionado para el pozo estudiado. Como ya se había mencionado anteriormente también es recomendable diseñar las opciones de levantamiento aplicables para cada pozo, y de esta forma los resultados de los diseños permitirán establecer aún más criterios para seleccionar la mejor opción para cada pozo analizado.

5. CONCLUSIONES

- La producción de crudo pesado ofrece retos adicionales, el valor de la tecnología aplicada en la producción de hidrocarburos reside en su habilidad para reducir el costo total del producto. Estas tecnologías siempre deben ser seleccionadas tomando en cuenta las propiedades del fluido a producir, ya sean sistemas de levantamiento, métodos térmicos, químicos o la combinación de estos.
- Las variables de producción en un pozo tales como la temperatura, presión, caudal de los fluidos producidos, profundidad, tamaño del revestimiento e inclinación del pozo. Facilitan el uso de uno u otro sistema de levantamiento, en muchos casos son requisitos que favorecen cierto sistema, y al mismo tiempo son contraproducentes para otro tipo de sistema de levantamiento.
- La producción de crudos pesados se caracteriza por elevados valores de densidad y viscosidad del fluido producido, Por ende los sistemas de levantamiento requieren de mayor potencia debido a la alta viscosidad de los fluidos y las pérdidas de fricción adicionales, esto limita la capacidad de levantamiento desde grandes profundidades o a altas tasas de producción. Este fenómeno tiene particular importancia ya que termina afectando considerablemente las variables de tasa de producción y profundidad máxima en que un sistema pueda aplicarse.
- El método de selección de sistemas de levantamiento artificial para la producción de crudos pesados propuesto está basado en el análisis comparativo de las condiciones de producción del pozo. Este método incluye el factor de densidad para el proceso de selección, ya que aunque está pensado para aplicarse en la producción de crudos pesados, se ve limitado en gran medida a este tipo de crudo por los rangos que se establecieron en este método. Tomándose consideraciones adicionales y realizando cambios a los rangos establecidos se podría aplicar un método similar a este en la selección de sistemas de levantamiento para pozos de crudo más ligero.
- El sistema de levantamiento por gas no suele tener muchas aplicaciones para la producción de crudos pesados. sin embargo, puede ser considerado entre las opciones de sistemas de levantamiento si hay disponibilidad de gas y el crudo a producir no es extra pesado.

- Este trabajo enuncia una metodología de selección de sistemas de levantamiento artificial mediante unos límites operativos, estos límites han sido definidos por experiencia y/o teoría, más sin embargo no son absolutos, y pueden estar sujetos a cambio a la luz de nuevas aplicaciones o tecnologías.
- Al descartar los sistemas no aplicables y asignar un valor cuantitativo a los sistemas aplicables, es posible seleccionar el sistema más indicado para las condiciones de producción del pozo en cuestión. Otra opción para este fin es realizar el diseño de todas las opciones aplicables de levantamiento, Los resultados de estos diseños pueden compararse y permitirán establecer criterios adicionales a partir de los cuales se puede seleccionar la mejor opción para cada pozo analizado.
- Depende del trabajo de ingeniería realizado buscar ampliar límites de aplicación de los diferentes sistemas de levantamiento, y así llegar a lo que podría ser un nuevo tipo de operación eficaz y eficiente. El mejor sistema de levantamiento artificial es el que opera en equilibrio entre sus restricciones y capacidades, y entre sus costos y beneficios; todo esto con el objetivo de maximizar la rentabilidad.

6. RECOMENDACIONES

- Aplicar el método de selección propuesto a un gran número de pozos seleccionados de un mismo campo o cuenca, para así poder verificar su funcionalidad y obtener un conocimiento ampliado al comparar los resultados con los sistemas de levantamiento típicos que normalmente operan en este campo o cuenca.
- Diseñar cada una de las opciones de levantamiento aplicables para cada pozo. De esta forma, los resultados de los diseños darán criterios para seleccionar la mejor opción para cada pozo en particular.
- Evaluar la posibilidad de diseñar y aplicar algunos sistemas de levantamiento que inicialmente se consideren como no aplicables, haciendo las consideraciones necesarias sobre las variables de producción que limiten el uso de este sistema en particular.
- Considerar la opción de aumentar el número de variables de producción escogidas para el proceso de selección, y de esta forma poder agregar otras variables de relevancia, como lo podrían ser algunas variables de tipo económico.
- Analizar las proyecciones en el futuro de las variables de producción, a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento artificial este debe adaptarse tanto a las condiciones actuales como a las previsiones que se tengan sobre el futuro de la producción.
- Revisar la opción de tomar consideraciones adicionales y realizar cambios a los rangos establecidos en este método de selección, para así poder aplicar un método similar a este en la selección de sistemas de levantamiento para pozos de crudos medianos o ligeros.

BIBLIOGRAFÍA

ALBOUDWAREJ, H.; et al. La importancia del petróleo pesado. Oilfield review, Otoño 2006. 22 p.

ALISKAIR, Alvarado. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2009. 312 p.

BARBERII, Efraín. El Pozo Ilustrado. Caracas, Venezuela: Lagoven S.A., 1997. 671 p.

BARÓN, Mauricio y PEREZ, José. Selección de los sistemas de levantamiento artificial para el Campo Rio Zulia. Trabajo de grado. Universidad de América, Bogotá D.C, Colombia, 2012. 234 p.

BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 1. Tulsa, Oklahoma: PennWellBooks, 1980. 491 p.

BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2a. Tulsa, Oklahoma: PennWellBooks, 1980. 734 p.

BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2b. Tulsa, Oklahoma: PennWellBooks, 1980. 610 p.

CAPACHO, Ruth y GROSSO, J. Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extra pesados. División editorial UIS, 2003. 13 p.

CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED). Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. Venezuela: PDVSA, 2001. 70 p.

CHACIN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela: ESP OIL, 2003. 130p.

COLORADO, Mónica. Evaluación técnico-financiera del rendimiento de los motores de imanes permanente con bombas electrosumergibles de alta eficiencia del campo A ubicado en la cuenca llanos orientales. Trabajo de grado. Universidad de América, Bogotá D.C, Colombia, 2016. 154 p.

CURTIS, C.; et al. Yacimientos de Petróleo Pesado. Oilfield review, Invierno 2002/2003. 24 p.

FIGUEROA, Oscar y TIBADUISA, Diego. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo torcaz 3. Trabajo de grado. Universidad de América, Bogotá D.C, Colombia, 2016. 187 p.

FLOREZ, Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yarigui-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. Trabajo de grado. UIS, Escuela de Ingeniería de petróleos, Bucaramanga, Colombia, 2009. 150 p.

GIL, Edison y CHAMORRO, Alexander. Técnicas recomendadas para el aumento de la producción en campos maduros [en línea]. Oilproduction.net, 2009. [Citado Agosto 15, 2016]. Disponible en internet: <<http://www.oilproduction.net/files/Aumento%20de%20produccion%20en%20camp os%20maduros.pdf>>.

GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD., Manual - Bombeo Hidráulico. Bogotá D.C., Colombia. 2011. 42p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis del límite mecánico de los sistemas de extracción artificial en la Cuenca del Golfo de San Jorge. Argentina: Oilproduction.net, 2008. 44 p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Artificial lift in mature fields case study of the Golfo San Jorge basin. La Patagonia, Argentina: Oilproduction Consulting & Training, 2006. 44 p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas [en línea]. Oilproduction.net, 2008. [Citado Noviembre 15, 2014]. Disponible en internet: <<http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>>.

HYDRAULIC INSTITUTE AND EUROPUMP, Pump life cycle costs: A guide to LCC analysis for pumping systems. New Jersey, USA. 2001. 194p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. 110p.

LOPEZ, Aleida y CORTES, Mario. Cuencas sedimentarias de Colombia. Instituto Cet Petrol, Bogotá, Colombia, 2012. 30p.

MAGGIOLO, Ricardo. Gas Lift Básico. Maracaibo, Venezuela: ESP OIL, 2004. 152p.

MOJICA, Jairo y AREVALO, Oscar. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH, 2009. 65p.

MUÑOZ RODRIGUEZ, Álvaro Fabián y TORRES TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2007. 250p.

NETZSCH. Manual de Sistemas pcp. NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004. 80p.

NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 2010. 485p.

PARTIDAS, Héctor. Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación. Anzoátegui, Venezuela: ESP OIL, 2003. 253p.

PÉREZ, Juan. Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 20013. 216 p.

PUGH, Toby. Overview of hydraulic pumping: Jet and Piston. Weatherford, 2005. 69 p.

RAMIREZ, Efraín y CASTRO, Jose. Experiencia Tecnico-Economica del cambio de Sistema de levantamiento en crudo pesado campo rubiales. Trabajo de grado. UIS, Escuela de Ingeniería de petróleos, Bucaramanga, Colombia, 2012. 95 p.

ROBLES, Jorge. Progressing Cavity Pumping Systems: Weatherford, 2010. 199p.
SCHLUMBERGER. Gas Lift Design and Technology. Schlumberger, 1999. 229p.

VARGAS, Edisalic. Bombeo Electrosumergible. Anzoátegui: Universidad de Oriente, 2008. 22p.

WEATHERFORD. Electric Submersible Pumping Systems. Houston. 20010. 108p.

_____. Gas Well Liquid Loading Introduction. Houston. 2007. 159p.

_____. Introduction to Rod Pumping and Surface Equipment. Houston. 2010. 300p.

_____. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima: ESP OIL, 2008. 131p.



ANEXOS

ANEXO A. PARÁMETROS COMPARATIVOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – 1

SUMMARY TABULATION ON ARTIFICIAL LIFT METHODS IN NORTH DAKOTA AREA

Type lift	Depth	Rate	Cost	Handle gas	Weather problems	Depletion	Repairs	Location	Operating problems	Remarks
Rod pumping	5,000 to 7,000 ft	10 to 700 BFPD	\$/well/month 980 avg. range 360 to 1810	GOR 1000 avg. range 800 to 1200	Severe: range -50 to +110°F, with constant wind blizzard and dusty conditions	Water drive	Usually costs more for service rig than rod and/or pump repair, can become costly if replace rods or pump	NW North Dakota	High GOR, saturated brines with free salt, paraffin, H ₂ S corrosion, crooked holes, rod fatigue	Volumetric efficiency avg. 45%; with many years service in sour brine environment causing high sucker rod failure frequency
Hydraulic pumping*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electrical submersible pumping	4,000 to 5,000 ft	1,200 to 3,000 b/d	\$/well/mo. 1000 to 1200 est.	WSW handle very little gas; oil wells avg. GOR 1000	as above	Water drive	Must repair or replace cable on failure, replace either pump or motor or both on failure	SW North Dakota	Cable problems and motor burn-out at elevated BHT and low clearances in casing annulus	Used mainly for water supply production for water injection system; few oil wells since produce solids (salt, etc.) and may have H ₂ S
Gas lift	8,000 to 10,000 ft	10 to 600 b/d	\$/well/mo. 740 avg. range 540 to 1370	GOR 1000 avg. range 800 to 1200	as above	Water drive	Low cost if replace bad valves & don't redesign string, testing and repair costs similar to sucker rod repair costs	North Dakota	Sour service and paraffin, salt and scale; any and all accumulating causing restricted flow-line wet input gas freeze-up, high input GLR	Majority of wells are low PI with high GLR, high PI wells produce with GLR less than 1000; eff. size, if gas (preferably dry) is readily available
Plunger lift	7,500 ft	50 b/d	\$/well/mo. 540	GOR 1000 avg. range 800 to 1200	as above	Water drive	See Gas Lift	North Dakota	See Gas Lift	Same as Gas Lift; being used on a test basis mainly for paraffin control, will be tested in low PI well with high fall-back, will be effective if flowline restriction can be reduced also
Jet pumping	10,000 ft to 10,800 ft	250 to 350 b/d	\$/well/mo. 2030 avg. range 1220 to 3450	GOR 1000 avg. range 800 to 1200	as above	Water Drive	Surface installation repairs are costly and frequent due to high pressure, replacement and repair costs for downhole pump is high	NW North Dakota	Paraffin, salt & H ₂ S & scale build-up, power fluid & surface pumping maintenance very high; must run triplex at 3750 to 3900 psi to lift fluid	Continual monitoring and maintenance are required due to salt production & H ₂ S, units operate well despite being in the wrong applicat. as units were available within the company
Others										

*Not in use in this area, see Jet Pumping

Fuente: BEGGS, Dale y BROWN, Kermit. The Technology of Artificial lift Methods Volume 2b. 1980. p. 589.

ANEXO B. PARÁMETROS COMPARATIVOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – 2

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Bombeo Hidráulico Tipo pistón	Bombeo Electro-BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electrosurgible
Caudal	< 1000 BFPD a 4000 BFPD	< 10000 BFPD	< 10000 BFPD	100 BFPD a 7000 BFPD	< 1000 BFPD a 4000 BFPD	< 40000 BFPD
Relación Gas - aceite	< 400 SCF/STB	< 400 SCF/STB	< 400 SCF/STB	No recomendado para manejo de gas	No recomendado para manejo de gas	No recomendado para manejo de gas
Viscosidad del crudo	< 100 cP hasta > 500 cP	25 cP a 800 cP	< 500 cP	> 500 cP	> 500 cP	> 200 cP
Profundidad	< 10000 Pies	< 20000 Pies	< 17000 Pies	< 5000 Pies	< 5000 Pies	< 10000 Pies
Revestimiento	Mínimo ID 4 1/2 in	Menor ID menor producción	Mínimo ID 4 1/2 in o 5 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in	Mínimo ID 4 1/2 in
Pozos desviados	No recomendado para pozos horizontales	Eficiente	Eficiente	Eficiente	Recomendado con variaciones en el equipo estándar	Eficiente
Fuentes de Energía	Motores a gas diesel y eléctricos	Motores a gas diesel y eléctricos	Motores a gas diesel y eléctricos	Energía eléctrica a altos voltajes	Motores a gas diesel y eléctricos	Energía eléctrica a altos voltajes
Flexibilidad	Longitud de carrera y golpes por minuto	Presión de inyección, boquilla y garganta variables	Velocidad de la bomba	Caudal de flujo variable	Velocidad de la bomba	Velocidad de la bomba
Temperatura	< 550 °F	< 550 °F	< 550 °F	> 250 °F	< 250 °F	< 325°F hasta 500 °F
Producción de arena & sólidos	< 100 ppm	< 200 ppm	< 100 ppm	Buen manejo de arena	Buen manejo de arena	< 10 ppm
Control de la producción	Diagramas y registros sínicos	Pruebas de pozo	Pruebas de pozo	Medición de amperaje	Medición de amperaje	Medición de amperaje
Costo capital	Depende de la profundidad < \$100.000 USD	> \$300.000 USD	> \$200.000 USD	> \$200.000 USD	< \$200.000 USD	> \$200.000 USD

Fuente: DURÁN SERRANO, Javier. Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial. Modificado por el autor.

ANEXO C. PARÁMETROS COMPARATIVOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – 3

Operating Parameters	Positive displacement pumps			Dynamic displacement pumps		Gas lift	Plunger lift
	Rod pump	PCP	Hydraulic Piston	ESP	Hydraulic Jet		
Typical Operating Depth (TVD)	100 to 11000 ft	2000 to 4500 ft	7500 to 10000 ft		5000 to 10000 ft	5000 to 10000 ft	To 8000 ft
Maximum Operating Depth (TVD)	16000 ft	6000 ft	17000 ft	15000 ft	15000 ft	15000 ft	20000 ft
Typical Operating Volume	5 to 1500 BFPD	5 to 2200 BFPD	50 - 500 BFPD	100 to 30000 BFPD	300 - 4000 BFPD	100 - 10000 BFPD	1 - 5 BFPD
Maximum Operating Volume	6000 BFPD	4500 BFPD	4000 BFPD	40000 BFPD	>15000 BFPD	30000 BFPD	200 BFPD
Typical Operating Temperature	100 - 350 ° F [40-177 ° C]	75 - 150 ° F [24-65 ° C]	100 - 250 ° F [40-120 ° C]		100 - 250 ° F [40-120 ° C]	100 - 250 ° F [40-120 ° C]	120 ° F [50 ° C]
Maximum Operating temperature	550 ° F [288 ° C]	250 ° F [120 ° C]	500 ° F [260 ° C]	400 ° F [205 ° C]	500 ° F [260 ° C]	400 ° F [205 ° C]	500 ° F [260 ° C]
Typical Wellbore Deviation	0 - 20 deg landed pump	N/A	0 - 20 deg landed pump		0 - 20 deg hole angle	0 - 50 deg	N/A
Maximum Wellbore Deviation	0 - 90 deg landed pump	0 - 90 deg < 15 deg/100 ft	0 - 90 deg < 15 deg/100 ft	0 - 90 deg	0 - 90 deg < 24 deg/100 ft	70 deg, short to medium radius	80 deg
Corrosion handling	Good to Excellent	Fair	Good	Good	Excellent	Good to excellent	Excellent

ANEXO C. Continuación

Operating Parameters	Positive displacement pumps			Dynamic displacement pumps		Gas lift	Plunger lift
	Rod pump	PCP	Hydraulic Piston	ESP	Hydraulic Jet		
Gas handling	Fair to good	Good	Fair	Fair	Good	Excellent	Excellent
Solids handling	Fair to good	Excellent	Poor	Fair	Good	Good	Poor to Fair
Fluid gravity	> 8 ° API	< 35 ° API	> 8 ° API	> 10 ° API	> 8 ° API	> 15 ° API	GLR = 300 SCF/Bbl per 1000 ft of depth
Servicing	Workover or pulling rig	Workover or pulling rig	Hydraulic or wireline	Workover or pulling rig	Hydraulic or wireline	Wireline or workover rig	Wellhead catcher or wireline
Prime mover	Gas or electric	Gas or electric	Multi-cylinder or electric	Electric motor	Multi-cylinder or electric	Compressor	Well's natural energy
Offshore applications	Limited	Good	Good	Excellent	Excellent	Excellent	N/A
System efficiency	45% - 60%	40% - 70%	45% - 55%	35% - 60%	10% - 30%	10% - 30%	N/A

Fuente: WEATHERFORD. Artificial Lift Methods: Characteristics and Areas of Application. 2005. p. 3-4.

ANEXO D. PLANTILLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

		Bombeo Electro Sumergible						
Variables	Pozo	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)		100 - 200	201 - 300 40001 - 50000	301 - 1000 30001 - 40000	1001 - 30000			
Profundidad del pozo (ft)		10001 - 12000	7501 - 10000	5001 - 7500	1 - 5000			
Tamaño de Casing (In OD)		4 1/2		5 ½	>=7			
Temperatura (°F)		351 - 450	326 - 350	251 - 325	1 - 250			
Pwf (psi)				14 - 300	>300			
BS&W (%)				91 - 99,9	0.1 - 90			
GOR (scf/stb)		4001 - 5000	1501 - 4000	501 - 1500	0 - 500			
Densidad (°Api)		10 - 20	20 - 23	23 - 29	>29			
**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.								

ANEXO E. PLANTILLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO JET

		Bombeo Hidráulico Jet						
Variables	Pozo	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)		10001 - 12000	1 - 50 4001 - 10000	51 - 100 1001 - 4000	101 - 1000			
Profundidad del pozo (ft)		2001 - 5000	5001 - 7500	7501 - 10000	10001 - 15000			
Tamaño de Casing (In OD)		9 5/8	7	5 1/2	2 3/8 - 4 1/2			
Temperatura (°F)		551 - 600		251 - 550	1 - 250			
Pwf (psi)			14 - 100	101 - 200	>200			
BS&W (%)		61 - 100	36 - 60	21 - 35	0.1 - 20			
GOR (scf/stb)		401 - 500	301 - 400	201 - 300	0 - 200			
Densidad (°Api)		8 - 10		>23	10 - 23			

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

ANEXO F. PLANTILLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

		Bombeo Mecánico						
Variables	Pozo	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)		4001 - 5000	1 - 5 1001 - 4000	6 - 100 501 - 1000	101 - 500			
Profundidad del pozo (ft)		10001 - 12000	7001 - 10000	3001 - 7000	1 - 3000			
Tamaño de Casing (In OD)		2 3/8 - 9 5/8	7		4 1/2 - 5 1/2			
Temperatura (°F)		551 - 600	401 - 550	251 - 400	1 - 250			
Pwf (psi)		501 - 4000	301 - 500	201 - 300	14 - 200			
BS&W (%)		61 - 95	46 - 60	26 - 45	0.1 - 25			
GOR (scf/stb)		401 - 700	301 - 400	201 - 300	0 - 200			
Densidad (°Api)		>40	8 - 10	10 - 20 24 - 40	10 - 23			

**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.

ANEXO G. PLANTILLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

		Bombeo de Cavidades Progresivas						
Variables	Pozo	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)		4501 - 5000	3501 - 4500	6 - 100 1501 - 3500	101 - 1500			
Profundidad del pozo (ft)		5501 - 6000	2501 - 5500	1501 - 2500	1 - 1500			
Tamaño de Casing (In OD)		9 5/8	7		2 3/8 - 5 1/2			
Temperatura (°F)		281 - 350		251 - 280	1 - 250			
Pwf (psi)			14 - 100	101 - 200	>200			
BS&W (%)		56 - 90	41 - 55	16 - 40	0.1 - 15			
GOR (scf/stb)		301 - 500		151 - 300	0 - 150			
Densidad (°Api)		30 - 40	25 - 30	25 - 10	10 - 8			
**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.								

ANEXO H. PLANTILLA PARA LA CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS

		Gas Lift						
Variables	Pozo	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	R.D.**	I.A.*	Calificación General
Tasa de Producción (BPD)		100 - 500 20001 - 30000	501 - 1000	1001 - 5000 10001 - 20000	5001 - 10000			
Profundidad del pozo (ft)		10001 - 15000	1 - 2500	2501 - 7500	7500 - 10000			
Tamaño de Casing (In OD)			4 1/2	5 1/2	>=7			
Temperatura (°F)		401 - 500	281 - 400	201 - 280	1 - 200			
Pwf (psi)		501 - 650	651 - 850	851 - 1000	>1000			
BS&W (%)		81 - 90	41 - 80	21 - 40	0.1 - 20			
GOR (scf/stb)		51 - 150	151 - 500	501 - 1000	>1000			
Densidad (°Api)		15 - 22	22 - 25	25 - 30	>25			
**R.D: Rango de Desempeño. *I.A: Índice de aplicabilidad.								