



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

TEMA: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA ESPCP (BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE) INSTALADO EN EL POZO DAIMI A14 EN EL CAMPO BLOQUE 16 DE LA OPERADORA REPSOL CON EL SISTEMA BES (BOMBAS ELECTROSUMERGIBLE POR ETAPAS) PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA EN SUPERFICIE.

TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERIA EN PETRÓLEOS

AUTOR: VÍCTOR ANDRÉS VACA RIVADENEYRA

DIRECTOR: ING. BENJAMIN HINCAPIE

Quito, Septiembre 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial 2014

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **VÍCTOR ANDRES VACA RIVADENEYRA**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Tecnológica Equinoccial, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Víctor Vaca

150051496-1

CARTA DE DIRECTOR DE TESIS

Certificó que el trabajo que lleva por título **“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA ESPCP (BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE) INSTALADO EN EL POZO DAIMI A14 EN EL CAMPO BLOQUE 16 DE LA OPERADORA REPSOL CON EL SISTEMA BES (BOMBAS ELECTROSUMERGIBLE POR ETAPAS) PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA EN SUPERFICIE.”**, que, para aspirar al título de **Ingeniero en Petróleos**, fue desarrollado por el Sr. **VÍCTOR ANDRÉS VACA RIVADENEYRA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Benjamín Franklin Hincapié Granja

C.I: 0800852758

CARTA DE EMPRESA



www.bakerhughes.com

Baker Hughes International Services Inc.

Av. Amazonas 1014 y NNUU
Edificio Bco. La Previsora Piso 9
Quito - Ecuador
Telf.: (593-2) 395-000
Fax: (593-2) 469-940

Quito, 26 de Septiembre 2014

Certifico que el trabajo que lleva por título "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA ESPCP (BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS CON MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE) INSTALADO EN EL POZO DAIMI A14 EN EL CAMPO BLOQUE 16 DE LA OPERADORA REPSOL CON EL SISTEMA BES (BOMBAS ELECTROSUMERGIBLE POR ETAPAS) PARA LA REDUCCIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA EN SUPERFICIE.", que, para aspirar al título de **Ingeniero en Petróleos**, fue desarrollado por el Sr. **VÍCTOR ANDRÉS VACA RIVADENEYRA**, bajo la supervisión directa del Ing. Darwin Mejía | SUPERVISOR II R&M

Es todo cuanto puedo decir.

El interesado puede hacer uso de la presente para fines universitarios únicamente.

Atentamente

Diana Torres M. | HR Representative
Baker Hughes | Human Resources-Ecuador
+593250000 | diana.torres@bakerhughes.com
Advancing Reservoir Performance

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres y hermanas que con su apoyo incondicional me han permitido escalar un peldaño más en mi vida.

A mis abuelos quienes me iluminan y cuidan desde el cielo, por su cariño y ejemplo de persona, me demostraron que los desafíos y anhelos se cumplen si luchamos con constancia y dedicación.

A mi hermana Mayra, no solo por ser padre y madre en las situaciones más difíciles que ha tenido mi familia, sino también por ser mi amiga sincera e incondicional dándome su apoyo en todo momento, para la culminación de mi carrera. Te amo hermana

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios por ser mi guía y compañero incondicional, a toda mi familia que son un pilar fundamental en mi vida al enseñarme el verdadero sentido de la vida.

A mis profesores y Autoridades de mi querida y prestigiosa Universidad, y a mis compañeros que hoy los puedo llamar mis amigos.

A mi Director de Tesis Ing. Benjamín Hincapié por su paciencia y generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su conocimiento, capacidad, experiencia, respeto y amistad, factores fundamentales para la culminación de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CARTA DE DIRECTOR DE TESIS	II
CARTA DE EMPRESA	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT	XVII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	2
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
2 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE 16	5
2.1 GENERALIDADES	5
2.2 ASPECTOS ESTRATIGRÁFICOS.....	5
2.2.1 PRINCIPALES YACIMIENTOS DE LA CUENCA.....	6
2.3 ANÁLISIS GEOLÓGICOS DEL RESERVORIO RECEPTOR	9
2.3.1 ARENISCA “M-1”	9
3 SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	13
3.1 SISTEMA ESPCP.....	13
3.1.1 COMPONENTES DE SUPERFICIE.....	13
3.1.1.1 Generadores.....	13
3.1.1.2 Transformadores.....	14
3.1.1.3 Variador de frecuencia	15
3.1.1.4 Caja de venteo.....	18
3.1.2 COMPONENTES DE FONDO.....	19
3.1.2.1 Centralizador	19

3.1.2.2	Sensor de Fondo	20
3.1.2.3	Motores.....	22
3.1.2.4	Camisa de motor en operaciones BES	24
3.1.2.5	Caja reductora de velocidad (GRU).....	24
3.1.2.6	Eje flexible	25
3.1.2.7	Sección Sellante	26
3.1.2.8	Succión.....	27
3.1.2.9	Cabeza de Descarga	27
3.1.2.10	Cable de Potencia.....	28
3.1.2.11	Bombas de cavidades progresivas (PCP).....	28
3.1.2.11.1	Operación de la bomba.....	30
3.1.2.11.2	Estatos.....	31
3.1.2.11.3	Elastómero	31
3.1.2.11.4	Cavidad de la Bomba	32
3.1.2.11.5	Capacidad de presión.....	33
3.1.2.11.6	Capacidad de volumen de fluido.....	34
3.1.2.11.7	Rotor de extensión corta.....	34
3.1.2.11.8	Rotor de extensión larga.....	35
3.1.2.11.9	Deslizamiento del fluido y eficiencia volumétrica	35
3.1.3	Tipos de Sistema PCP	36
3.1.3.1	Beneficios de la ESPCP.....	38
3.1.3.2	Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.	38
3.1.4	PRINCIPIOS BÁSICOS DE PRODUCCIÓN A TOMAR EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP.	41
3.1.4.1	Nivel estático	41
3.1.4.2	Presión Estática.....	41
3.1.4.3	Nivel dinámico	41
3.1.4.4	Caudal.-.....	42
3.1.4.5	Índice de productividad (IP).-.....	42
3.1.4.6	Relación Gas en solución (Rs).-.....	43
3.1.4.7	Factor volumétrico del gas	44
3.1.4.8	Factor volumétrico del petróleo	44
3.1.4.9	Calculo del gas total.....	45
3.1.4.10	Cálculo de diferencial de presión.....	45
3.1.4.11	Altura dinámica total (TDH)	46
3.1.4.12	Fricción en la tubería.....	47
3.1.4.13	Presión de entrada de la bomba (PIP).....	49
3.1.4.14	Velocidad de bombeo operacional.....	49
3.1.4.15	Requerimiento de energía.....	49

3.1.4.16	Unidad de reducción de engranajes GRU.....	50
3.1.4.17	Selección de la bomba.....	50
3.1.4.18	Selección de los Equipos.....	51
3.1.4.18.1	Selección y profundidad de la bomba.....	52
3.1.4.19	Selección del elastómero.....	55
3.1.5	Factores que afectan el desempeño de la bomba.....	57
3.1.5.1	Temperatura de Operación.....	57
3.1.5.2	Fluidos del pozo.....	57
3.1.5.3	Presión interna en la bomba.....	58
4	DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	59
4.1	DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE UNA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE POR CAVIDADES PROGRESIVAS ESPCP EN EL POZO DAIMI A 14 EN EL CAMPO 16 DE LA OPERARADORA REPSOL.....	59
4.1.1	Cálculo del P_{wf} @ Q deseado.....	60
4.1.2	Cálculo de la Presión de Intake de la bomba (PIP).....	60
4.1.3	Cálculo del Q max.....	61
4.1.4	Cálculo de la Presión de descarga.....	62
4.1.5	Cálculo de RPM de operación.....	62
4.1.6	Cálculo de la eficiencia de la bomba ESPCP η	63
4.1.7	Cálculo de HP requeridos.....	64
4.1.8	Cálculo de la Intensidad de corriente.....	64
4.1.9	Caida de voltaje.....	64
4.1.10	SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	65
4.1.11	SELECCIÓN DEL MOTOR DE FONDO EN LA ESPCP.....	65
4.1.12	CALCULO DE LOS BHP DE LA BOMBA @ 45 Hz.....	66
4.1.13	Potencia total del sistema.....	66
4.1.14	Cálculo de costo de consumo de energía del equipo ESPCP.....	67
4.1.14.1	Costos de operación ESPCP.....	67
4.2	DISEÑO DE UNA BES POR ETAPAS EN EL POZO DAIMI A14 DEL BLOQUE 16 DE LA COMPANIA REPSOL.....	68
4.2.1	Cálculo del P_{wf} @ Q deseado.....	68
4.2.2	Cálculo de la Presión de Intake de la bomba (PIP).....	69
4.2.3	Cálculo del Q max.....	69
4.2.4	Altura dinámica total (TDH).....	69
4.2.5	Selección de la bomba P4.....	70
4.2.6	Cálculo del número de etapas.....	70
4.2.7	Cálculo del BHP.....	71

4.2.8	Cálculo de la Intensidad de corriente	71
4.2.9	Caida de voltaje	71
4.2.10	SELECCIÓN DEL MOTOR DE FONDO EN LA ESP	72
4.2.11	Voltaje en superficie.....	72
4.2.12	Potencia total del sistema.....	72
4.2.12.1	Sobredimensionamiento del equipo con una frecuencia de operación máxima de 65 Y 70 Hz.....	73
4.2.13	Cálculo de costo de consumo de energía del equipo ESP Bomba P4...73	
4.2.13.1	Costos de Operación	74
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
5.1	COMPARACIÓN EL CONSUMO DE ENERGÍA Y LOS COSTOS DE OPERACIÓN EN EL POZO DAIMI A14, ENTRE EL SISTEMA BES CENTRÍFUGO POR ETAPAS Y EL SISTEMA ESPCP.	76
6	CONCLUSIONES.....	76
7	RECOMENDACIONES.....	79
8	GLOSARIO	80
9	BIBLIOGRAFÍA.....	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Parámetros de medida del sensor de fondo WellLift.....	21
Tabla 2.- Ventajas y Desventajas del sistema PCP sumergible y de superficie.....	37
Tabla 3.- Fricción de tubería	48
Tabla 4.- Tipos y características del elastómeros	55
Tabla 5.- Tipos y características del elastómeros (Continuación).....	56
Tabla 6.- Datos del pozo Daimi A 14	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Rendimiento de la bomba a diferentes revoluciones vs. Rata de flujo	18
Figura 2.- Caja reductora de velocidad GRU	25
Figura 3.- Eje flexible (flexshaft).....	25
Figura 4.- Rotor y Estator de la bomba	29
Figura 5.- Operación de la bomba	30
Figura 6.- Sección transversal de una PCP	30
Figura 7.- Cavidad de la bomba.....	33
Figura 8.- Longitud de paso rotor/estator.....	34
Figura 9.- Rotor de extensión corta.....	35
Figura 10.- Rotor de extensión larga.....	35
Figura 11.- Deslizamiento del fluido en el interior de la bomba PCP	36
Figura 12.- Tipos de sistemas PCP	36
Figura 13.- Bombas de diferentes geometrías	40
Figura 14.- Curva de Índice de productividad variable.....	43
Figura 15.- Geometría de los rotores y sus relaciones con la capacidad de la bomba	51
Figura 16.- Curvas de producción.....	61
Figura 17.- Caudal vs Profundidad	61

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Caudal @ # frecuencia.....	17
Ecuación 2 Levantamiento @ # frecuencia.....	17
Ecuación 3 BHP @ # frecuencia.....	17
Ecuación 4 BHP.....	17
Ecuación 5 IP.....	42
Ecuación 6 Relación de solubilidad	44
Ecuación 7 Factor Volumétrico del gas.....	44
Ecuación 8 Factor Volumétrico del petróleo.....	44
Ecuación 9 Factor de corrección.....	45
Ecuación 10 Gas total	45
Ecuación 11 Nivel de perforaciones.....	45
Ecuación 12 Diferencial de presión.....	45
Ecuación 13 Presión de intake.....	45
Ecuación 14 Altura dinámica TDH	46
Ecuación 15 Fricción de la Tubería.....	47
Ecuación 16 PIP	49
Ecuación 17 Velocidad de operación.....	49
Ecuación 18 Potencia hidráulica	49
Ecuación 19 Potencia	49

Ecuación 20 Torque de la bomba	50
--------------------------------------	----

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.- Curvas de corrección de viscosidad.....	85
ANEXO 2.- Curva de rendimiento de la Bomba P4.....	86
ANEXO 3.- Rotores LIFTEQ Baker Hughes.....	87
ANEXO 4.- Caída de Voltaje en el cable ESP por la profundidad y la temperatura.....	88
ANEXO 5.- Elastómeros y sus Limitaciones	89

RESUMEN

La producción de pozos de petróleo es uno de los aspectos más importantes dentro de la industria petrolera, para las ganancias diarias de una Compañía Operadora.

Es por esto que se busca día a día técnicas para hacer más eficiente la producción de petróleo como el sistema de levantamiento artificial de cavidades progresivas con motor electrosumergible (ESPCP), que en pozos de bajo IP, su aplicación es una alternativa para reducir los costos de energía en superficie, produciendo el mismo caudal, en comparación del sistema de levantamiento artificial electrosumergible por etapas (BES).

El sistema levantamiento artificial de cavidades progresivas con motor electrosumergible (ESPCP), no es más que una bomba de desplazamiento positivo, no genera presión, solo la mantiene. Está compuesta por un rotor helicoidal simple, el mismo que rota excéntricamente dentro de un estator que internamente está compuesto por una doble helicoidal del mismo o menor diámetro y longitudinalmente dos veces la longitud de paso del rotor; con la capacidad de cambiarlas eficiencias volumétricas.

El sistema ESPCP puede trabajar con un motor eléctrico en superficie o con un motor electrosumergible en fondo, al igual que una bomba centrífuga, con un variador de frecuencia, para tener un cierto rango de operación de la bomba.

El campo 16 de la operadora Repsol, usa como principal método de levantamiento artificial el bombeo electrosumergible para todos sus pozos productores, el cual necesita más del 80% de generación eléctrica para la operación de esas bombas.

La operadora Repsol busca sistemas de levantamiento artificial más eficientes para aplicarlos a los pozos, especialmente a los pozos que tienen

bajo IP, para lo cual en el presente trabajo se tomara en cuenta el pozo Daimi A14.

El pozo Daimi A14 inicialmente fue planeado como un pozo productor con sistema de bombeo electrosumergible ESP con bajo IP, debido a estos problemas se decidió cambiar al sistema ESPCP para la aumentar la eficiencia de energía.

El presente trabajo realizara un análisis técnico económico de los sistemas ESPCP y el sistema ESP, para la eficiencia de energía.

ABSTRACT

Producing oil wells is one of the most important in the oil industry for a daily profit Operating Company respects.

This is why we are looking for day to day technical oil production more efficient as the artificial lift system with electric submersible progressive cavity motor (ESPCP) than in wells under IP, its application is an alternative to reduce costs surface energy, producing the same flow, compared artificial lift system electrosumersible per stages (BES).

The progressing cavity artificial lift with electric submersible motor (ESPCP) system is nothing more than a positive displacement pump, does not generate pressure, only maintained. It consists of a single helical rotor, it rotates eccentrically inside a stator which is internally composed of a double helix of the same or smaller diameter longitudinally twice the pitch length of the rotor; volumetric efficiencies with the capability change.

The ESPCP system can work with an electric motor or a surface motor electrosumersible background, like a centrifugal pump with an inverter, to have a certain range of pump operation.

Field 16 of the operator Repsol used as the primary method of artificial lift the electric submersible pump for all producing wells, which needs more than 80% of electrical generation for the operation of these pumps.

The Repsol operating systems looking to implement a more efficient wells, especially wells with low IP, for which in this paper take into account the well Daimi A14 artificial lift.

Well Daimi A14 was initially planned as a producing well with ESP pumping system with IP electrosumersible low due to these problems it was decided to switch to ESPCP system for increasing energy efficiency.

This paper conduct a technical and economic analysis of ESPCP and ESP systems for energy efficiency

1 INTRODUCCIÓN

La Bomba de Cavidades Progresivas fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico Francés llamado René Moineau.

En sus inicios, estas bombas fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie especialmente para el bombeo de mezclas viscosas. Actualmente, el mayor número de bombas de cavidades progresivas instaladas para la extracción de petróleo se encuentran en Canadá.

Las primeras Bombas de Cavidades Progresivas (BCP de subsuelo) utilizadas en Canadá fueron instaladas en 1979 en pozos de petróleo con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados). En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos medianos y livianos, especialmente con alto contenido de agua.

El sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas ESPCP (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump) se caracteriza por ser una combinación entre un motor sumergible y una bomba de cavidades progresivas PCP con la confiabilidad de los motores ESP (Electrical Submersible Pump).

El sistema ESPCP incluye en el sistema de fondo, una caja reductora (GRU) patentada por Baker Hughes, que se incorpora en el sistema para reducir la velocidad del motor para la operación de la bomba PCP e incrementa el torque suministrado a la bomba. El motor utilizado para manejar la caja reductora (GRU) es el mismo que se utiliza en un sistema tradicional ESP. Igualmente incluye un eje flexible, una bomba PCP, una sección de sellos y la conexión a superficie a través de un cable. El desgaste mecánico entre la sarta de varillas y la tubería ha sido un problema significativo en pozos desviados. La tecnología ESPCP elimina las varillas y expone el rango de operación de los sistemas PCP, particularmente en pozos horizontales o desviados. En aplicaciones de

fluidos muy viscosos la eliminación de sarta de varillas alberga una zona de mayor flujo en la tubería de producción disminuyendo las pérdidas de flujo e incrementando la eficiencia del sistema.

El sistema ESPCP es ideal para manejar pozos con bajo índice de productividad en un rango de operación desde los 25 hasta los 7000 barriles de fluido por día, con una capacidad de presión de 3600 psi, y una temperatura de operación de 350 °F en fondo de pozo, en pozos verticales, desviados y horizontales.

1.1 PROBLEMA

El pozo Daimi A14 tiene un índice de productividad muy bajo para la aplicación de un sistema de levantamiento de artificial por bombeo electrosumergible; y la necesidad de energía en superficie es relativamente alta en comparación al sistema ESPCP para la producción de pozos con bajos caudales; es por esto que se busca un sistema de levantamiento artificial eficiente para realizar el levantamiento de fluido a superficie

1.2 JUSTIFICACIÓN

A medida que la demanda mundial de combustibles aumenta, la explotación de crudos pesados se hace cada vez más rentable en la industria petrolera

Es por esto que en la búsqueda permanente de la optimización de recursos, la industria del petróleo, ha encontrado nuevos métodos y desarrollado nuevas tecnologías para mejorar la producción de petróleo pesado, utilizando la tecnología de bombeo de cavidades progresivas con motor eléctrico sumergible ESPCP.

La aplicación del sistema ESPCP, ayuda a la producción de crudos pesados con altos contenido de sedimentos en un pozo, que dañan las partes esenciales del sistema BES centrífugo por etapas, lo cual el sistema BES de cavidades progresivas es un método eficiente para la producción de este tipo de fluidos pesados, viscosos y abrasivos.

En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.

El alto costo de energía para la operación de bombas electrosumergibles en pozos con bajo índice de productividad, hace que el sistema ESPCP sea una opción factible de aplicación en estos pozos; ya que, puede reducir a la mitad el consumo de energía requerido para su operación en comparación al sistema BES.

El campo 16 de la operadora Repsol, usa como principal método de levantamiento artificial el bombeo electrosumergible para todos sus pozos productores, el cual necesita más del 80% de generación eléctrica para la operación de esas bombas, la cual la operadora busca sistemas de levantamiento artificial más eficientes para aplicarlos a los pozos, especialmente a los pozos que tienen bajo IP, para lo cual en el presente trabajo se tomara en cuenta el pozo Daimi A14.

El pozo Daimi A14 tiene un índice de productividad muy bajo para la aplicación de un sistema de levantamiento de artificial por bombeo electrosumergible; y la necesidad de energía en superficie es relativamente alta en comparación al sistema ESPCP para la producción de fluidos con bajos caudales; es por esto que se realizará un análisis de aplicación del sistema ESPCP en el pozo ya mencionado.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Análisis técnico económico del sistema ESPCP (Bombas de cavidades progresivas con motor eléctrico sumergible) instalado en el pozo Daimi A14 en el campo Bloque 16 de la operadora Repsol con el sistema BES (Bombas electrosumergible por etapas) para la reducción de costos de energía en superficie.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer y analizar las características del fluido y del pozo, para establecer las consideraciones técnicas y mecánicas que debe cumplir el pozo para la aplicación del sistema ESPCP.
- Diseñar un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas en el pozo Daimi A14.
- Comparar el consumo de energía y los costos de operación en el pozo DaimiA14, entre el sistema BES centrífugo por etapas y el sistema ESPCP.

2 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL BLOQUE 16

2.1 GENERALIDADES

El bloque 16 operado por la empresa Repsol YPF Ecuador, está ubicado en la parte central de la Cuenca Oriente Ecuatoriana dentro del Parque Nacional “Yasuní”. Geográficamente está localizada en la parte Nor-Oriental del territorio ecuatoriano dentro de la provincia de Orellana, aproximadamente a 215 km al este de la ciudad de Quito.

El campo Daimi, en conjunto con los campos Amo, Ginta e Iro, forma parte de los “Campos del Sur” en el bloque 16.

Este campo fue descubierto por la empresa CONOCO, con la perforación de los pozos exploratorios Daimi A (sur), el cual probaron petróleo en las areniscas Basal Tena, M-1 y U de la formación Napo (Cretácico Superior).

El desarrollo del campo se inicia en 1995, con la perforación de pozos direccionales en la plataforma “A”. Desde su inicio se han perforado 2 pozos verticales y 13 pozos direccionales. Las características del petróleo es de 16°API promedio y una viscosidad que varí entre 40 y 60 cP. Las reservas totales remanentes del campo se estiman en 51.6 MMBO.

2.2 ASPECTOS ESTRATIGRÁFICOS

La parte basal (parte baja) de la columna está conformada por las formaciones Pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma, y Pumbuiza. Este intervalo estratigráfico es actualmente considerado como el basamento comercial.

La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se

encuentran las areniscas de la formación “Hollín” y las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Napo, las que constituyen los principales yacimientos de la Cuenca Oriente. En el caso del Bloque 16, las areniscas M-1 y U son los principales reservorios; Basal Tena, Hollín y T son reservorios secundarios.

Los depósitos terciarios (parte superior) corresponden a las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguzza, Chalcana, Arajuno, Chambira, Rotuno y Mesa. Las rocas predominantes son de origen principalmente continental y litológicamente corresponden a una secuencia de arcillolitas, limolitas, tobas y esporádicos niveles carbonáticos, arenosos y evaporíticos.

2.2.1 PRINCIPALES YACIMIENTOS DE LA CUENCA

Arenisca Basal Tena: Corresponde al depósito clástico o fragmentario encontrado en la base de la formación Tena, depositado aleatoriamente sobre la inconformidad que constituye el tope de la formación Napo en los bajos estructurales relativos encontrados al momento de su depositación. Se consideran depósitos de carácter fluvial de espesores delgados y que tienen amplia extensión superficial. En el Bloque 16, la arenisca Basal Tena produce en los campos Daimi y Amo con una gravedad promedio de 16 °API.

Arenisca “M-1”: Corresponde al depósito clástico regresivo final del Cretácico superior y estratigráficamente se localiza al tope de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. A la base la arenisca se presenta masiva, homogénea y superficialmente continua, con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este; en cambio que, los niveles superiores de la arenisca presentan complejas geometrías de distribución. Los mayores espesores se encuentran concentrados en el flanco oriental de la cuenca, concretamente en Tipuyini y Pañacocha. A partir de este sector en forma gradual en dirección oeste,

los espesores se van reduciendo y llegan a cero en el límite erosional occidental.

Las profundidades estructurales a las que se encuentran esta unidad estratigráfica varían entre -3500 pies en el flanco oriental y -12000 pies en el eje de la cuenca.

La arenisca M-1 está conformada por dos unidades, inferior y superior, la inferior definida por trampas estructurales, con un mecanismo de producción por empuje de fondo proporcionado por un acuífero infinito; y la superior formada por trampas combinadas estratigráficas – estructurales, cuya energía es proporcionada por acuífero infinito y el mecanismo de producción es por expansión de roca y fluidos y soportado por la presencia de un acuífero lateral.

En ciertas áreas los dos miembros de la areniscas M-1, pueden estar en comunicación. En las áreas de operaciones Repsol YPF (Bloque 16, Bogui-Capiron y Tivacuno) el grado API varía entre 18 a 20 grados en los campos Capirón y Tivacuno y 14 a 16.5 grados en los campos del sur, registrándose el menor valor 13.5 °API en el campo Iro.

Arenisca “U”: Constituye un depósito clástico transgresivo del ciclo Napo medio inferior, localizado estratigráficamente entre las calizas A y B. Las areniscas son generalmente de origen fluvio-estuarino a la base y marino transicional hacia el tope. A la base generalmente la arenisca se presenta masiva, homogénea y superficialmente continua, las direcciones de aporte son preferentemente del sureste a noroeste y de este a oeste; mientras que, las areniscas de los niveles superiores presentan geometrías heterogéneas.

A nivel de Cuenca, se ha determinado un depósito localizado en la porción central-desarrollo de “U” inferior en donde la zona arenisca U tiene espesores mayores de 250 pies. En dirección oeste, los espesores se van reduciendo. En los flancos orientales se tiene una distribución de bastante

amplia desarrollo de “U” superior con espesores que varían entre 25 y 50 pies. En el bloque 16, el mejor desarrollo se presenta en el sur.

Las unidades basales de “U” inferior conforman trampas estructurales, la energía es proporcionada por un acuífero infinito, y el mecanismo de producción es por empuje lateral y de fondo dependiendo del espesor de la unidad y su posición estructural relativa al contacto agua-petróleo. En las areniscas del tope (“U” superior), el entrapamiento tiene componentes estratigráficos, el mecanismo de producción es por expansión de roca y fluidos combinado con empuje lateral y de fondo, proporcionado por un acuífero finito. En el Bloque 16, la arenisca “U” es un excelente reservorio en los campos del Sur, el petróleo entrapado presenta un grado API promedio de 16.5°.

Arenisca “T”: El intervalo arenisca “T” se localiza estratigráficamente entre las calizas “B” y “C” de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales ampliados) a la base, pasando por ambientes estaurino y marino transicional hacia el tope.

Las areniscas en la base, generalmente, se presentan masivas, homogéneas y superficialmente continuas; mientras que, los niveles superiores presentan geometrías complejas. Existe un depósito regional con eje de dirección Norte-Sur. Los mayores espesores se encuentran en el sur de la cuenca. La arenisca “T” (porción inferior) está presente en los bordes oriental y occidental de la cuenca con espesores inferiores a los 100 pies. En el bloque 16, el mejor desarrollo en los campos del norte (Capiron Tivacuno).

El entrapamiento de hidrocarburos tiene un control estructural en las unidades basales, mientras que en las unidades estratigráficas superiores al petróleo ha sido entrapado estratigráficamente. En el bloque 16 existe entrapamiento en el campo Tivacuno, con un grado API promedio de 17.5°.

Arenisca Hollín: Está constituida por dos unidades estratigráficas, la superior y la inferior, conocida también como principal. Los yacimientos muestran una variedad de ambientes depositacionales, variando de fluviales a marinos someros o plataformas someras relacionadas con cambios de nivel del mar. El reservorio Hollín superior ha sido interpretado como depósitos marinos de poca profundidad (barras) presentando una geometría de gran complejidad.

La arenisca Hollín inferior o principal es una arena fluvial homogénea, extendida y continua (vertical y horizontalmente). La energía del yacimiento es dada por un acuífero infinito, el mecanismo de producción es por empuje de fondo. El entrapamiento tiene un control estructural. El petróleo entrapado en este reservorio tiene una gravedad API que varía entre 19° y 23.9° API en el bloque 16.

2.3 ANÁLISIS GEOLÓGICOS DEL RESERVORIO RECEPTOR

2.3.1 ARENISCA “M-1”

La arenisca M-1 inferior es el reservorio receptor por tener una permeabilidad alta y poseer un acuífero infinito de fondo, lugar donde se realiza la reinyección. La arenisca M-1, corresponde al tope de la formación Napo. Las relaciones relativas del nivel del mar constituyen los factores más importantes en la definición de la historia depositacional de este yacimiento.

Arenisca “M-1 Superior (Unidad A, A-1), Unidad A: esta unidad se halla presente en todos los campos del bloque 16, corresponde al intervalo superior del ciclo “M-1”. Son depósitos de llanura de inundación representados litológicamente por areniscas de grano muy fino intercaladas por delgados niveles lutíticos y limolíticos, en ciertos sectores han sido

parcialmente erosionados y remplazados por areniscas de buenas propiedades petrofísicas, depositadas por un sistema de canales distributarios.

Estratigráficamente, corresponden a depositos de canales distributarios (fluvial), relacionados a un evento de bajo (relativo) del nivel del mar o podrian estar relacionados a depósitos de llanura de marea, correspondientes a un evento regresivo.

En los campos Daimi, Ginta e Iro, la ubicación y dirección de los canales distributarios han sido definidos mediante el atributo sísmico de amplitud instantanea y los espesores han sido calibrados con los pozos existentes en los Daimi, Ginta e Iro.

Los espesores varían de:

Daimi: de 12 pies en pozo Daimi A-1 a 43 pies en el pozo Daimi A-2.

Bogui-Capirón: 0 pies en Capirón 1, A4, A9, y A3 a 30 pies en Capirón N-1.

Amo: de 12 pies en el amo B-7 a 25 pies en el pozo Amo A-6.

Ginta: de 40 pies en el Ginta B-4 a 59 pies en pozo B-2.

Iro: de 0 pies en el A-3 a 76 pies, en el Iro 7.

El petróleo es entrampado estratigráficamente, la energía es proporcionada por un acuífero finito y el mecanismo de producción es combinado, por expansión de roca y fluidos y acuífero parcial.

Unidad A-1: Se presenta en el campo Bogui-Capiron, es un intervalo estratigráfico comprendido en el tope de la unidad fluvial "C" y la base de los canales distributivos de la unidad "A".

Arenisca M-1 Inferior (Unidades C, F y H) Unidad C: La arenisca es bastante homogénea y distribuidas en ejes paralelos de dirección sureste-

noroeste. El mecanismo de entrapamiento es de tipo estructural, y el petróleo es movido por la energía de un acuífero homogéneo e infinito.

Los espesores totales promedios varían de:

Daimi: de 21 pies en el pozo A-8 a 56 pies en el pozo A-10.

Bogi-Capiron: 32 pies en Capirón A-7 a 77 pies en el Bogui A-4.

Amo: de 39 pies en el Amo B-10 a 84 pies en el pozo Amo 1.

Ginta: de 30 pies en el Ginta 1 a 62 pies en el pozo B-2.

Iro: de 24 pies en el A-6 a 78 pies en el A-1.

Unidad F: Esta unidad estratigráfica ha sido encontrada en todos los campos del Sur del bloque, el tope del intervalo (base erosional de la unidad C), está constituido por una intercalación de lutitas y areniscas de grano fino, depositadas en un ambiente de llanuras de marea. La parte inferior está constituida por areniscas de grano fino a medio relacionados con depósitos de frente deltaico y marino somero. El registro de buzamiento determina una dirección dominante de paleo corriente de sentido sureste a noreste.

Los niveles arcillo-lutíticos presentes al intervalo, podrían constituirse en barreras que controlarían el avance del agua hacia la suprayacente unidad "C".

Los espesores totales son:

Daimi: de 22 pies en el pozo Daimi A-5 a 47 pies en el pozo B10.

Bogi-Capiron: ausente.

Tivacuno: ausente.

Amo: de 6 pies en el Amo 1 a 56 pies en el Amo 2.

Ginta: de 30 pies en el Ginta A-1 a 61 pies en el pozo B-2.

Iro: de 24 pies en pozo A-6 a 78 pies en el A-1.

El petróleo es atrapado estratigráficamente, y el mecanismo de producción es producto de la presencia de un acuífero potente.

Unidad H: La unidad h ha sido interpretada como un depósito complejo de canales de marea con direcciones de sureste a noreste. El espacio de acomodamiento depositacional para esta unidad (aproximadamente 40 pies) se ha estimado en base a la diferencia de espesores en el tope de la unidad H y el marcador M-1 /"A", en los pozos Ginta 1, B-7 y B-2. El atrapamiento es claramente estructural y el mecanismo de producción está dado por un acuífero parcial.

Los espesores totales de arena varían de:

Daimi: de 0 pies en el pozo Daimi 1 a 15 pies en el pozo Daimi 4.

Ginta: de 0 pies en el pozo Ginta 2 a 61 pies en el Ginta 1.

3 SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En la industria petrolera existe 2 tipos de sistemas de bombeo electrosumergible:

- Sistema de ESPCP (Bombas de cavidades progresivas con motor eléctrico sumergible).
- Sistema BES (Bombas eléctrico sumergible por etapas).

El sistema BES no se presentará en este trabajo de titulación, por ser el más conocido y estudiado por la industria.

3.1 SISTEMA ESPCP

Sus componentes se encuentran tanto en el fondo del pozo como en la superficie.

3.1.1 COMPONENTES DE SUPERFICIE

3.1.1.1 Generadores

Los generadores son máquinas síncronas que se usan para transformar energía mecánica en la modalidad de movimiento rotatorio, en energía eléctrica. Es importante aclarar, que se usa el término máquina síncrona en vez de generador en algunas ocasiones, refiriéndose al mismo elemento.

El término síncrono se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta máquina está atada o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje, dependiendo del rotor que se le coloque en el centro a la máquina.

La manera como trabaja un generador síncrono en un sistema de potencia real, depende de las limitaciones que se les impongan. Cuando un generador trabaja aisladamente, las potencias real y reactiva que deben

entregarse son determinadas por la carga que se les asigne y la corriente de campo que son las que controla la frecuencia y el voltaje terminal, respectivamente. Cuando el generador se conecta a un bus infinito, su frecuencia y voltaje son fijos, de tal manera que la corriente de campo controla los flujos de la potencia real y reactiva del generador.

La capacidad de un generador síncrono para producir potencia eléctrica está limitada primordialmente por el calentamiento dentro de la máquina. Cuando los embobinados de la máquina se recalientan, la vida de la máquina se ve seriamente comprometida. Como hay dos embobinados diferentes (de inducido y de campo), hay dos limitaciones distintas en el generador: el calentamiento máximo permitido de los embobinados del inducido determina los kilo voltamperios máximos permitido por la máquina y el calentamiento máximo permitido en los embobinados de campo determina el tamaño máximo del voltaje inducido E_a .

3.1.1.2 Transformadores

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna.

Un transformador básico consta de un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentra devanadas dos bobinas, generalmente de diferente número de vueltas. La bobina de mayor número de vueltas es la que trabaja con alta tensión, y la de menor número de vueltas con baja tensión. En algunos casos, el número de vueltas de las dos bobinas es igual, ambas trabajando a la misma tensión y el objeto del transformador sería aislar eléctricamente los voltajes de uno y otro lado.

El embobinado por el cual se alimenta el transformador es el primario, el que entrega la energía transformada es el secundario. Un transformador reductor trabaja con alta tensión como primario y con baja tensión como secundario, mientras que un elevador trabaja con baja tensión como primario y alta como secundario.

Esta expresión expresa la relación de transformación de la corriente, que es inversamente proporcional a la relación de vueltas. La bobina de mayor número de vueltas opera con el mayor voltaje y la menor corriente, mientras que la de menor número de vueltas opera con el menor voltaje y la mayor corriente.

3.1.1.3 Variador de frecuencia

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto.

El variador de frecuencia (VDF) es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC. Luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable.

El propósito principal para usar el VDF en el sistema BEC es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

El VDF aísla la carga de switcheos y transitorios de la línea eléctrica principal, balancea los volts de salida para reducir el calentamiento del motor, ignora la inestabilidad de frecuencia del generador y minimiza los esfuerzos de arranque. También, dependiendo de la aplicación, el VDF puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema, a reducir el tamaño

requerido del generador, a reducir el tamaño de la unidad de fondo. Además el VDF provee funciones de control, que el usuario puede seleccionar para maximizar la producción.

Un variador de frecuencia (VDF) se compone de tres secciones básicas: la sección rectificadora, el enlace de CD y la etapa inversora.

La sección rectificadora, consiste en dispositivos rectificadores (SCR's ó diodos) reconectados en configuración de puente rectificador trifásico de onda completa. En esta sección se rectifica la potencia trifásica de entrada (480 VAC, 60 Hz).

La sección enlace de CD, consiste en inductores y condensadores conectados al bus de corriente directa DC en serie y paralelo respectivamente. Como se mencionó anteriormente, en la sección rectificadora se convierten las tres fases de entrada en corriente directa, sin embargo, existe una gran cantidad de rizado (ripple) que se incrementa con la carga. El propósito de los componentes del enlace DC es filtrar el rizado del voltaje del bus DC y por ello a esta sección también se le conoce con el nombre de filtro.

La sección inversora, transforma el voltaje continua en un voltaje alterno de magnitud y frecuencia, obteniendo una forma de onda seudosenoidal.

El rendimiento de la bomba ESPCP se describe por una curva de levantamiento de columna de fluido por etapa (head) versus por una velocidad de frecuencia dada. Los cambios de velocidad generan nuevas curvas de rendimiento de la bomba. Los valores de levantamiento (head) aumenta si la velocidad de frecuencia incrementa es decir son directamente proporcionales.

El rendimiento de una bomba centrífuga o ESPCP se relaciona con las leyes de afinidad que define que la rata de producción, la cabeza de levantamiento y los BHP de la bomba son directamente proporcionales a la velocidad de frecuencia del motor

En el caso del rendimiento de una ESPCP las leyes de afinidad se relacionan a las rpm de salida que da la caja reductora de velocidad, donde la ESPCP necesita transformar la velocidad de frecuencia aumentando el torque de operación de la bomba.

Derivada de las leyes de afinidad

$$Q_{new} = \frac{Hertz_{new}}{60 \text{ Hertz}} Q_{@60hertz} \quad \text{Ec. [1]}$$

$$Head_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 \text{ Hertz}} \right)^2 Head_{@60hertz} \quad \text{Ec. [2]}$$

$$BHP_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 \text{ Hertz}} \right)^3 BHP_{@60hertz} \quad \text{Ec. [3]}$$

Dónde:

$$BHP = \frac{Q * Head * SG}{Eficienciadelabomba} \quad \text{Ec. [4]}$$

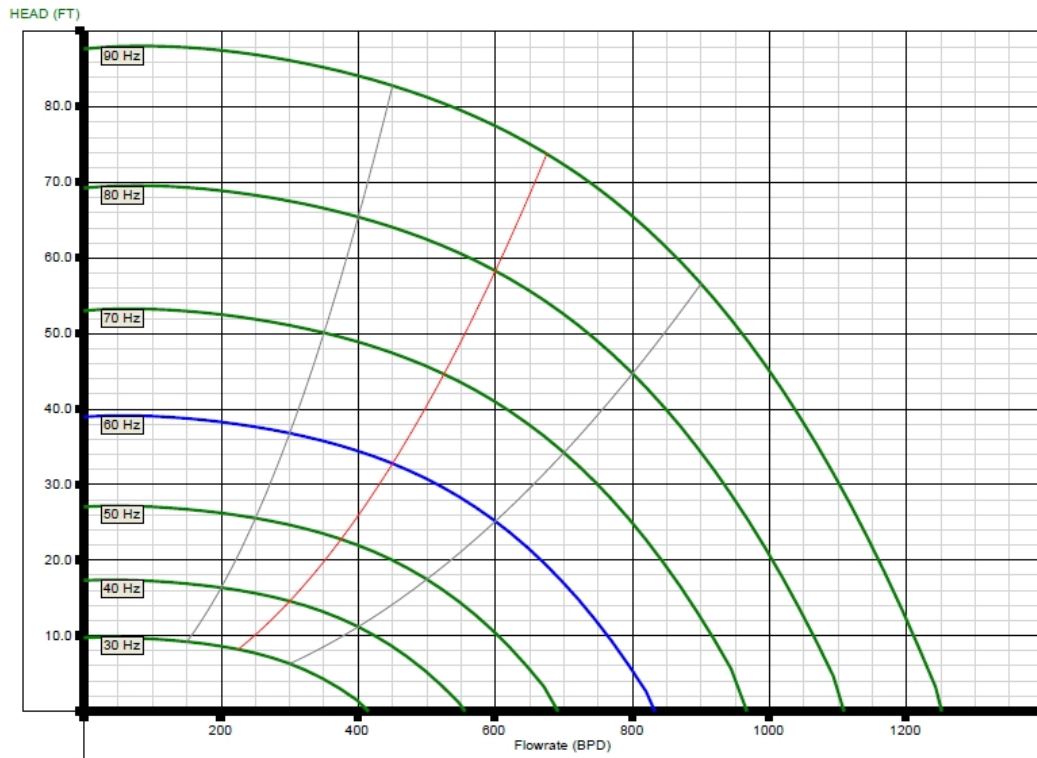


Figura 1.- Rendimiento de la bomba a diferentes revoluciones vs. Rata de flujo

Fuente: Roosa, S. (2007)

La figura 1 nos indica el levantamiento de fluido (SG= 1.0, agua) que realiza cada etapa de una bomba centrífuga, en función de la rata de producción en barriles por día, a diferente frecuencia de operación; es decir que la frecuencia de operación es directamente proporcional a la cabeza de levantamiento por etapa y también a la rata de producción diaria.

3.1.1.4 Caja de venteo

La caja de venteo (conexiones) tiene tres funciones:

- Funciona como un punto de conexión entre el cable del equipo de fondo con el cable de superficie que viene del variador de frecuencia y transformadores.
- Sirve para ventear los gases producidos que vienen del pozo, permitiendo que los espacios internos de estos cables esté

completamente sellados para prevenir la migración de gases desde el cabezal al cuarto de control.

- Permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina y la localización de averías; así como facilitar un medio local de aislamiento fuera de línea.

Dado que la caja de venteo se instala normalmente cerca del área de pozos, esta debe cumplir con ciertos requisitos especiales a fin de garantizar la seguridad de la instalación. Algunos de los aspectos que se deben considerar para la selección de la caja de venteo son:

- Ser fabricada de un material altamente resistente a la corrosión.
- Se debe incluir el soporte para el montaje de la misma en campo.
- La tapa puede ser del tipo desmontable o soportada por bisagras.
- Incluir provisiones para el aterrizamiento de la misma.
- Los accesorios de interconexión deben ser de acuerdo a los calibres de cable empleado.

3.1.2 COMPONENTES DE FONDO

3.1.2.1 Centralizador

Estructura metálica, normalmente de hierro dulce o de acero según las condiciones del pozo. En condiciones corrosivas es recomendable usar acero ferrítico o acero inoxidable. Su función principal es orientar el equipo sumergible dentro de la tubería de revestimiento y evitar el bamboleo y rozamiento del equipo.

Forma cónica o tubular. Diámetro máximo ligeramente menor que el drift de la tubería de revestimiento

3.1.2.2 Sensor de Fondo

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES.

Tubular de aproximadamente 50 cm, con el anillo sensor de presión y la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor. Tiene entrada para conectarse con la descarga de la bomba y medir varios parámetros

Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal.

Se alimenta de pulsos de corriente continua de +- 120 Voltios, cuando la señal es sensada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control.

Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo. El sensor de fondo utilizado en el equipo ESPCP para el pozo x, es de la empresa Baker Hughes Centrilift llamado WellLIFT™; de los cuales mide los siguientes parámetros:

Tabla 1.- Parámetros de medida del sensor de fondo WellLift

PARÁMETROS (WELLIFT)
Presión de entrada de la bomba (intake)
Temperatura del fluido
Temperatura del motor
Presión de descarga
Temperatura de descarga
Vibración en X y Y
Fuga de corriente
Voltaje de cada fase
Tiempo de operación
Voltaje del sistema
Frecuencia de salida

Fuente: Roosa, S. (2007).

3.1.2.3 Motores

Los motores de inducción son dispositivos que transforman energía eléctrica en energía mecánica. Es también considerado como un transformador giratorio, porque induce voltajes y corrientes en el rotor. Desde el punto de vista mecánico, el motor de inducción, se compone de dos grandes conjuntos de piezas.

- Estator. Abarca todo el grupo de partes inmóviles.
- Rotor. Abarca el grupo de partes giratorias.

Desde el punto de vista funcional, también se pueden considerar dos grupos de partes, que prácticamente coinciden con las partes de la clasificación mecánica.

- Armadura. Es la parte donde operan las fuerzas contra electromotrices, que es la parte del estator.
- Rotor. Es la contraparte de la armadura, y es un sistema polar que se excita por inducción.

El funcionamiento del motor de inducción se debe, al energizar el estator que produce un flujo magnético giratorio, de magnitud y velocidad constante. En el rotor se inducen polos magnéticos que siguen en su giro al flujo del estator. El voltaje que se aplica a los embobinados del estator, es un voltaje de excitación de frecuencia constante y potencial constante y el voltaje que se aplica al rotor es un voltaje inducido de frecuencia y potencial variables que se produce como consecuencia de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad síncrona.

El voltaje alterno que se induce de frecuencia variable en su rotor, es casi del mismo modo en el que se induce un voltaje de CA mediante la acción transformadora en el secundario de un transformador, donde el primario es el estator y el secundario es el rotor. No tiene un circuito de campo separado, por lo que se considera de excitación sencilla, ya que solo se aplica corriente alterna al estator.

En general, cuanto más grande sea el movimiento relativo entre los campos magnéticos del rotor y del estator, mayor será el voltaje resultante en el rotor, por lo que el mayor movimiento relativo se da cuando el rotor se encuentra en estado estacionario, condición conocida como de rotor frenado o de rotor bloqueado, alcanzando el mayor voltaje inducido en el rotor. El menor voltaje (0V) se alcanza cuando el rotor se mueve a la misma velocidad del campo magnético del estator, o sea, no hay movimiento relativo.

En la construcción del motor de inducción, el estator es el mismo que el de una máquina síncrona, pero con diferente construcción del rotor. Hay dos tipos diferentes de rotores que se pueden colocar dentro del estator.

- Rotor jaula de ardilla. Los conductores están conectados en cortocircuito en ambos extremos mediante anillos continuos. Estos conductores no siempre son paralelos a la longitud axial del rotor, sino que son desviadas a cierto ángulo del eje del rotor para evitar saltos y producir un par más uniforme, así como para reducir el zumbido magnético durante el funcionamiento del motor.
- Rotor devanado. Tiene un juego completo de embobinados trifásicos que son la imagen reflejada de los embobinados del estator. Las tres fases de los embobinados del rotor, están conectados generalmente en estrella y los extremos están conectados a los anillos de rozamiento sobre el eje del rotor, en cortocircuito por medio de escobillas montadas sobre los anillos de rozamiento.

Los motores eléctricos utilizados para la operación de las bombas sumergibles son trifásicos tipo de jaula de ardilla, de dos polos. Estos motores se llenan con un aceite mineral con alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores oscila entre los 230 y los 5000 volts. El amperaje puede variar entre los 12 y los 200 Amperes.

3.1.2.4 Camisa de motor en operaciones BES

El enfriamiento se obtiene mediante la transferencia de calor al fluido del pozo que pasa por el motor a través de un aceite altamente refinado que además provee resistencia dieléctrica, lubricación y buena conductividad térmica. Para los casos en que la tubería de revestimiento es grande y la productividad del pozo es pequeña, la alternativa es usar camisa de motor (motor jacket) para incrementar la velocidad del fluido y obtener mejor enfriamiento; la velocidad mínima recomendada por los fabricantes es de 1.0 pie/segundo. Por ejemplo cuando la profundidad de la bomba está en tubería de revestimiento de 9 5/8" y la producción del pozo es de 1000 barriles de petróleo por día.

Otra alternativa de optimizar el enfriamiento es la de instalar centralizador entre motor y motor, con la finalidad de que los motores no estén recostados sobre la pared de la tubería de revestimiento y se tenga una transferencia de calor y enfriamiento uniforme y óptimo.

3.1.2.5 Caja reductora de velocidad (GRU)

Este componente se utiliza debido a que los sistemas PCP giran más lento que los motores ESP. Los motores eléctricos estándar giran aproximadamente a 3600 rpm a 60 Hz, pero el rango típico de operación de las PCP esta entre 100 a 500 rpm. Además utiliza aceite dieléctrico de alta resistencia y posee sistema de doble planetario, el cual puede reducir la velocidad de 9 a 11.5 las rpm originales. Este diseño permite retener más del 98% de la eficiencia del motor.

La GRU cumple con otro requerimiento de la PCP y es proporcionar un mayor torque, necesario para superar el ajuste de interferencia entre el rotor y estator. El diseño de la GRU permite la reducción de la velocidad y aumento de torque de salida permitiendo que el motor más fácil a lo largo de la vida útil del sistema.

Reducción 9:1

(60 Hz) 3500 RPM Entrada = 398 RPM salida (50 Hz) 2917 RPM Entrada
= 324 RPM salida

Reducción 11.5:1

(60 Hz) 3500 RPM Entrada = 304 RPM salida

(50 Hz) 2917 RPM Entrada = 254 RPM salida



Figura 2.- Caja reductora de velocidad GRU

Fuente: Roosa, S. (2007)

3.1.2.6 Eje flexible

Convierte la rotación concéntrica que realiza el motor hacia el sello, en rotación excéntrica que necesita el rotor de la bomba, transfiere el empuje al sello y está diseñado por altas cargas radiales.

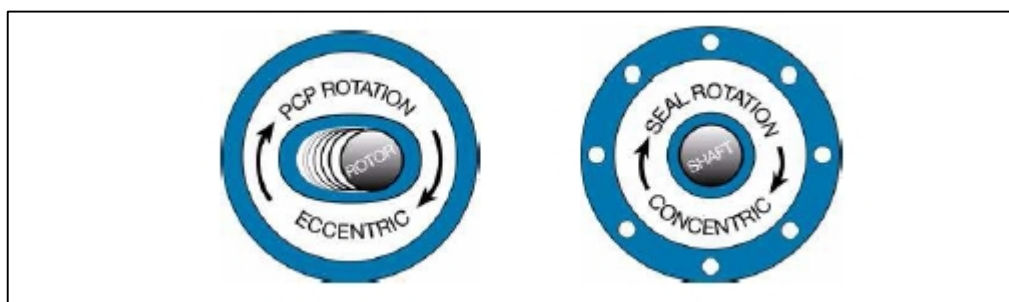


Figura 3.- Eje flexible (flexshaft)

Fuente: Roosa, S. (2007)

3.1.2.7 Sección Sellante

Parte vital del ensamble del equipo subsuperficial. Conecta la flecha del motor con la de las bombas, entre sus funciones tiene la de evitar la migración del fluido de pozo dentro de los motores a través de una serie de sellos.

Permite y absorbe la expansión del aceite dieléctrico que se encuentra en el motor resultado de las gradientes de temperatura.

Ecualiza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el aceite dieléctrico. Esta ecualización de presión con el motor evita que fluidos del pozo migren dentro del motor por las juntas.

Como barrera de separación o aislamiento del fluido del pozo a través de una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras. Estas cámaras pueden ser de 2 tipos de bolsa o laberínticos: cámaras de bolsa crea una barrera mecánica contra el fluido del pozo impidiendo que este pase a través de ellas. Estas bolsas están llenas con aceite dieléctrico que cuando se expande sella prácticamente el anular interno del sello actuando como un empacador “packer”.

La cámara laberíntica separa el fluido por diferencia de densidades impidiendo de esta manera que cualquier fluido que hubiera pasado por las cámaras de bolsa migren hacia los motores.

Absorbe el empuje descendente de las bombas a través de un cojinete de deslizamiento el cual utiliza un film de aceite hidrodinámico para su lubricación durante su operación. El empuje descendente de la bomba es causado por la acción de las etapas durante el empuje del fluido y del peso de las mismas sobre la flecha.

Guarda las mismas condiciones que los motores o las bombas, son fabricados con diferente material para soportar las condiciones del pozo y de diferente diámetro para satisfacer estas condiciones de diseño.

3.1.2.8 Succión

Es el vínculo de producción entre el fluido del pozo y la bomba del equipo ESPCP

En pozos que presentan altos volúmenes de gas hace necesario la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre (no en solución).

Básicamente existen 2 tipos de separadores de gas:

Estáticos o laberínticos, que al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba

Separadores centrífugos porque la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a pegarse a la flecha mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia las bombas.

Las eficiencias de los separadores de gas tienen un rango del 80 al 95%, sin embargo la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. A volúmenes menores de producción la eficiencia es mayor, de allí que debemos tener muy en cuenta cuando se maneja altos volúmenes de producción y se establezca el porcentaje de eficiencia para el diseño.

3.1.2.9 Cabeza de Descarga

No es más que un adaptador entre las bombas electrosumergible y la tubería de producción.

En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscado. Existen diferentes tipos de roscado de acuerdo a las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados. El tipo de medidas de rosca que se usa mayormente es el 3½ EUE y 4½ EUE.

Como componente del sistema BES, este acople guarda las mismas condiciones de fabricación que el resto del equipo BES en lo que se refiere al tamaño y material.

3.1.2.10 Cable de Potencia

El trifásico, transmite la energía eléctrica al sistema, los conductores son de tipo sólido o trenzado, pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida, normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable #1 y el de conexión al motor suele ser #5, #4, #6.

Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases. Su uso depende de factores mecánicos y de diámetros.

Tienen protección mecánica por una carcasa. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos, como el ácido sulfhídrico o corrosión.

El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico y es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas.

3.1.2.11 Bombas de cavidades progresivas (PCP)

La bomba de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento positivo, compuesta por un rotor helicoidal simple, el mismo que rota

excéntricamente dentro de un estator que internamente está compuesto por una doble helicoidal del mismo o menor diámetro y longitudinalmente dos veces la longitud de paso del rotor. Esta geometría crea cavidades 180 grados, aparte del progreso de un volumen fijo de fluido a través de la bomba. La bomba entra en la categoría de una bomba de desplazamiento positivo, pero con la capacidad de cambiar las eficiencias volumétricas. Debido a que es una bomba de desplazamiento positivo, no genera presión, solo la mantiene. Esta bomba impulsará una columna de fluido donde puede manejar sólidos muy bien, sin importar el porcentaje de gas en el fluido

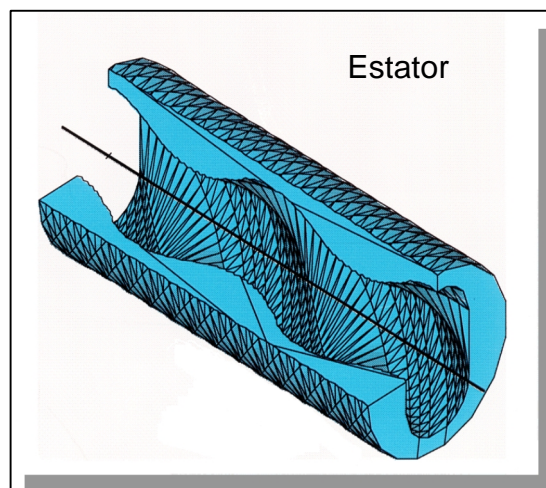
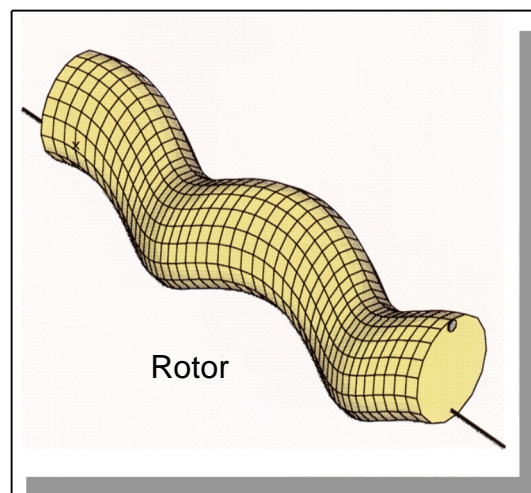


Figura 4.- Rotor y Estator de la bomba

Fuente: Roosa, S. (2007)

3.1.2.11.1 Operación de la bomba

La BCP 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 están diseñadas de manera que producen 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 desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

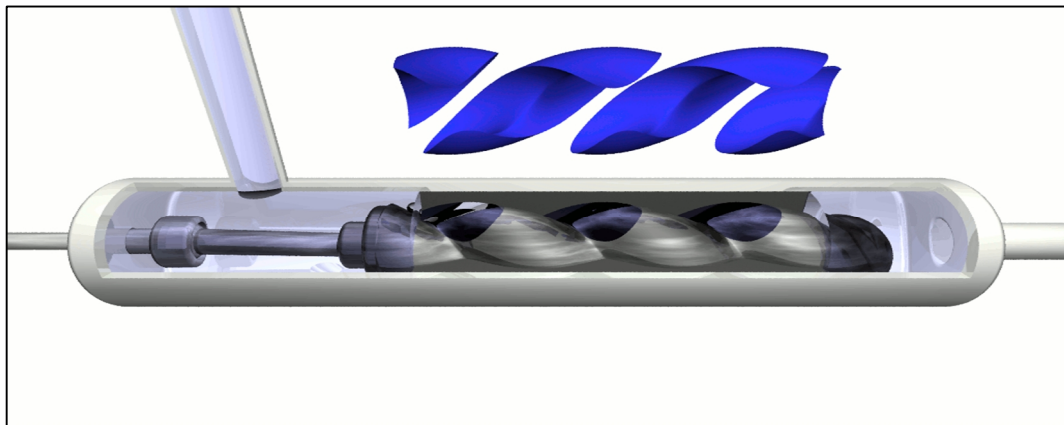


Figura 5.- Operación de la bomba

Fuente: Roosa, S. (2007)

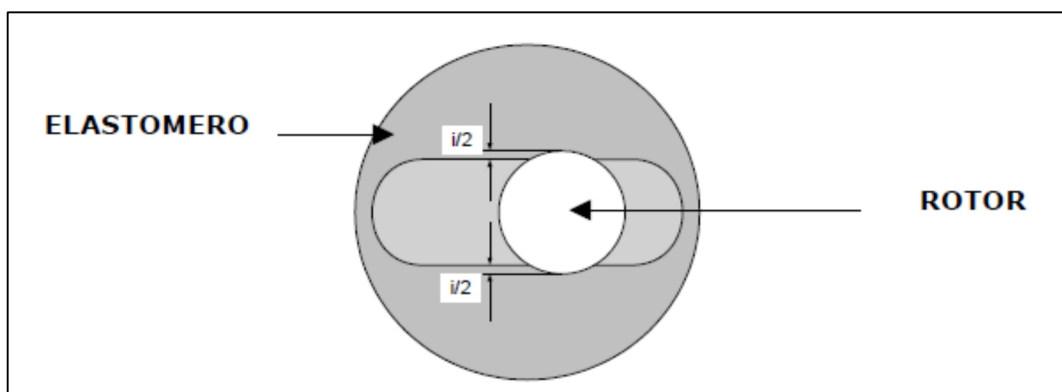


Figura 6.- Sección transversal de una PCP

Fuente: Chacin, N (2010)

La figura 6 muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (*i*) que crea el sello.

3.1.2.11.2 Estator

Es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

3.1.2.11.3 Elastómero

El Elastómero constituye el elemento más “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un Polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo).

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los Elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, poseen base Nitrílica (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoroelastómeros.

Características deseables en los Elastómeros.

- Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- Buena resistencia térmica.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Propiedades mecánicas mínimas requeridas.

- Hinchamiento: del 3 al 7% (máximo).
- Dureza Shore A: 55 a 78 puntos.
- Resistencia Tensil: Mayor a 55 Mpa
- Elongación a la ruptura: Mayor al 500%
- Resistencia a la fatiga: Mayor a 55.000 ciclos

3.1.2.11.4 Cavity de la Bomba

Esto da una buena ilustración de lo que una cavity de fluido en realidad se parece a medida que avanza a lo largo de la bomba. Tenga en cuenta que esto es sólo una cavity. En realidad, habría otra cavity simétrica a ésta, la creación de una cadena de ADN de doble hélice mira a ella. Existen diferentes tamaños de cavity para diferentes aplicaciones, en su mayoría sobre la base de la longitud de paso y diámetro. La longitud de paso es más fácil de ajustar, además de que es más importante en ella zona de aplicación.

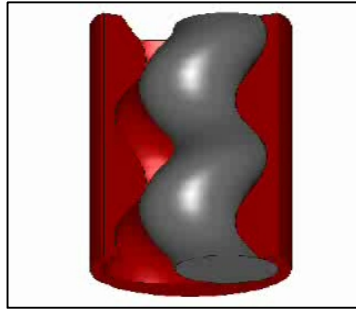


Figura 7.- Cavidad de la bomba

Fuente: Mallin, B. (2009)

3.1.2.11.5 Capacidad de presión

Pico a pico sobre un rotor es la longitud de paso del rotor. En el estator sin embargo, debido a que es un lóbulo doble (lóbulo), la longitud de paso es dos veces tan largo como el paso del rotor. Esta longitud de paso es tan larga como una cavidad y define una "etapa" de un PCP. PCP se comportan del mismo modo que ESP está en que cuanto más etapas se apilan una encima de la otra, la presión más alta producirá. La única diferencia es con la del PCP que soportar la presión (Soporta), no genera presión. Esto es significativo (Importante), porque significa que se pueda soportar (PONER) a 2600 psi nominal (nominal) de la bomba en un agujero donde se necesita sólo 1.300 psi de presión diferencial, y la bomba funcionará bien. Esta es también la razón por la velocidad de flujo más alto (TASA) bombas están clasificados para una presión más baja que las bombas de flujo bajo. Las bombas de flujo más altas tienen longitudes de paso más largas que a su vez crean bombas muy largas cuando se trata de alcanzar niveles de presión más altas.

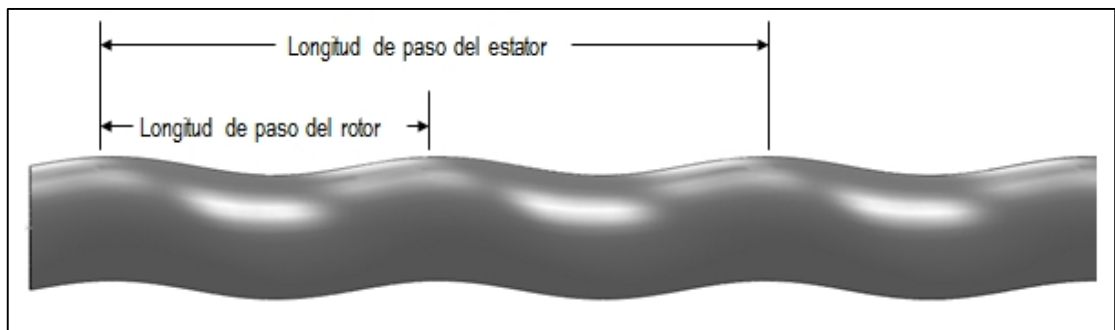


Figura 8.- Longitud de paso rotor/estator

Fuente: Mallin, B. (2009)

- La longitud de paso del estator define a una “etapa”
- La capacidad de presión está basada en la cantidad de etapas, como en las ESP's
 - Más etapas, mayor presión

3.1.2.11.6 Capacidad de volumen de fluido

He aquí un buen ejemplo de la diferencia de longitudes de paso. El gráfico superior muestra una longitud de paso más corto, y el gráfico inferior muestra una longitud de paso más larga. Se necesita una revolución para llenar una cavidad. Así que el fluido tiene que recorrer una longitud de paso a través de la bomba de cada revolución.

3.1.2.11.7 Rotor de extensión corta

Este tipo de geometrías son mejores en aplicaciones con aceite pesado, de alta viscosidad y sólidos. La razón es gruesa (espesos) fluidos no viajan tan rápido como los líquidos ligeros. Así que si usted tiene solamente una revolución para llenar una cavidad, la distancia que el líquido espeso que viajar debe ser lo más corto posible para llenar toda la cavidad. Para sólidos, más lejos que el fluido tiene que viajar en una sola revolución, más

rápido se va a mover. Fluidos rápidos de arena significa arena rápido, y esos proyectiles harán daño.

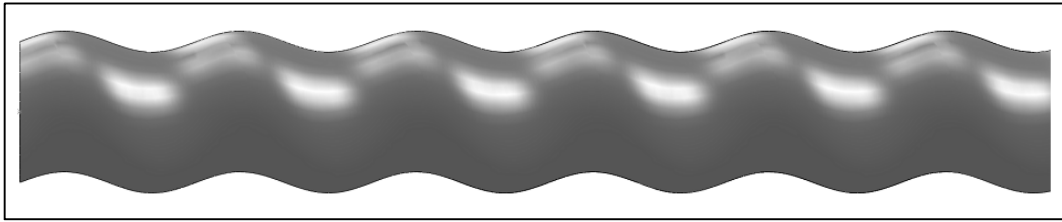


Figura 9.- Rotor de extensión corta

Fuente: Mallin, B. (2009)

3.1.2.11.8 Rotor de extensión larga

Estas geometrías son los más adecuados para los fluidos más ligeros y las tasas de flujo más altas. La limitación es la capacidad de presión y el par, ya que hay una mayor superficie para la fricción entre en vigor.

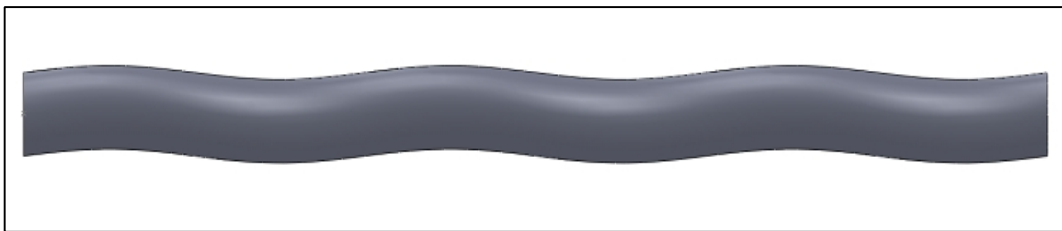


Figura 10.- Rotor de extensión larga

Fuente: Mallin, B. (2009)

3.1.2.11.9 Deslizamiento del fluido y eficiencia volumétrica

- El peso del fluido sobre la bomba hace que el líquido se deslice de nuevo a la cavidad anterior. Esto es necesario para lubricar el rotor y mantener fresco el elastómero
- Normalmente diseñada para ~ 80% de eficiencia en fondo de pozo, lo que da una adecuada lubricación de la bomba.

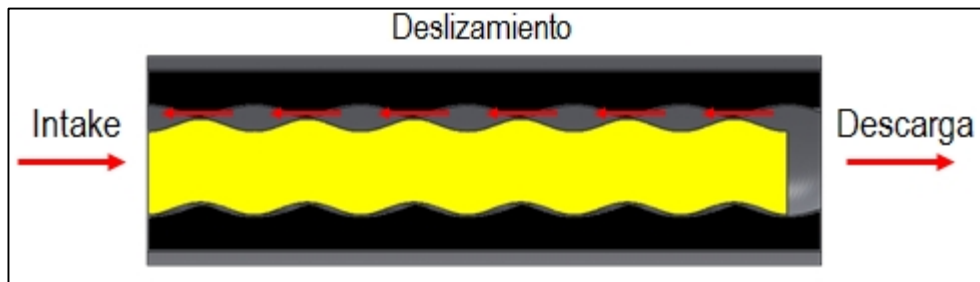


Figura 11.- Deslizamiento del fluido en el interior de la bomba PCP

Fuente: Mallin, B. (2009)

3.1.3 TIPOS DE SISTEMA PCP

Existen dos tipos de sistemas de bombas de cavidades progresivas: uno de ellas tiene el motor eléctrico en superficie y es impulsado con las varillas de bombeo, y el otro sistema tiene el motor eléctrico en el fondo de pozo, el mismo motor que se utiliza en un sistema de bombeo centrífugo con motor eléctrico sumergible

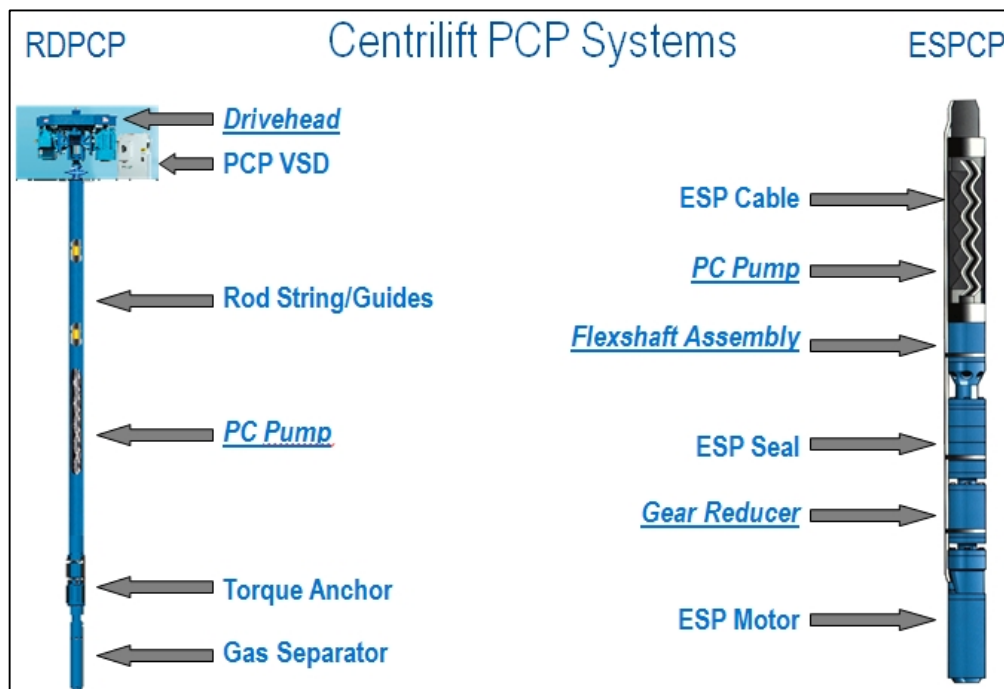


Figura 12.- Tipos de sistemas PCP

Fuente: Mallin, B. (2009)

Tabla 2.- Ventajas y Desventajas del sistema PCP sumergible y de superficie

SISTEMA ESPCP	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Utilizado en pozos horizontales o desviados	Mayor costo
Elimina el desgaste de la sarta de varillas y la tubería	Solución de problemas en fondo de pozo
Pérdidas de fricción disminuye significativamente	No aplica separador de gas
SISTEMA RDPCP	
Bajo costo	Mantenimiento en superficie
Menos componentes de fondo de pozo	Desgaste de sarta de varillas y tubería
Puede asentarse bajo las perforaciones	Perdida de carga de las barras
Puede utilizar separador de gas	Desviación del pozo limitada

Fuente: Roosa, S. (2007)

3.1.3.1 Beneficios de la ESPCP

Diseño simple

- Maneja fluidos cargados de sólidos
- Mejor manejo de fluidos viscosos
- Bajo API
- Maneja fluidos con alto contenido de Gas
- Disminuye efecto de emulsión
- Ahorro en el consumo de energía hasta 50%
- Alta eficiencia volumétrica
 - Reducción de gastos operativos
 - Ahorros en costos de energía

3.1.3.2 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.

Existen diversos criterios con base a los cuales se pueden clasificar las bombas de cavidades progresivas.

Una primera clasificación las divide en bombas industriales (son bombas horizontales) las cuales abarcan un gran rango de aplicaciones, como por ejemplo son utilizadas en el agro, en procesamiento de alimentos, en plantas de tratamiento de agua, etc. La descripción de estas bombas se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

Bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos.

En este documento se han presentado las bombas de cavidades progresivas destinadas a la extracción de petróleo y gas, en este contexto, se pueden clasificar las bombas como:

- Bombas Tubulares

- Bombas Tipo Insertables
- Bombas de geometría simple
- Bombas Multilobulares.
- Bombas de para “alto caudal”
- Bombas de “gran altura”.

Bombas Tubulares. Este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas, etc.; y sobre él se instala el niple de maniobra, niples “X”, y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción.

Bombas tipo Insertable. Poco utilizadas en Venezuela, su uso se prevaleció en los pozos de Occidente (Costa Oriental del Lago de Maracaibo). En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción.

Bombas Multilobulares. A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilobulares ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en Estatores de 3 o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple.

Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las

bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa.

Diversos fabricantes como Kudu, Weatherford, Robbins Myers, Netzsch, ofrecen bombas tipo multilobulares, no obstante para el momento de elaborar este documento, no se cuenta en Venezuela con experiencias exitosas de esta tecnología.

A continuación se presentan esquemáticamente diversas geometrías y una sección transversal de una bomba multilobular con relación 5x6.

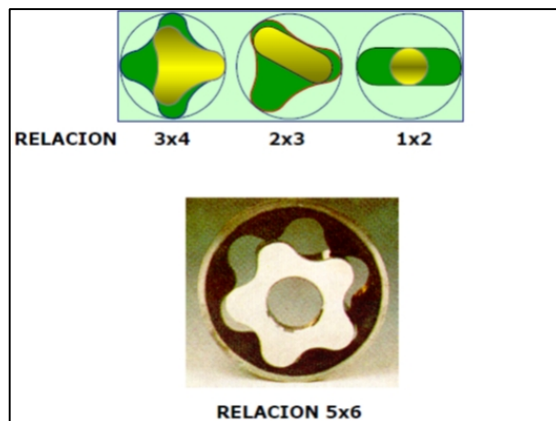


Figura 13.- Bombas de diferentes geometrías

Fuente: Chacin, N. (2010)

La figura 13 ilustra los conceptos expuestos anteriormente, rotores con valles más suaves y largos pertenecen a bombas de mayor volumen; rotores con valles y crestas más cercanas representan mayor número de etapas por unidad de longitud y por ende, mayor altura de descarga o head.

3.1.4 PRINCIPIOS BÁSICOS DE PRODUCCIÓN A TOMAR EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP.

Los parámetros que se tratarán a continuación intervienen de una manera muy importante en la selección de las bombas.

3.1.4.1 Nivel estático

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye, el fluido se estabiliza en un nivel tal que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del -yacimiento más la presión en Tubería de Revestimiento es igual a la presión del yacimiento (suponiendo que el pozo no esté instalado con una empacadura).

El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular se llama Nivel Estático (NE) y se mide desde superficie.

3.1.4.2 Presión Estática

Este es el nivel más alto (más cercano a la superficie) alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión Estática (Ps).

3.1.4.3 Nivel dinámico

Al arrancar la bomba, sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular. Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que genera una *afluencia* de fluido desde el yacimiento, el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más baja el nivel de fluido en el espacio anular, más aumenta la afluencia del fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del

yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática más la presión en el revestidor equilibran la Presión de fondo Fluyente (P_{wf}). El nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular, se llama nivel dinámico (ND).

3.1.4.4 Caudal.-

Se tomara el valor deseado de producción que disponga la empresa operadora, de acuerdo a los cálculos del IP.

3.1.4.5 Índice de productividad (IP).-

El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra de caída de presión (drawdown) obtenida de formación.

Existen varios métodos para calcular el IP, dependiendo de las condiciones a las que se encuentre el yacimiento, el pozo y de la información que se tenga de los mismos.

$$IP = \frac{Q_{test}}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ec. [5]}$$

Para calcular el IP, se tomaran en cuenta los niveles de fluido del pozo tanto dinámicos como estáticos, la presión en cabeza del anular (CHP), Presión de burbuja (P_b), presión de fondo fluyendo (P_{wf}), Presión estática (P_r) y datos de producción (QI).

En muchos pozos que producen por algún método de levantamiento artificial, por lo general la presión de fondo fluyente ha disminuido por debajo de la magnitud de la Presión de Burbujeo, de manera que el fluido es multifásico con una fase gaseosa la cual afecta la producción y la relación matemática expuesta anteriormente.

Gilbert fue el primero en observar el efecto, el desarrolló un método de análisis de pozos utilizando un Índice de Productividad variable y llamó la relación entre la caída en la presión de fondo y la tasa de flujo como Inflow Performance Relationship (Índice de comportamiento de Afluencia) conocida en forma abreviada como IPR. Muskat presentó modelos teóricos mostrando que para dos fases (líquido y gas), la IPR es curva y no una línea recta, tal y como se observa en la figura siguiente.

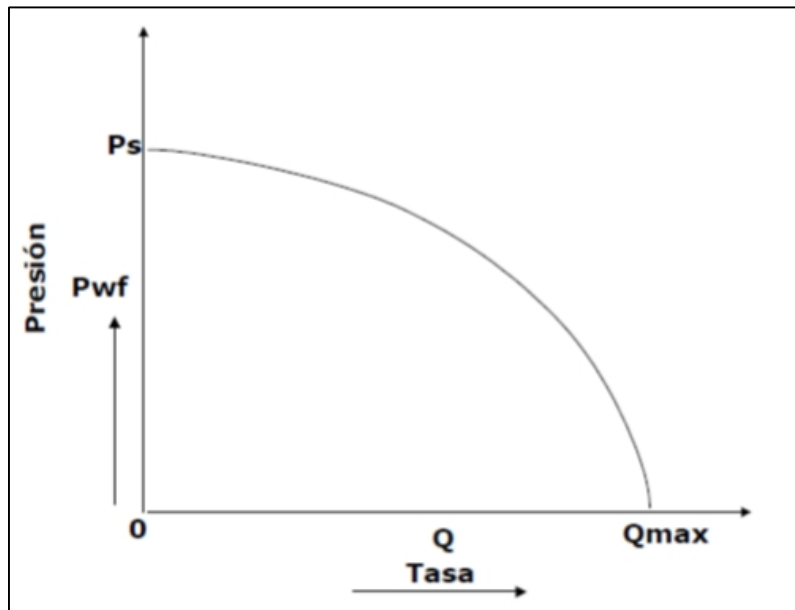


Figura 14.- Curva de Índice de productividad variable

Fuente: Rodríguez, J. (2007)

3.1.4.6 Relación Gas en solución (Rs).-

Otro factor que se debe tener en cuenta y que es muy importante es la cantidad de gas libre que se va a manejar, esto es porque la bomba ESPCP necesita lubricación entre el elastómero y el rotor, para que la fricción entre estos no aumente no aumente la temperatura generándole severos daños al elastómero.

Por cuestiones de diseño la cantidad de gas que entra a la bomba no debe ser mayor al 40% de gas libre, por esta razón se realizan los cálculos correspondientes.

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{(0,0125 * API)}}{10^{0,00091 * F}} \right) \quad \text{Ec. [6]}$$

3.1.4.7 Factor volumétrico del gas

Es la relación de volumen producido en el yacimiento con la cantidad de volumen obtenido en superficie a condiciones fiscales; es decir, la cantidad de pies cúbicos de gas que debo recibir del yacimiento para obtener 1 pie cúbico de gas en superficie a condiciones estándar (60°F @ 14.7psi).

$$\beta_g = 5.04 \left(\frac{zT}{P} \right) \quad \text{Ec. [7]}$$

Dónde:

B_g= Factor volumétrico del gas (bls/Mscf)

Z= Factor de compresibilidad del gas

T= Temperatura de fondo (°R)

P= Presión de sumergencia (psi)

3.1.4.8 Factor volumétrico del petróleo

Es la relación de volumen producido en el yacimiento con la cantidad de volumen obtenido en superficie a condiciones fiscales; es decir, la cantidad en barriles de petróleo que debo recibir del yacimiento para obtener 1 barril de petróleo en superficie a condiciones estándar (60°F @ 14.7psi).

$$\beta_o = 0.972 + (0.000147 * F^{1.172}) \quad \text{Ec. [8]}$$

Factor de corrección

$$F = R_s * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.8} + (1.25 * ^\circ F) \quad \text{Ec. [9]}$$

Dónde:

Bo= Factor volumétrico del petróleo

F= Factor de corrección

Rs= Relación gas en solución

3.1.4.9 Cálculo del gas total

Con las variables calculadas anteriormente, se puede hallar el volumen de petróleo, agua y gas.

$$GasTotal = \frac{GOR * BOPD}{1000} [MPCN] \quad \text{Ec. [10]}$$

Dónde:

GOR= Relación gas petróleo

BOPD= Barriles de petróleo por día

3.1.4.10 Cálculo de diferencial de presión

$$HPM = h_{tope} + \frac{h_{base} - h_{tope}}{2} \quad \text{Ec. [11]}$$

$$\Delta P = (HPM - H_{intake}) * SG_m * GP_m \quad \text{Ec. [12]}$$

$$P_{intake} = P_{wf} + P_{anular} - \Delta P \quad \text{Ec. [13]}$$

Dónde:

P_{intake} = Presión de entada de la bomba (psi)

HPM= Profundidad media de perforaciones (pies)

Htope= Profundidad del tope de perforaciones (pies)

Hbase= Profundidad de la base de perforaciones (pies)

P_{anular} = Presión en el anular del pozo (psi)

Pwf= Presión de fondo fluyente (psi)

SGm= Gravedad específica promedio del fluido

GPM= Gradiente de presión hidrostática (psi/pie)

3.1.4.11 Altura dinámica total (TDH)

La altura de descarga o head de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática, nivel estático, fricción en la tubería y la presión de descarga, para transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie.

$$TDH = NE + fr. tub + Pd \quad \text{Ec. [14]}$$

El head se puede expresar de dos maneras; como presión propiamente dicha (lpc, bar, etc.) o como altura de fluido (m, pies, etc.).

El head es función directa del número de *etapas* de la bomba. Una *etapa* se puede considerar como la longitud mínima que debe tener una bomba para generar la acción de bombeo; la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad.

Cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente de modo que la presión diferencial se incrementa de

una etapa a la siguiente dentro de la bomba; por esta razón, la presión (o altura) de descarga es proporcional al número de etapa.

3.1.4.12 Fricción en la tubería

Se define como la resistencia al flujo del fluido en la tubería de producción, y tiene relación directa al:

- Diámetro de la tubería de producción.
- Estado de la tubería (nueva o vieja).
- Viscosidad del fluido.
- Caudal de producción

$$\Delta P = 4.254 \left(\frac{Q}{C} \right)^{1.85} \frac{1}{D^{4.87}} \quad \text{Ec. [15]}$$

Dónde:

Fricción: Pérdida por fricción en tubería (pies)

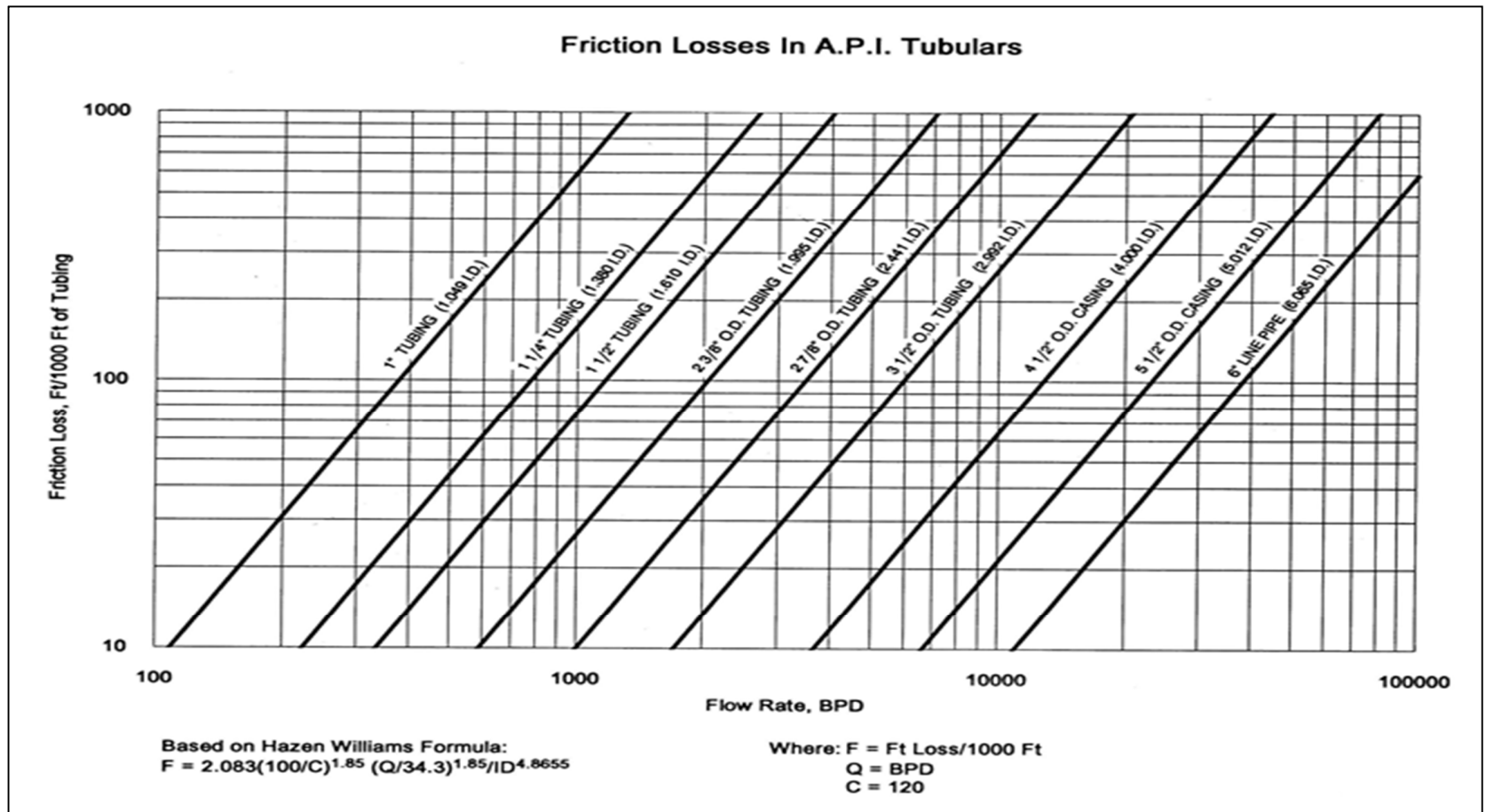
Q: rata de flujo (gal/min)

D: diámetro interno de la tubería

C: coeficiente de fricción adimensional: 100 para tubería vieja (más de 10 años) y 120 para tubería nueva

La tabla indica la carga de levantamiento de fluido que tiene la bomba por efectos de la fricción en la tubería, donde nos indica en el eje de la abscisa la rata de producción que va a levantar el sistema de levantamiento artificial en barriles por día; en el eje de la ordenada indica la perdida de fricción por cada 1000 pies de tubería donde pasa el fluido, que resulta de la interpolación de la data de producción del pozo el diámetro de la tubería de producción (tubing) según sea esta nueva o vieja, donde el resultado de esta interpolación se hace una relación de la medida total de la tubería desde la bomba hasta la superficie en MD.

Tabla 3.- Fricción de tubería



Fuente: Roosa, S. (2007)

3.1.4.13 Presión de entrada de la bomba (PIP)

$$PIP = \left(\frac{H * SGm}{2.31 \text{ pies/psi}} \right) + P_{anular} \quad \text{Ec. [16]}$$

La definición correcta de este punto, es muy importante para saber la gravedad específica o gradiente de presión del fluido en el anular del Casing. Si el gradiente o la gravedad específica del fluido es conocido, se puede estimar la presión intake de la bomba o el nivel de fluido bajo la bomba.

3.1.4.14 Velocidad de bombeo operacional

$$Vel. Oper = Tasadediseño * \left(\frac{100RPM}{TasaTeóricadelaBomba} \right) * effc \quad \text{Ec. [17]}$$

3.1.4.15 Requerimiento de energía

$$HHP = \frac{Q * P_{diff} * 2.51}{136000} \quad \text{Ec. [18]}$$

$$HP = \frac{HHP}{efic} \quad \text{Ec. [19]}$$

Dónde:

HHP= Potencia hidráulica, (Hp)

HP= Potencia hidráulica, (Hp)

Pdiff= Diferencial de presión

Eff= Eficiencia de la bomba

3.1.4.16 Unidad de reducción de engranajes GRU

$$Torque = \frac{Hp \times 5252}{RPM} \quad \text{Ec. [20]}$$

3.1.4.17 Selección de la bomba

La selección de la bomba depende principalmente del caudal que se va a manejar, la profundidad a la cual se dejará, el diámetro del casing y el tipo del fluido.

El caudal define la capacidad de la bomba y el tipo de fluido define el elastómero que se va emplear, ya que este puede alterarse con los fluidos producidos y los contaminantes que este contenga, es muy importante escoger un elastómero adecuado para que la bomba tenga un buen desempeño.

Bombas de Alto Caudal. Cada fabricante ofrece bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades. Hay disponibles comercialmente bombas de 5" modelo 1000TP1700; estas son bombas tipo tubular ("TP") de 1000 m³/día (6300 b/d) @ 500 r.p.m. y 0 head; bombas 22.40-2500 con desplazamientos de hasta 2500 b/d a 500 r.p.m. y 0 head y de 3200 b/d. Se debe recordar que al hablar de desplazamiento se debe considerar el volumen que ocupa el gas en la bomba, así, los 3200 b/d de la última bomba comentada, contemplan petróleo, agua y gas.

Bombas de gran altura (head). Como se mencionó, la altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

La figura 15 ilustra los conceptos expuestos anteriormente, rotores con valles más suaves y largos pertenecen a bombas de mayor volumen; rotores con valles y crestas más cercanas representan mayor número de etapas por unidad de longitud y por ende, mayor altura de descarga o head.

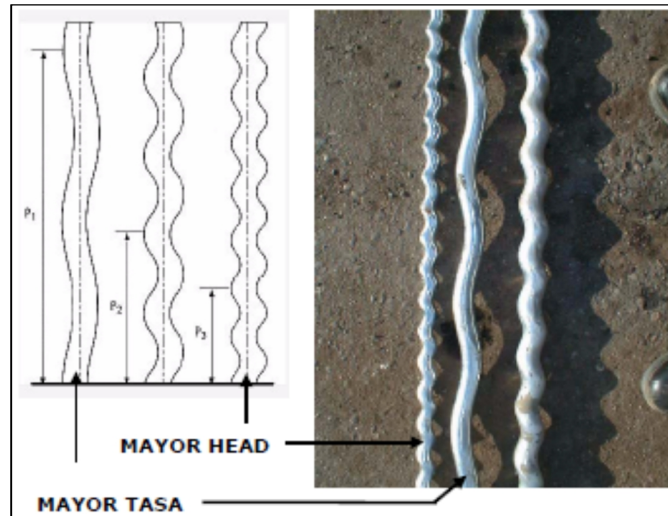


Figura 15.- Geometría de los rotors y sus relaciones con la capacidad de la bomba

Fuente: Chacin, N. (2010)

3.1.4.18 Selección de los Equipos.

Antes de comenzar a diseñar un método de producción, es de suma importancia contar con todos los datos necesarios para ello y los mismos deben de ser del todo confiables a fin de garantizar el diseño adecuado, en este punto hay que destacar que no existe una solución (o diseño único) y que la misma depende de diversos factores técnico económicos incluyendo las políticas de explotación del yacimiento.

Existe una diversidad de ecuaciones, tablas, nomogramas, etc., para el diseño o selección de los equipos; no obstante, muchos de estos recursos fueron elaborados bajo determinadas suposiciones, las cuales no siempre reflejan la realidad del campo. En algunas oportunidades se cuenta con factores de ajuste para corregir los resultados obtenidos de las gráficas, no obstante, los mismos arrojan resultados aproximados y en algunas oportunidades dichos factores no se han desarrollado.

Ejemplo de lo anteriormente expuesto lo representan las curvas de capacidad de las bombas, las cuales fueron diseñadas para fluidos de muy baja viscosidad (agua), consideran fluidos monofásicos (desprecian el gas a manejar por la bomba), los

nomogramas para el cálculo de la carga axial en los cabezales no consideran el efecto de los diámetros de las cabillas en la presión ejercida sobre el rotor de la bomba y por ende en la carga axial a soportar por el cabezal, igualmente no se considera geometría del pozo para predecir los puntos de contacto de las cabillas con la tubería de producción etc.

Un diseño manual puede ser desarrollado como una aproximación y solo debe ser realizado de esta manera luego de tener un conocimiento completo de todos los factores o variables que intervienen en la dinámica del sistema pozo-completación y contar con estadísticas del desempeño de los equipos correctamente diseñados e instalados en el campo; aun así, bajo determinadas condiciones tales como: alta relación gas líquido, crudos muy viscosos, pozos de alto caudal, profundidades considerables de asentamiento de bomba, pozos desviados u horizontales, etc., repercuten en comportamientos complejos desde el punto de vista hidráulico y mecánico, además imposibilitan realizar diversas sensibilidades en tiempos razonables, sobre todo considerando el gran dinamismo de las operaciones petroleras.

3.1.4.18.1 Selección y profundidad de la bomba

Para la selección de la bomba se hace necesario conocer el comportamiento de afluencia del pozo, para lo cual es necesario contar con las presiones estáticas y fluyentes (o niveles estáticos y dinámicos), la respuesta de producción en concordancia con la(s) presión(es) fluyente(s), la presión de burbujeo, etc.

Una vez construida la IPR del pozo se debe considerar que la tasa máxima para $P_s = 0$ es una medida de la capacidad del pozo, sin embargo en la práctica la mayor tasa que podría obtenerse depende de la profundidad de asentamiento de la bomba y la sumergencia. También es posible tomar la profundidad de asentamiento de la bomba (PB) como *datum*, referir las presiones a esta magnitud y construir “la IPR a profundidad de la bomba”.

Es necesario calcular la tasa de gas libre (en barriles diarios) y la tasa de agua, ambos a la profundidad de la bomba (PB).

El caudal total a manejar por la bomba será la suma de las tres tasas, petróleo, agua y gas. .

Conociendo estas variables y utilizando las curvas tipo de las bombas (suministradas por los fabricantes), se puede determinar la velocidad de operación y los requerimientos de potencia en el eje de impulsión. Posteriormente se determina la necesidad de utilizar anclas de gas, los grados y diámetros de las cabillas y de la tubería de producción y finalmente los equipos de superficie, el cabezal de rotación y el accionamiento electro-mecánico.

Torque requerido por el sistema y diámetro de la sarta de cabillas.

El torque del sistema está compuesto de dos elementos:

El Torque hidráulico, el cual es la fuerza necesaria para levantar el fluido y es función del desplazamiento de la bomba y de la altura hidráulica.

Y el Torque debido a la fricción de la sarta de cabillas girando en el fluido, este es función de la velocidad de rotación, el diámetro y longitud de la sarta de cabillas (profundidad de la bomba), el área del espacio anular entre las cabillas y la tubería de producción.

En el caso de fluidos de baja viscosidad el Torque por fricción es despreciable y por lo tanto el torque total es igual al torque hidráulico y el mismo es independiente de la velocidad de rotación.

Ejemplo de baja viscosidad son los pozos que producen con altos cortes de agua o de gravedades API elevadas (crudos livianos).

En estos casos, se puede utilizar el gráfico de la siguiente página; con base a este se obtiene que diámetro mínimo de cabillas a utilizar en nuestro ejemplo es de 3/4 pulg. Observe que este gráfico solo aplica para cabillas grado "D" y para fluidos de

baja viscosidad, es decir que el diferencial de presión en la tubería de producción sea despreciable (se debe recordar que en este ejemplo, este diferencial es de 240 lpc.).

3.1.4.19 Selección del elastómero

Tabla 4.- Tipos y características del elastómeros

MATERIAL	CARACTERISTICAS RESALTANTES
<p>NITRILO (Bajo contenido de Acrilonitrilo)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Buenas propiedades mecánicas (muy elástico). • Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F • Muy buena resistencia a la abrasión. • Moderada resistencia a los aromáticos • Moderada resistencia al agua caliente. • Recomendada para crudos pesados
<p>NITRILO ESTÁNDAR (Medio-alto contenido de Acrilonitrilo)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Muy buena resistencia mecánica. • Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F. • Buena resistencia a la abrasión. • Moderada resistencia a crudos agrios. • Moderada / pobre resistencia al agua caliente. • Crudo pesado / mediano
<p>NITRILO (Alto contenido de Acrilonitrilo)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Moderada resistencia mecánica. • Máxima resistencia a la temperatura: 225 °F. • Moderada resistencia a la abrasión. • Buena resistencia a los aromáticos. • Muy pobre resistencia al H₂S. • Pobre resistencia al agua caliente. • Crudo liviano.

Fuente: Chacin, N. (2010)

Tabla 5.- Tipos y características del elastómeros (Continuación)

NITRILO HIDROGENADO	<ul style="list-style-type: none">• Muy buena resistencia mecánica.• Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.• Buena resistencia a la abrasión.• Buena resistencia al ampollamiento por gas.• Moderada/pobre resistencia a los aromáticos.• Moderada/pobre resistencia a los crudos agrios.• Moderada resistencia al agua caliente.
FLUOROELASTÓMERO	<ul style="list-style-type: none">• Pobre resistencia mecánica.• Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.• Pobre resistencia a la abrasión• Excelente resistencia a los aromáticos.• Moderada/pobre resistencia al H₂S.• Elastómero muy costoso.• Recomendado para altas temperaturas.

Fuente: Chacin, N. (2010)

3.1.5 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LA BOMBA.

Los factores que tienen más efecto sobre la eficiencia volumétrica o desempeño de la bomba son la velocidad de operación y la altura (head) requerida.

Por otra parte, una característica que intrínsecamente está asociada a la eficiencia de la bomba en cuanto a su desplazamiento y a su capacidad para transportar los fluidos hasta la superficie es el grado de ajuste o “apriete” entre el elastómero y el rotor, esto se conoce como interferencia.

La interferencia en una bomba de cavidades progresivas se define como la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, el fluido trata de romper este sello para regresar a las cavidades anteriores, lo cual se conoce como escurrimiento (o resbalamiento). Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. El escurrimiento a su vez es función de la interferencia de la bomba a condiciones de operación, del diferencial de presión en la bomba y de la viscosidad del fluido.

3.1.5.1 Temperatura de Operación

La temperatura origina una expansión térmica del elastómero y una expansión menos notable en el rotor metálico, lo cual incide directamente en la interferencia, y por ende, en la eficiencia de la bomba.

3.1.5.2 Fluidos del pozo

Incluso en el caso de hacer una adecuada selección del elastómero, considerando su compatibilidad (o incompatibilidad) con los fluidos del pozo, esto no significa que no se produzca Hinchamiento del elastómero por ataque químico, este

hinchamiento incrementa la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesiva (interferencia menores al 3% son aceptables).

Aunque no es posible corregir el hinchamiento del elastómero una vez que el mismo tenga lugar, se cuenta con la flexibilidad de utilizar un rotor de diámetro transversal más reducido (subdimensionados o *undersize*) y de esta manera reducir la interferencia.

Otra característica de los fluidos que se relaciona con la interferencia (aunque no la afecta directamente), es la viscosidad. La viscosidad está asociada realmente con el escurrimiento, ambas son inversamente proporcionales. Para fluidos muy viscosos se pueden utilizar menores interferencias.

3.1.5.3 Presión interna en la bomba

La presión en la bomba tiende a comprimir el elastómero deformando las cavidades aumentando el tamaño de la mismas, disminuyendo así la interferencia. Este efecto se conoce en la literatura como "Compression Set".

4 DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO SUMERGIBLE

4.1 DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE UNA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE POR CAVIDADES PROGRESIVAS ESPCP EN EL POZO DAIMI A 14 EN EL CAMPO 16 DE LA OPERARADORA REPSOL

Para la realización del diseño de un sistema de levantamiento artificial se necesita los datos del fluido, reservorio y del pozo.

Tabla 6.- Datos del pozo Daimi A 14

API=	15.8°
%W=	67.5
SGw=	1.03
γ_g =	0.87
GOR=	71 scf/STB
BHT=	196 °F
Pb=	424.4 psi
IP=	0.7 bls/psi
Prof intake=	6423 pies TVD 6637 pies MD
TVD=	7633 pies
Pc=	150 psi
Pwf=	1100 psi
Voltaje disponible=	2400 V
ID tubing=	2 7/8 pulg
Q deseado=	317.5 BPD
$\mu_o@196^\circ\text{F}$ =	63.17 cP.
\$kw/h=	\$ 0.27
Contenido de sedimentos=	13 % peso
Contenido de aromáticos=	8.3 %

Fuente: Baker Hughes Centrilift

4.1.1 CÁLCULO DEL PWF @ Q DESEADO

$$P_{wfd} = P_r - \frac{Q_{deseado}}{IP}$$

$$P_{wfd} = 1100 \text{ psi} - \frac{317.5 \text{ bls}}{0.7 \frac{\text{bls}}{\text{psi}}}$$

$$P_{wfd} = 647 \text{ psi}$$

Cálculo del SG promedio

$$\bullet \quad SG_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}}$$

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 15.8}$$

$$SG_o = 0.9606$$

$$\bullet \quad SG_{prom} = \%W * SG_w + \%O * SG_o$$

$$SG_{prom} = (0.675 * 1.03) + (0.325 * 0.9606)$$

$$SG_{prom} = 1.0074$$

4.1.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE INTAKE DE LA BOMBA (PIP)

$$PIP = P_{wfd} - \left[\frac{(TVD - \text{Profundidad de intake}) * SG_{prom}}{2.31 \frac{\text{ft}}{\text{psi}}} \right]$$

$$PIP = 647 \text{ psi} - \left[\frac{(7556 \text{ pies} - 6423 \text{ pies}) 1.0074}{\frac{2.31 \text{ pies}}{\text{psi}}} \right]$$

$$PIP = 153 \text{ psi}$$

4.1.3 CÁLCULO DEL Q MAX

$$Q_{max} = \frac{Q_{deseado}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 524.3 \text{ BPD}$$

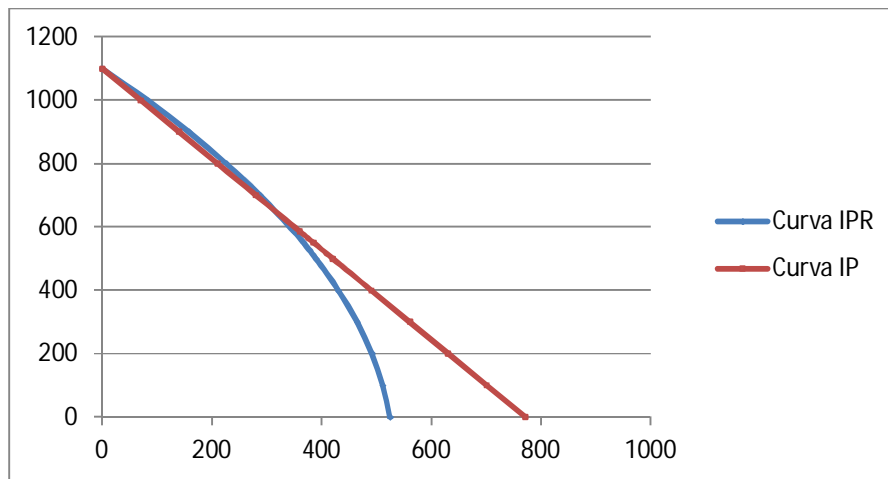


Figura 16.- Curvas de producción

La figura 16 representa las curvas IP e IPR, tanto para el sistema ESPCP y el sistema BES por etapas

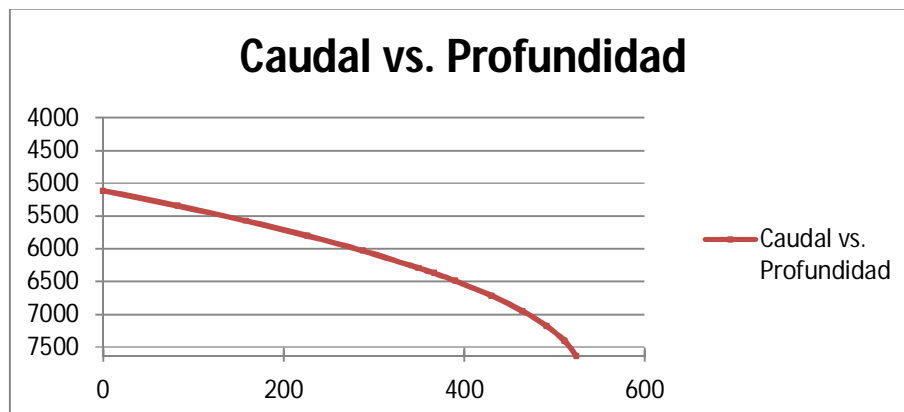


Figura 17.- Caudal vs Profundidad

La figura 17 nos indica el caudal de producción del pozo a una profundidad dada en TD, y también del nivel dinámico del fluido (ND) a la producción deseado $Q_{deseado}$.

4.1.4 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA

El equivalente del TDH en una bomba ESPCP es la Presión de descarga

$$\bullet P_{fricc} = 4.254 \left(\frac{Q}{C}\right)^{1.85} \frac{1}{ID_{tubing}^{4.87}}$$

$$P_{fricc} = 29 \text{ psi}$$

$$\bullet P_c = 150 \text{ psi}$$

$$\bullet P_d = \frac{\text{Prof de intake} * SG_{prom}}{2.31} + P_{fricc} + P_c$$

$$P_d = \frac{6423 \text{ pies} * 1.0074}{2.31 \frac{\text{pie}}{\text{psi}}} + 29 \text{ psi} + 150 \text{ psi}$$

$$P_d = 2980 \text{ psi}$$

4.1.5 CÁLCULO DE RPM DE OPERACIÓN

$$\mu_o = 63.17 \text{ cP @ } 196 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\gamma_o = 0.9606$$

$$\text{GRU} = 11.42: 1$$

$$RPM_{motor @ 60 \text{ Hz}} = 3532$$

$$\bullet \nu_o = \frac{\mu_o}{\gamma_o} = \frac{63.17 \text{ cP}}{0.9606}$$

$$\bullet \nu_o = 0.66 \text{ Stk}$$

$F = 0.63$ (Corrección de deslizamiento) ver Anexo 1

$$\bullet RPM_{motor @ 45 \text{ Hz}} = \frac{3532 \text{ RPM} * 45 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}}$$

$$RPM_{motor @ 45 \text{ Hz}} = 2649 \text{ RPM}$$

- $RPM_{bomba} = \frac{RPM_{motor @ 45 Hz}}{GRU(11.42)} = \frac{2649}{11.42}$

$$RPM_{bomba} = 232 RPM$$

- $RPM_{operación} = RPM_{bomba} - F(RPM_{bomba} - RPM_{motor @ 45 Hz})$

$$RPM_{operación} = 232 - 0.63(232 - 2649)$$

$$RPM_{operación} = 1755 RPM$$

4.1.6 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA BOMBA ESPCP (η)

Bomba ESPCP: 200-D-3600-LIFTEQ [375 Series]

$$Q_{@100RPM} = 200 bls$$

$$P_{nominal bomba} = 3600 psi$$

$$RPM_{bomba} = 232 RPM$$

$$Q_{deseado} = 317.5 BPD$$

- $Q_{@232 RPM} = \frac{200 BPD * 232 RPM}{100 RPM}$

$$Q_{@232 RPM} = 464 BPD @ 100\% Eficiencia$$

$$\eta = \frac{317.5 BPD * 100\%}{464 BPD}$$

$$\eta = 71\%$$

4.1.7 CÁLCULO DE HP REQUERIDOS

$$HP = \frac{Q * P_d * 2.31}{136000 * \eta} = \frac{317.5 * 2980 * 2.31}{136000 * 0.71}$$

$$HP = 22.64 HP$$

Cálculo del Torque

$$Torque = \frac{HP * 5252}{RPM_{bomba}} = \frac{22.64 * 5252}{232}$$

$$Torque = 512.4 \text{ pie.libra}$$

4.1.8 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE CORRIENTE

$$A = \frac{HP * 746}{V_{disponible} * \eta} = \frac{22.64 * 746}{2400 * 0.71}$$

$$A = 10 \text{ Amps}$$

4.1.9 CAIDA DE VOLTAJE

Cable # 1 @ 196°F

Profundidad de asentamiento MD= 6637 pies

Caida de voltaje @ 10A= 2,2V / 1000 pies. (Ver anexo 4)

Factor de corrección de temperatura= 1.28. (Ver anexo 4)

$$Caida \ de \ Voltaje_{@6637 \ pies} = \frac{2,2V}{1000 \ pies} * 6637 \ pies * 1,28$$

$$Caida \ de \ Voltaje_{@6423 \ pies} = 18,7 V.$$

4.1.10 SELECCIÓN DE LA BOMBA

Bomba ESPCP: 200-D-3600-LIFTEQ [375 Series]

Elastómero LT4000 (Material de Nitrilo Hidrogenado)

4.1.11 SELECCIÓN DEL MOTOR DE FONDO EN LA ESPCP

CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MOTOR

- Estandarización de los equipos de la empresa y manejo de stock en el país.
- Sobredimensionamiento del equipo por:
 - Proyección de aumento de producción del pozo
 - Perdidas de calor en el motor
 - Sólidos del fluido (arena) y presencia de escala

Selección del Motor sumergible

Motor BES BAKER HUGHES: 120HP 2125V 34A

SERIE 562 PARA LINER DE 7"

Voltaje en superficie

$$V_{surface} = V_{motor} + \Delta V_{@6637 \text{ pies}}$$

$$V_{surface} = 2125V + 18,7V$$

$$V_{surface} = \mathbf{2143,7 V}$$

Selección del Variador de Frecuencia

VSD: 4500-VT 519-KVA 624-A

4.1.12 CALCULO DE LOS BHP DE LA BOMBA @ 45 HZ

$$BHP_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 Hertz}\right)^3 BHP_{@60hertz}$$

$$BHP_{@45 Hz} = \left(\frac{45 Hz}{60 Hz}\right)^3 22,64 HP$$

$$\mathbf{BHP_{@45 Hz} = 9,6 HP}$$

4.1.13 POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA

$$HP_{Total del sistema} = HP_{bomba} + HP_{sello} + HP_{intake} + HP_{GRU}$$

$$HP_{Total del sistema} = (9,6 + 10 + 1,5 + 1,5)HP$$

$$\mathbf{HP_{Total del sistema} = 22,6 HP_{@45Hz}}$$

Sobredimensionamiento del equipo con una frecuencia de operación máxima de 50 Hz

$$BHP_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 Hertz}\right)^3 BHP_{@60hertz}$$

$$BHP_{@50 Hz} = \left(\frac{50 Hz}{60 Hz}\right)^3 22,64 HP$$

$$\mathbf{BHP_{@50 Hz} = 13,11 HP}$$

$$\mathbf{HP_{Total del sistema} = 26,10 HP_{@50Hz}}$$

TRANSFORMADOR EN SUPERFICIE

REPSOL da transformador de 500 KVA en campo como mínimo requerimiento de energía del sistema.

4.1.14 CÁLCULO DE COSTO DE CONSUMO DE ENERGÍA DEL EQUIPO ESPCP

$$\$/kw/h = 0,27$$

$$HP_{\text{Total del sistema}} = 22,6 HP_{@45Hz}$$

$$P_{@kw} = HP * 0,746$$

$$P = 22,6 HP * 0,746$$

$$P = 16,86 kw$$

4.1.14.1 Costos de operación ESPCP

$$\frac{\$/kw}{h} = 16,86kw * \frac{\$/0,27}{kw/h}$$

$$\frac{\$/kw}{h} = \$4,55$$

Día

$$\frac{\$/kw}{día} = \$4,55 * 24 \text{ horas}$$

$$\frac{\$/KW}{día} = \$109,25$$

Mensual

$$\frac{\$/kw}{mes} = \$109,25 * 30,42 \text{ días}$$

$$\frac{\$kw}{mes} = \$3323,40$$

Anual

$$\frac{\$kw}{año} = \$3323,40 * 12meses$$

$$\frac{\$kw}{año} = \$39880,70$$

4.2 DISEÑO DE UNA BES POR ETAPAS EN EL POZO DAIMI A14 DEL BLOQUE 16 DE LA COMPANIA REPSOL

4.2.1 CÁLCULO DEL PWF @ Q DESEADO

$$P_{wfd} = P_r - \frac{Q_{deseado}}{IP}$$

$$P_{wfd} = 1100 \text{ psi} - \frac{317.5 \text{ bls}}{0.7 \frac{\text{bls}}{\text{psi}}}$$

$$P_{wfd} = 647 \text{ psi}$$

Cálculo del SG promedio

- $SG_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}}$

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 15.8}$$

$$SG_o = 0.9606$$

- $SG_{prom} = \%W * SG_w + \%O * SG_o$

$$SG_{prom} = (0.675 * 1.03) + (0.325 * 0.9606)$$

$$SG_{prom} = 1.0074$$

4.2.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE INTAKE DE LA BOMBA (PIP)

$$PIP = P_{wfd} - \left[\frac{(TVD - Profundidad de intake) * SG_{prom}}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right]$$

$$PIP = 647 \text{ psi} - \left[\frac{(7556 \text{ pies} - 6423 \text{ pies})1.0074}{\frac{2.31 \text{ pies}}{psi}} \right]$$

$$PIP = 153 \text{ psi}$$

4.2.3 CÁLCULO DEL Q MAX

$$Q_{max} = \frac{Q_{deseado}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 524.3 \text{ BPD}$$

4.2.4 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

- $$ND = TVD - \left(\frac{P_{wfd} * 2.31}{SG_{prom}} \right) = 7556 \text{ pies} - \frac{647 \text{ psi} * 2.31 \text{ pie}/\text{psi}}{1.0074}$$

$$ND = 6073 \text{ pies}$$

- $P_{fricc} = 4.254 \left(\frac{Q}{C}\right)^{1.85} \frac{1}{ID_{tubing}^{4.87}}$

$$P_{fricc} = 4.393 \frac{psi}{1000 pies} * 6423 pies$$

$$P_{fricc} = \frac{28.22 psi * 2.31 \frac{pie}{psi}}{1.0074}$$

$$\mathbf{P_{fricc} = 64.7 pies}$$

- $P_c = \frac{150 psi * 2.31 \frac{pies}{psi}}{1.0074}$

$$\mathbf{P_c = 344 pies}$$

- $TDH = ND + P_{fricc} + P_c$

$$TDH = (6073 + 64.7 + 344)pies$$

$$\mathbf{TDH = 6482 pies}$$

4.2.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA P4

Pies por etapa= 32 pies. Ver anexo 2

BHP por etapa= 0.19 HP. Ver anexo 2

Eficiencia= 42%. Ver anexo 2

4.2.6 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS

$$\# de etapas = \frac{TDH}{Pies por etapa} = \frac{6482 pies}{32 pies}$$

$$\mathbf{\# de etapas = 203 etapas}$$

4.2.7 CÁLCULO DEL BHP

Bomba P4 229 etapas

- Estandarización de los equipos de la empresa y manejo de stock en el país.

$$BHP = \# \text{ de etapas} * BHP \text{ por etapa} * SG_{prom}$$

$$BHP = 209 * 0.19 \text{ HP} * 1.0074$$

$$\mathbf{BHP = 40 \text{ HP}}$$

4.2.8 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD DE CORRIENTE

$$A = \frac{HP * 746}{V_{disponible} * \eta} = \frac{40 * 746}{2400 * 0.45}$$

$$\mathbf{A = 27,63 \text{ Amps}}$$

4.2.9 CAIDA DE VOLTAJE

Cable # 1 @ 196°F

Profundidad de asentamiento MD= 6637 pies

Caida de voltaje @ 27,63A= 6,1V / 1000 pies. (Ver anexo 4)

Factor de corrección de temperatura= 1,28. (Ver anexo 4)

$$Caida \text{ de Voltaje}_{@6637 \text{ pies}} = \frac{6,1 \text{ V}}{1000 \text{ pies}} * 6637 \text{ pies} * 1,28$$

$$\mathbf{Caida \text{ de Voltaje}_{@6637 \text{ pies}} = 51,82 \text{ V.}}$$

4.2.10 SELECCIÓN DEL MOTOR DE FONDO EN LA ESP

CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MOTOR

- Estandarización de los equipos de la empresa y manejo de stock en el país.
- Sobredimensionamiento del equipo por:
 - Proyección de aumento de producción del pozo
 - Perdidas de calor en el motor
 - Solidos del fluido (arena) y presencia de escala

Selección del Motor sumergible

Motor BES BAKER HUGHES: 120HP 2125V 34A

SERIE 562 PARA LINER DE 7"

4.2.11 VOLTAJE EN SUPERFICIE

$$V_{surface} = V_{motor} + \Delta V_{@6637 \text{ pies}}$$

$$V_{surface} = 2125V + 51,82V$$

$$V_{surface} = \mathbf{2176,82 V}$$

Selección del Variador de Frecuencia

VSD: 4500-VT 519-KVA 624-A

4.2.12 POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA

$$HP_{Total \ del \ sistema} = HP_{bomba} + HP_{sello} + HP_{intake}$$

$$HP_{Total \ del \ sistema} = (40 + 10 + 1,5)HP$$

$$HP_{Total \ del \ sistema} = \mathbf{51,5 HP_{@60Hz}}$$

4.2.12.1 Sobredimensionamiento del equipo con una frecuencia de operación máxima de 65 Y 70 Hz

$$BHP_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 Hertz} \right)^3 BHP_{@60hertz}$$

$$BHP_{@65 Hz} = \left(\frac{65 Hz}{60 Hz} \right)^3 40 HP$$

$$BHP_{@65 Hz} = 50,86 HP$$

$$HP_{Total del sistema} = 62,36 HP_{@65Hz}$$

BHP @ 70 Hz

$$BHP_{new} = \left(\frac{Hertz_{new}}{60 Hertz} \right)^3 BHP_{@60hertz}$$

$$BHP_{@70 Hz} = \left(\frac{70 Hz}{60 Hz} \right)^3 40 HP$$

$$BHP_{@70 Hz} = 63,52 HP$$

$$HP_{Total del sistema} = 75,02 HP_{@70Hz}$$

4.2.13 CÁLCULO DE COSTO DE CONSUMO DE ENERGÍA DEL EQUIPO ESP BOMBA P4

\$KW/h= 0,27

$$HP_{Total del sistema} = 51,5 HP_{@60Hz}$$

$$P_{@KW} = HP * 0,746$$

$$P = 51,5HP * 0,746$$

$$P = 38,42 KW$$

4.2.13.1 Costos de Operación

$$\frac{\$KW}{h} = 38,42KW * \frac{\$0,27}{KW/h}$$

$$\frac{\$KW}{h} = \$10,37$$

Día

$$\frac{\$KW}{día} = \$10,37 * 24 \text{ horas}$$

$$\frac{\$KW}{día} = \$248,96$$

Mensual

$$\frac{\$KW}{mes} = \$248,96 * 30,42 \text{ días}$$

$$\frac{\$KW}{mes} = \$7573,22$$

Anual

$$\frac{\$KW}{año} = \$7573,22 * 12 \text{ meses}$$

$$\frac{\$KW}{año} = \$90878,58$$

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados se tomara en cuenta con la comparación del consumo de energía de las dos bombas

5.1 COMPARACIÓN EL CONSUMO DE ENERGÍA Y LOS COSTOS DE OPERACIÓN EN EL POZO DAIMI A14, ENTRE EL SISTEMA BES CENTRÍFUGO POR ETAPAS Y EL SISTEMA ESPCP.

Consumo De Energía \ Sistema	ESPCP	BES CENTRIFUGO	AHORRO
Potencia consumida (Hp)	22,6	51,5	28,9
Hora (\$KW/h)	4,55	10,37	5,82
Diario (\$KW/día)	109,25	248,96	139,71
Mensual (\$KW/mes)	3323,40	7573,22	4249,82
Anual (\$KW/año)	39880,70	90878,58	50997,88

El consumo de energía del sistema ESPCP para el pozo Daimi A14, es de menos del 30% del costo de operación de una bomba ESP P4

6 CONCLUSIONES

- El sistema ESPCP es aplicable en pozos con bajo índice de productividad a bajos caudales, remplazando a las bombas centrifugas que necesitan más

disponibilidad de energía en superficie para levantar el mismo caudal que levantaría la ESPCP con menor disponibilidad de energía.

- El diseño del sistema ESPCP para el pozo Daimi A14, se demostró que el consumo de energía es de menor al 30% del costo de operación de una bomba ESP P4.
- Debido al costo de los equipos ESPCP con el BES, el ahorro de energía se podrá percibir después del primer mes de operación de la bomba, la cual no sería problema tomando en cuenta el run life de las bombas de hasta tres años de garantía.
- Aumentar la eficiencia energética con la aplicación del sistema ESPCP.
- La unidad de GRU ayuda a reducir las revoluciones del motor aumentando el torque que es transmitido a la bomba, para el levantamiento del fluido hasta superficie.
- La unidad de flexshaft transforma el movimiento rotatorio concéntrico que realiza el motor y lo convierte en movimiento rotatorio excéntrico que hace la bomba de cavidad progresiva.
- El sello es la parte más importante del equipo porque aparte de proteger al motor de la contaminación del fluido, soporta toda la carga axial que hace el equipo en el momento del arranque del motor y durante el run life del equipo ESPCP.
- En general, el sistema de ESPCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.
- El contenido de aromáticos del fluido es un análisis muy esencial para la selección del elastómero; ya que, la presencia de este en el fluido desgasta el cuerpo del elastómero y provoca un hinchamiento excesivo del mismo, generando interferencia en el flujo de la bomba.
- El deslizamiento descendente de la bomba es muy importante para la lubricación del elastómero, en el rozamiento constante con el rotor de la bomba.

- Se debe sobredimensionar el equipo por:
 - Proyección de aumento de producción del pozo
 - Pérdidas de calor en el motor
 - Sólidos del fluido (arena) y presencia de escala

7 RECOMENDACIONES

- En pozos con bajo índice de productividad es recomendable aplicar un sistema ESPCP, para reducir los costos de energía en superficie.
- En crudos pesados con alta viscosidad es recomendable aplicar el sistema ESPCP para evitar trabajar bajo el rango de operación que se presenta en el sistema BES.
- El sistema ESPCP tiene una mayor eficiencia de operación y producción es al trabajar crudos con alto contenido de sólidos; ya que el desgaste es menos drástico que en el sistema BES
- Si el contenido de aromáticos es mayor al 40% en peso, se deberá aplicar un fluoroelastómero, para evitar el daño del mismo
- La frecuencia de operación de la bomba ESPCP, deberá ser hasta un máximo de 50 Hz, para evitar el rompimiento del rotor de la bomba.
- El cálculo del torque de operación que soporta el rotor de la bomba es muy importante para la selección del GRU.
- La aplicación del elastómero LT4000 es muy importante porque evita el excesivo desplazamiento de fluido hacia abajo, mejorando la eficiencia de operación.
- Para la selección de los equipos electrosumergibles hay que sobredimensionar las variables de operación y trabajar por sobre la potencia real de operación y bajo los estándares de los equipos de la empresa y manejos de stock en el país.
- Debido a la configuración del pozo Daimi A14, la aplicación de un sello mecánico doble bolsa reduce las problemas de cargas axiales del sistema ESPCP
- El sensor de fondo es de gran utilidad para analizar el tipo de vibración que se genera en la operación de la bomba.

8 GLOSARIO

BES.-

Bombeo eléctrico sumergible por etapas; sus siglas en inglés ESP (Electrical submersible pump)

BHP.-

(Break horsepower). Potencia requerida para levantar un nivel de fluido por etapa de la bomba.

ESPCP.-

Sus siglas en inglés (Electrical submersible progressive cavity pump); Bombeo de cavidades progresivas con motor eléctrico sumergible.

GRU.-

(Gear reductor unit). Unidad reductora de velocidad y aumento de torque. Este componente se utiliza debido a que los sistemas PCP giran más lento que los motores ESP.

Head.-

Es la altura de levantamiento que realiza una etapa de la bomba centrífuga, y está directamente relacionada al caudal de producción de la bomba.

Hertz.-

Unidad de frecuencia de operación del motor del sistema de levantamiento artificial electrosumergible. Es la cantidad de revoluciones sobre unidad de tiempo.

IP.-

(Índice de Productividad). El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra de caída de presión (drawdown) obtenida de formación.

MPCN.-

Volumen de gas en millones de pies cúbicos a condiciones estándar (14.7 psi y 60°F).

Petróleo crudo.-

Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en los yacimientos subterráneos y que permanece en fase líquida a presión atmosférica después de pasar por elementos de separación en la superficie.

Pozo (well).-

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Presión de reservorio.-

Presión a la cual es sometido el petróleo y/o gas por efecto del peso de la corteza terrestre y la profundidad, la misma que los empuja hacia la superficie, esta presión disminuye a medida que un reservorio sea producido.

Presión hidrostática.-

Es la presión a la que están sometidos todos los cuerpos de la superficie terrestre debido a la columna de gas que se encuentra en la atmósfera.

RDPCP.-

Sus siglas en inglés (Rod drive progressive cavity pump); Bombeo de cavidades progresivas con motor eléctrico en superficie.

RPM.-

Revoluciones por minuto de los equipos giratorios del sistema de levantamiento artificial electrosumergible.

Run life.-

Tiempo de operación del sistema de levantamiento artificial hasta presentar una falla del equipo.

STB.-

(Stock Tank Barrel). Volumen de barriles de petróleo a condiciones estándar (14.7 psi y 60°F).

TDH.-

(Total dynamic head). La altura de descarga o head de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática, nivel estático, fricción en la tubería y la presión de descarga, para transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie.

VDF.-

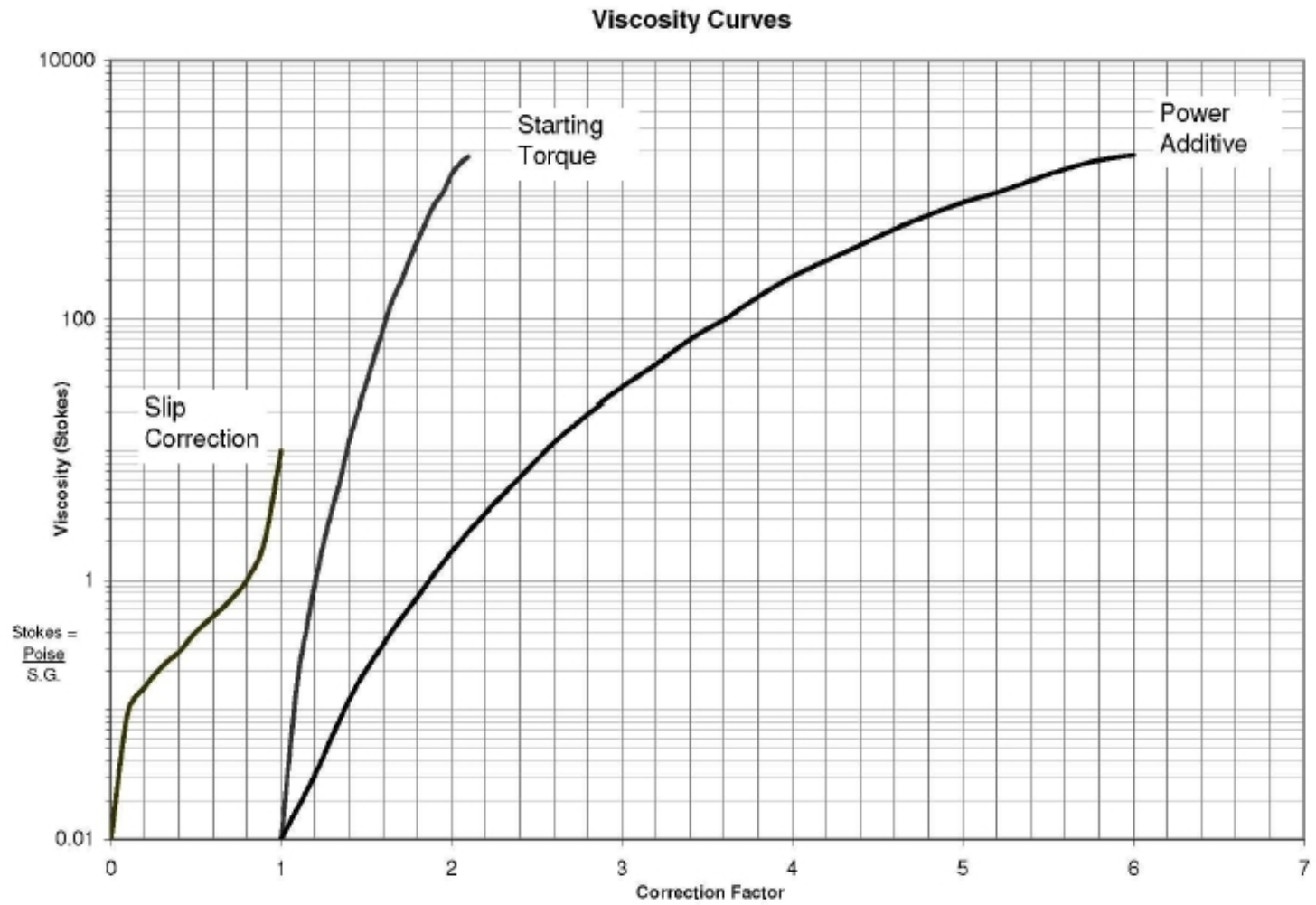
Es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

9 BIBLIOGRAFÍA

- Roosa, S. (2007). *Baker Hughes Centrilift Submersible Pump Handbook*. Claremore, Oklahoma 74017, United States: Novena Edición.
- Mallin, B. (2009) *Ingeniería de Aplicaciones ESPCP Baker Hughes Colombia*.
- Chacin, N. (2010). *ESP Oil International Training Group; Bombeo de Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de falla, TroubleShooting*.
- Jorquera, A. (2007). *Manual de Recopilación técnica de Ingeniería de Yacimientos de la empresa Halliburton*.
- Rivera, J. (2010). *Práctica de la Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Universidad de Anzoátegui.
- Rodríguez, J. (2007). *Ingeniería básica de yacimientos*. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- Bratu, C. y Sience, L. (2005). *New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production*. SPE 97833. Calgary, Canada. PCM Pompes.
- Dunn, L. Matthews, C. y Zahacy, T. (1998). *Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production* SPE 30271. Calgary, Canada.
- Flores, P. (2009). *Análisis Técnico Económico para un pozo X con levantamiento artificial con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Sacha*.
- García, L. (2009). *Análisis técnico de completaciones dobles y su aplicación en los pozos de la Cuenca Amazónica del Ecuador*. Escuela Politécnica Nacional.
- Mendoza, E. (2005). *Evaluación técnico económica del desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el Campo Cantagallo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

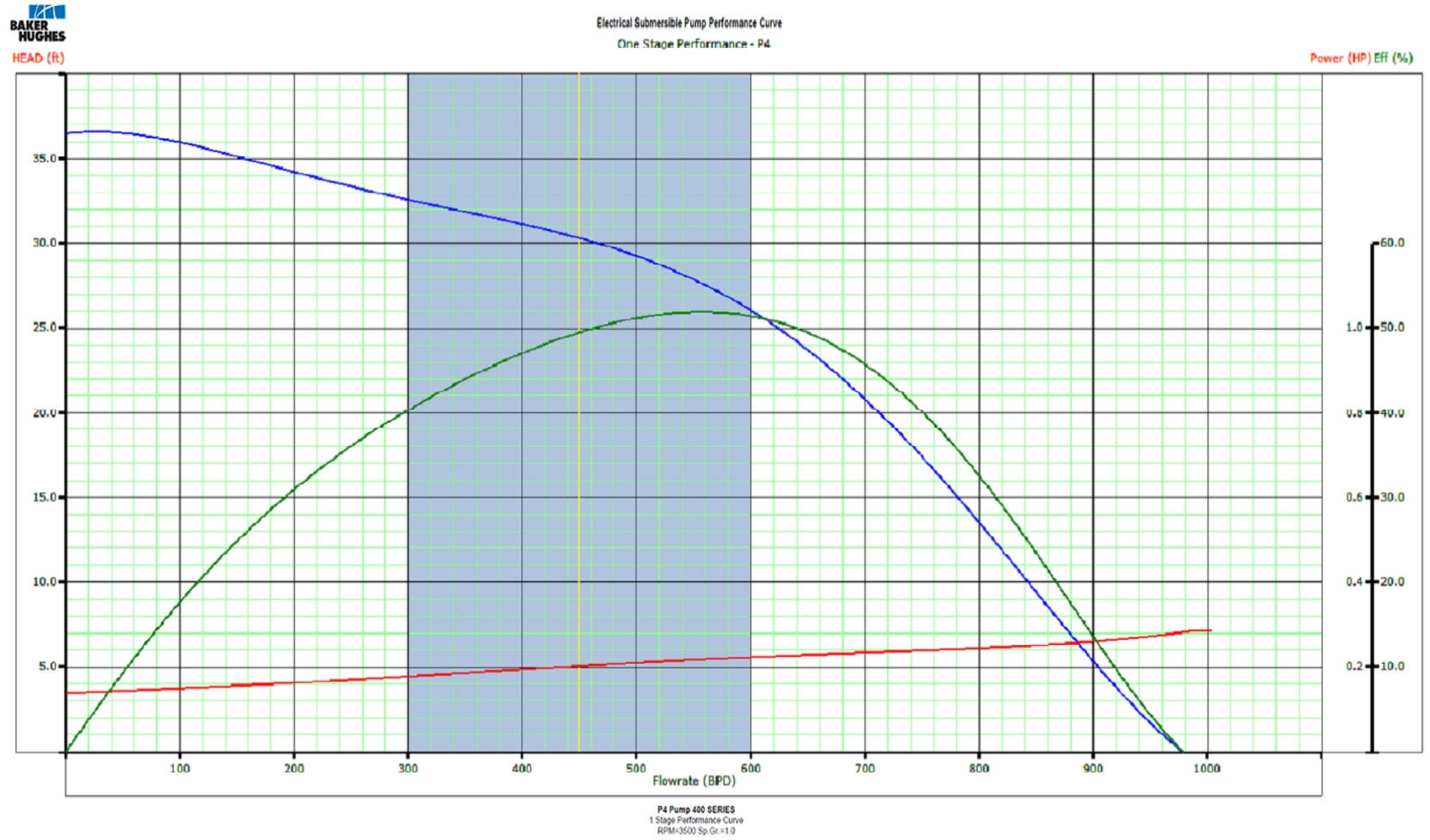
- Peña, F. (2005). Trabajo de Grado Bombeo Electrosumergible; Descripción, diseño y monitoreo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Ramírez, L. (2005). Evaluación del Sistema de Levantamiento por Cavidades de Progresivas para crudos pesados en los Campos Teca y Nare. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Rodríguez, W. y Robles, C. (2010). Herramienta software para el análisis y diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Rubio, C. y Agudelo, P. (2008). Comparative Analysis of Production Method with PCP System at Rubiales Oil Field SPE 114191. Weatherford Colombia Limited.
- SÁCHICA; J. (2010) Factibilidad Técnico Económica para la recuperación del gas producido por los Anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol S. A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Shirley, K. (2008). Electrical Submersible Progressive Cavity Pump System. Baker Hughes Centrilift. Claremore.

ANEXO 1.- Curvas de corrección de viscosidad



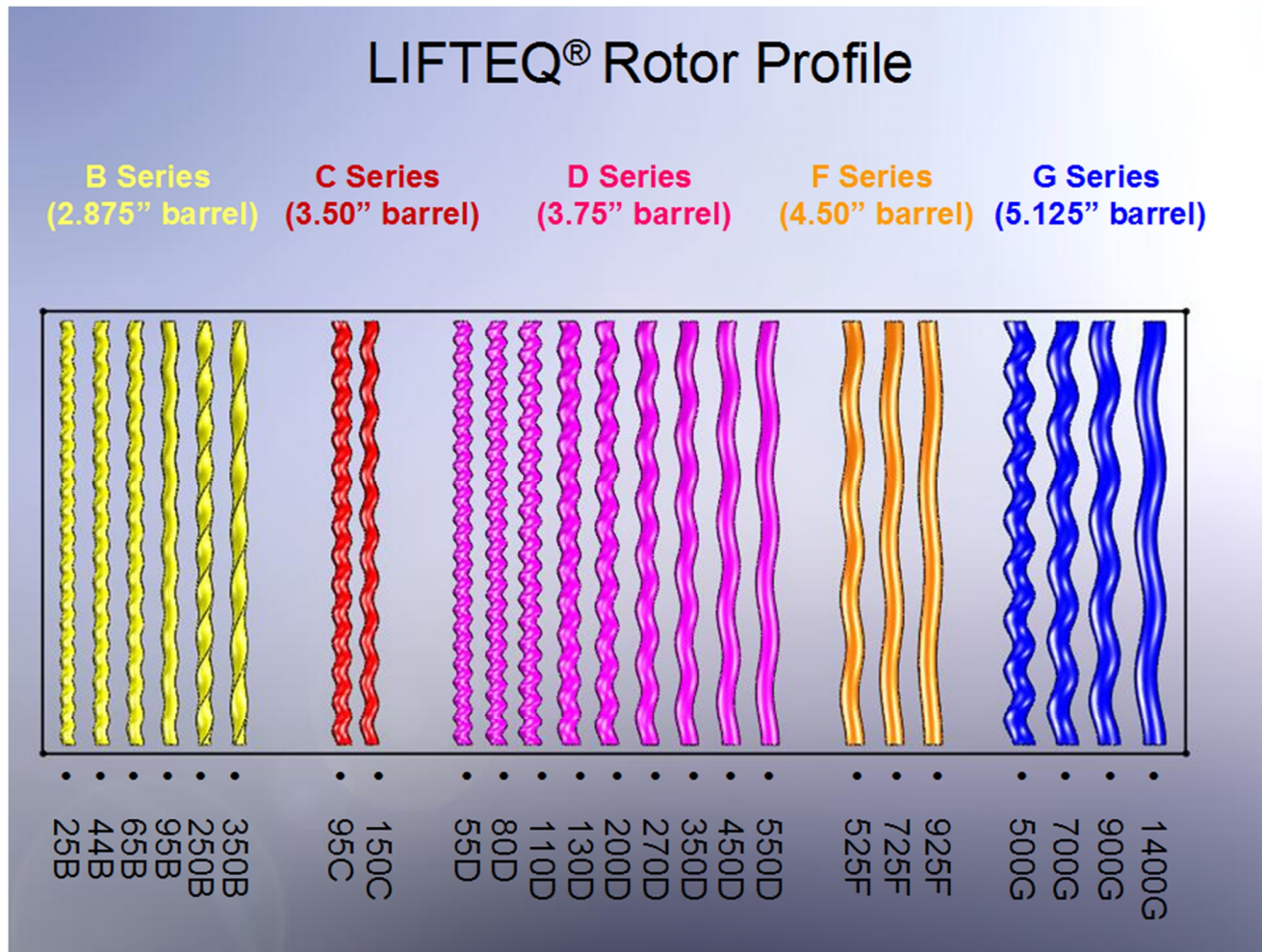
Fuente: Roosa, S. (2007)

ANEXO 2.- Curva de rendimiento de la Bomba P4



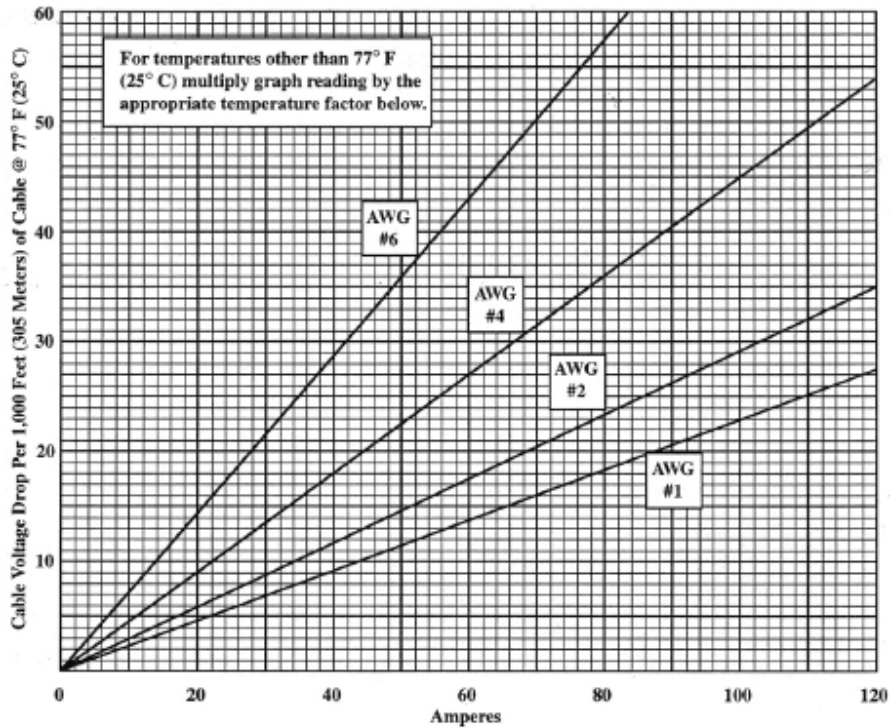
Fuente: Roosa, S. (2007)

ANEXO 3.- Rotores LIFTEQ Baker Hughes



Fuente: Roosa, S. (2007)

ANEXO 4.- Caída de Voltaje en el cable ESP por la profundidad y la temperatura



Temperature Correction Factors (TCF) table based on Conductor Temperature (°F) and the following:
 $TCF = 1 + 0.00214 * (°F - 77)$

Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor
100 (38)	1.049	170 (77)	1.199	240 (116)	1.349
110 (43)	1.071	180 (82)	1.220	250 (121)	1.370
120 (49)	1.092	190 (88)	1.242	260 (127)	1.392
130 (54)	1.113	200 (93)	1.263	270 (132)	1.413
140 (60)	1.135	210 (99)	1.285	280 (138)	1.434
150 (66)	1.156	220 (104)	1.306	290 (143)	1.456
160 (71)	1.178	230 (110)	1.327	300 (159)	1.477

Fuente: Rosa, S. (2007)

ANEXO 5.- Elastómeros y sus Limitaciones

Nominación	Limitaciones
LT 2000	<ul style="list-style-type: none">• Hasta 25° API y temperatura límite de 180 °F• 40% de gas libre al intake• 15% CO₂
LT 3000	<ul style="list-style-type: none">• Hasta 35° API• Hasta 250 °F• Menos de 50 scf/stb GLR• 1% H₂S• 15% CO₂
LT4000	<ul style="list-style-type: none">• Hasta 40° API• Hasta 300 °F• 40% de gas libre al intake• 1% H₂S• 15% CO₂

Fuente: Roosa, S. (2007)