



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE  
CONVENCIONAL Y BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON  
AHORRO DE ENERGÍA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**

**DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**JUAN FABRICIO CASTELLANOS CHAMORRO**

**DIRECTOR: ING. PATRICIO JARAMILLO, MSc**

**Quito, Diciembre 2014**

© Universidad Tecnológica Equinoccial,2014

Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo **JUAN FABRICIO CASTELLANOS CHAMORRO**, declaro que el trabajo aquí descrito 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.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa Institucional vigente.

---

Juan Fabricio Castellanos Chamorro

C.I. 171875170-2

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis de los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible convencional y Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía en el campo Shushufindi**” que, para aspirar al título de **Ingeniero en Petróleos** fue desarrollado por **Juan Fabricio Castellanos Chamorro**, 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. Patricio Jaramillo, Msc

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I: 170127931-5

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia quienes han sido el pilar fundamental para terminar este importante logro en mi vida, en especial a mi querida madre Angelita y a mi tía Blanca quienes con su apoyo incondicional y palabras de aliento siempre estuvieron presentes en el transcurso de mi vida estudiantil.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial la cual me supo acoger en sus aulas y formarme más que como profesional, como ser humano dispuesto a aportar con sus conocimientos en beneficio de la sociedad.

A mi director de tesis, Ing. Patricio Jaramillo por la orientación y consejos recibidos que me sirvieron para culminar este proyecto.

A un gran amigo y profesional, Ing. Jorge Velásquez que con su conocimiento y experiencia me ayudó a culminar este proyecto.

Fabricio Castellanos

## **DEDICATORIA**

A mis padres, por su apoyo incondicional y desinteresado, no me alcanzaría la vida para agradecerles todo el esfuerzo depositado en mí.

A mi hermano Allan, por ser también mi amigo y alegrar mi vida con sus ocurrencias y chistes, por ser una motivación que me impulsa a lograr mis sueños y trazar el camino hacia el éxito.

A mi hermanito Juan Pablito, el angelito que guía mis pasos y me cuida desde el cielo, gracias por ser mi mayor fuente de inspiración. Este triunfo es para ti hermanito querido.

Fabricio Castellanos

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>xiv</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>xvi</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>2</b>
2.1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	2
2.1.1. ANTECEDENTES	2
2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	4
2.1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	5
2.1.3.1. Formación Napo	5
2.1.3.2. Formación Tena	7
2.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	7
2.2.1. FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS	7
2.2.1.1. Voltaje (V)	7
2.2.1.2. Corriente (I)	8
2.2.1.3. Frecuencia (f)	8
2.2.1.4. Resistencia (R)	8
2.2.1.5. Ley de Ohm	9
2.2.1.6. Potencia (P)	9
2.2.1.7. Inductancia (L)	9
2.2.1.8. Capacitancia (C)	10
2.2.1.9. Impedancia (Z)	10
2.2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	10
2.2.2.1. Densidad ( $\rho$ )	10
2.2.2.2. Gravedad específica del petróleo ( $SG_o$ )	10
2.2.2.3. Gradiente de presión	11
2.2.2.4. Corte de Agua (W.C)	11

2.2.2.5.	Presión	11
2.2.2.6.	Presión de Burbuja (Pb)	13
2.2.2.7.	Relación gas-aceite (GOR)	13
2.2.2.8.	Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_0$ )	14
2.2.2.9.	Viscosidad ( $\mu$ )	14
2.2.2.10.	Caudal	14
2.2.2.11.	Fricción en la tubería	15
2.2.3.	SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA	16
2.2.4.	EQUIPO DE FONDO	19
2.2.4.1.	Sensor de Fondo	19
2.2.4.2.	Motor	19
2.2.4.3.	MLE	20
2.2.4.4.	Protector modular	22
2.2.4.5.	Intake	23
2.2.4.6.	Separador de gas	23
2.2.4.7.	Bomba Electrosumergible	25
2.2.4.8.	Cable de potencia	30
2.2.4.9.	Accesorios	31
2.2.5.	EQUIPO DE SUPERFICIE	32
2.2.5.1.	Cabezal de pozo	32
2.2.5.2.	Caja de venteo	33
2.2.5.3.	Transformador	34
2.2.5.4.	Panel de control de velocidad fija (Switchboard)	34
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA</b>	<b>37</b>
3.1.	METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA EN UN POZO CON ALTA RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR)	37
3.1.1.	DATOS BÁSICOS	37
3.1.1.1.	Datos del pozo	37

3.1.1.2.	Datos de producción	38
3.1.1.3.	Condiciones del fluido del pozo	38
3.1.1.4.	Fuentes de energía eléctrica	38
3.1.2.	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	38
3.1.3.	CÁLCULO DE SEPARACIÓN DE GAS	39
3.1.4.	CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH)	39
3.1.5.	TIPO DE BOMBA	40
3.1.6.	TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES	40
3.1.7.	CABLE ELÉCTRICO	42
3.1.8.	TRANSFORMADORES Y VARIADOR DE FRECUENCIA	42
3.1.8.1.	Transformador	42
3.1.8.2.	Variador de Frecuencia	43
3.1.9.	LEYES DE AFINIDAD	43
3.2.	ESTADO DEL POZO EN ESTUDIO PREVIO A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL	44
<b>4.</b>	<b>EJEMPLO DE DISEÑO PARA EL POZO EN ESTUDIO</b>	<b>46</b>
4.1.	DISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA	46
4.1.1.	INFORMACIÓN GENERAL	46
4.1.2.	DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	46
4.1.2.1.	Cálculo del Índice de Productividad (IP)	46
4.1.2.2.	Cálculo del caudal máximo a $P_{wf}=0$ para IP constante	48
4.1.2.3.	Cálculo del caudal correspondiente a $P_b$	48
4.1.2.4.	Cálculo del caudal máximo según Vogel	48
4.1.2.5.	Cálculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP)	51
4.1.3.	CÁLCULO DE GAS	51
4.1.3.1.	Calcular factores volumétricos	52
4.1.3.2.	Determinar la cantidad total de gas producido	54
4.1.3.3.	Determinar la cantidad de gas en solución en la entrada de la bomba	54

4.1.3.4.	Determinar el gas libre	54
4.1.3.5.	Determinar el volumen total a la entrada de la bomba	55
4.1.3.6.	Determinar el porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba	56
4.1.3.7.	Calcular volumen real de gas ingerido por la bomba	57
4.1.3.8.	Calcular la relación gas-petróleo en la tubería (GOR <sub>tb</sub> )	58
4.1.3.9.	Determinar la gravedad específica compuesta de todos los fluidos producidos (SG mix)	58
4.1.4.	CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH)	60
4.1.5.	CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS DE LA BOMBA	61
4.1.5.1.	Cálculo de potencia al freno	63
4.1.6.	TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES	64
4.1.6.1.	Bomba multiphase	64
4.1.6.2.	Protector modular	64
4.1.6.3.	Motor	64
4.1.7.	SELECCIÓN DEL CABLE DE POTENCIA	65
4.1.7.1.	Caja de venteo	67
4.1.7.2.	Selección de MLE	67
4.1.8.	EQUIPO ACCESORIO Y MISCELÁNEO	68
4.1.8.1.	Bandas de cable	68
4.1.8.2.	Válvula Check	68
4.1.8.3.	Válvula de Drenaje	69
4.1.8.4.	Sensor de fondo	69
4.1.9.	EQUIPO DE SUPERFICIE	69
4.1.9.1.	Controlador del motor	69
4.1.9.2.	Transformadores	70
4.1.9.3.	Cable de superficie	70
4.1.10.	LEYES DE AFINIDAD	71
4.1.11.	RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DEL EJERCICIO	73
4.1.12.	LISTA DE EQUIPOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN	75

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	77
4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	77
4.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	78
4.2.3. RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)	78
4.2.4. COSTOS DE PRODUCCIÓN	79
4.2.5. INGRESOS	80
4.2.6. EGRESOS	80
4.2.7. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	80
4.2.8. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	84
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>87</b>
5.1 . CONCLUSIONES	87
5.2. RECOMENDACIONES	88
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>90</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>92</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 3.1.</b> Intervalos perforados de las principales arenas productora	44
<b>Tabla 4.1.</b> Información del pozo y características del fluido (PVT)	47
<b>Tabla 4.2.</b> $Q_o$ vs. $P_{wf}$ para Curva IPR	50
<b>Tabla 4.3.</b> Características de la bomba “power save”	71
<b>Tabla 4.4.</b> Variables a condiciones deseadas de producción	71
<b>Tabla 4.5.</b> Resultados de operación usando Leyes de Afinidad	72
<b>Tabla 4.6.</b> Resultados obtenidos	73
<b>Tabla 4.7.</b> Lista de equipos y condiciones de operación para el sistema BES	75
<b>Tabla 4.8.</b> Condiciones del valor actual neto	77
<b>Tabla 4.9.</b> Valores de TIR para determinar viabilidad del proyecto	78
<b>Tabla 4.10.</b> Valores de RCB para determinar viabilidad del proyecto	79
<b>Tabla 4.11.</b> Costos de preproducción	79
<b>Tabla 4.12.</b> Análisis económico	82
<b>Tabla 4.13.</b> Valores de los indicadores económicos	84
<b>Tabla 4.14.</b> Costos por consumo de energía	86

## ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 2.1.</b> Ubicación del campo Shushufindi	4
<b>Figura 2.2.</b> Comportamiento del gas en solución	13
<b>Figura 2.3.</b> Gráfica de pérdidas por fricción	16
<b>Figura 2.4.</b> Sensor de fondo	19
<b>Figura 2.5.</b> Principio de Operación de Motores de Imán Permanente	20
<b>Figura 2.6.</b> Pothead y motor lead	21
<b>Figura 2.7.</b> Instalación típica de un Motor Lead Extension	21
<b>Figura 2.8.</b> Cabeza del protector modular	22
<b>Figura 2.9.</b> Intake	23
<b>Figura 2.10.</b> Daño a un separador de gas convencional	24
<b>Figura 2.11.</b> Nuevo diseño del separador de gas	24
<b>Figura 2.12.</b> Bomba multi-phase	25
<b>Figura 2.13.</b> Operación de una Bomba multi-phase	25
<b>Figura 2.14.</b> Diseño de una etapa tipo pancake	26
<b>Figura 2.15.</b> Diseño de una etapa de tipo flujo mixto	26
<b>Figura 2.16.</b> Diseño de etapas tipo Vortex	27
<b>Figura 2.17.</b> Mezclado de material crudo en polvo	27
<b>Figura 2.18.</b> Compactación del polvo de metalurgia	28
<b>Figura 2.19.</b> Presión de compactación vs. Porosidad y área de contacto	28
<b>Figura 2.20.</b> Compactación de la mezcla	28
<b>Figura 2.21.</b> Ensamblaje y forma de la etapa	29
<b>Figura 2.22.</b> Ensamblaje y forma de la etapa	29
<b>Figura 2.23.</b> Proceso de sinterización de las partículas de polvo	29
<b>Figura 2.24.</b> Resultado de una etapa hecha en polvo de metalurgia	30
<b>Figura 2.25.</b> Cable tipo plano	30
<b>Figura 2.26.</b> Cable tipo redondo	31

<b>Figura 2.27.</b> Cable de potencia con capilar	31
<b>Figura 2.28.</b> Vista inferior y superior de la válvula de retención	31
<b>Figura 2.29.</b> Válvula de Drenaje: pin y vista superior de la válvula	32
<b>Figura 2.30.</b> Cabezal de pozo	33
<b>Figura 2.31.</b> Caja de Venteo o de Empalme	33
<b>Figura 2.32.</b> Transformador	34
<b>Figura 2.33.</b> Panel de control de velocidad fija (Switchboard)	35
<b>Figura 2.34.</b> Variador de Frecuencia	36
<b>Figura 2.35.</b> Skid-mounted VSD	36
<b>Figura 3.1.</b> Componentes de la Cabeza Dinámica Total (TDH)	40
<b>Figura 3.2.</b> Dimensiones del equipo de fondo del BES con bomba convencional y BES con ahorro de energía	41
<b>Figura 3.3.</b> Componentes del cable de potencia	42
<b>Figura 4.1.</b> Curva IPR	50
<b>Figura 4.2.</b> Gráfica de pérdidas por fricción	62
<b>Figura 4.3.</b> Pérdida de voltaje en el cable de potencia	65
<b>Figura 4.4.</b> Pérdida de voltaje en el MLE	67
<b>Figura 4.5.</b> Tiempo de recuperación de la inversión	83

# ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>PÁGINA</b>
2.1. Frecuencia	8
2.2. Ley de Ohm	9
2.3. Potencia	9
2.4. Densidad	10
2.5. Gravedad específica del petróleo	11
2.6. Presión Atmosférica	11
2.7. Presión	12
2.8. Altura de columna	12
2.9. Viscosidad	14
2.10. Caudal	14
2.11. Fricción en la tubería	15
3.1. Caudal de producción	43
3.2. Altura de columna	43
3.3. Potencia al freno	43
4.1. Índice de Productividad	46
4.2. Caudal máximo de producción	48
4.3. Caudal correspondiente a $P_b$	48
4.4. Caudal máximo según Vogel	48
4.5. Caudal de petróleo	49
4.6. Gravedad específica del fluido compuesto	51
4.7. Presión a la entrada de la bomba	51
4.8. Gas en solución con el petróleo	52
4.9. Relación gas – petróleo a la entrada de la bomba	52
4.10. Factor volumétrico del agua	52
4.11. Factor volumétrico del petróleo	53
4.12. Factor de corrección para factor volumétrico del petróleo	53

<b>4.13.</b>	<b>Factor volumétrico del gas</b>	<b>53</b>
<b>4.14.</b>	<b>Cantidad total de gas producido</b>	<b>54</b>
<b>4.15.</b>	<b>Gas en solución en la entrada de la bomba</b>	<b>54</b>
<b>4.16.</b>	<b>Gas libre</b>	<b>54</b>
<b>4.17.</b>	<b>Volumen de petróleo</b>	<b>55</b>
<b>4.18.</b>	<b>Volumen de gas</b>	<b>55</b>
<b>4.19.</b>	<b>Volumen de agua</b>	<b>55</b>
<b>4.20.</b>	<b>Volumen de fluido total a la entrada de la bomba</b>	<b>56</b>
<b>4.21.</b>	<b>Gas libre en la entrada de la bomba</b>	<b>56</b>
<b>4.22.</b>	<b>Volumen real de gas ingerido por la bomba</b>	<b>57</b>
<b>4.23.</b>	<b>Volumen total de fluido que ingresa a la bomba</b>	<b>57</b>
<b>4.24.</b>	<b>Gas libre que realmente ingresa a la bomba</b>	<b>57</b>
<b>4.25.</b>	<b>Gas en tubería</b>	<b>58</b>
<b>4.26.</b>	<b>Relación gas – petróleo en la tubería</b>	<b>58</b>
<b>4.27.</b>	<b>Gravedad específica compuesta de los fluidos</b>	<b>58</b>
<b>4.28.</b>	<b>Masa total de fluidos producidos</b>	<b>59</b>
<b>4.29.</b>	<b>Densidad del fluido compuesto</b>	<b>59</b>
<b>4.30.</b>	<b>Cabeza dinámica total</b>	<b>60</b>
<b>4.31.</b>	<b>Altura vertical neta</b>	<b>60</b>
<b>4.32.</b>	<b>Pérdidas por fricción</b>	<b>60</b>
<b>4.33.</b>	<b>Presión de descarga de la tubería de producción</b>	<b>61</b>
<b>4.34.</b>	<b>Número de etapas de la bomba</b>	<b>61</b>
<b>4.35.</b>	<b>Factor de frecuencia k</b>	<b>63</b>
<b>4.36.</b>	<b>Potencia requerida por el motor</b>	<b>63</b>
<b>4.37.</b>	<b>Carga durante una operación normal del motor</b>	<b>65</b>
<b>4.38.</b>	<b>Longitud del cable de potencia</b>	<b>66</b>
<b>4.39.</b>	<b>Caída de voltaje en cable de superficie</b>	<b>66</b>
<b>4.40.</b>	<b>La caída de voltaje en MLE</b>	<b>67</b>
<b>4.41.</b>	<b>Bandas de cable</b>	<b>68</b>
<b>4.42.</b>	<b>Voltaje en superficie</b>	<b>69</b>

<b>4.43.</b> KVA de superficie	70
<b>4.44.</b> Caudal de producción	72
<b>4.45.</b> Altura generada	72
<b>4.46.</b> Potencia al freno	72
<b>4.47.</b> Valor Actual Neto	77
<b>4.48.</b> Tasa Interna de Retorno	78
<b>4.49.</b> Relación costo beneficio	78
<b>4.50.</b> Caudal esperado	80
<b>4.51.</b> kilowatios-hora consumidos por el motor sincrónico	84
<b>4.52.</b> kilowatios-hora consumidos por el motor convencional	84
<b>4.53.</b> Costo consumo de energía BES con ahorro de energía	85
<b>4.54.</b> Costo consumo de energía BES convencional	86

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Anexo No.1.</b> Nomenclatura de la bomba “power save”	94
<b>Anexo No.2.</b> Características de abrasión y corrosión de la bomba “power save”	95
<b>Anexo No.3.</b> Selección de la bomba “power save”	96
<b>Anexo No.4.</b> Nomenclatura de la bomba multiphase	97
<b>Anexo No.5.</b> Selección de la bomba multiphase	98
<b>Anexo No.6.</b> Características de bomba multiphase	99
<b>Anexo No.7.</b> Nomenclatura del protector modular	100
<b>Anexo No.8.</b> Características de corrosión y abrasión del protector modular	101
<b>Anexo No.9.</b> Selección del protector modular	102
<b>Anexo No.10.</b> Nomenclatura del motor de imán permanente	103
<b>Anexo No.11.</b> Selección del motor de imán permanente	104
<b>Anexo No.12.</b> Nomenclatura del cable de potencia	105
<b>Anexo No.13.</b> Selección del cable de potencia	106
<b>Anexo No.14.</b> Caída de voltaje del cable de potencia	107
<b>Anexo No.15.</b> Diagrama del pozo analizado	108
<b>Anexo No.16.</b> Dimensiones de la bomba “power save” seleccionada	109
<b>Anexo No.17.</b> Selección de la caja de venteo o empalme	110
<b>Anexo No.18.</b> Nomenclatura del MLE	111
<b>Anexo No.19.</b> Selección del MLE	112
<b>Anexo No.20.</b> Caída de voltaje del MLE	113
<b>Anexo No.21.</b> Nomenclatura de bandas de cable	114
<b>Anexo No.22.</b> Selección del tipo de bandas de cable	115
<b>Anexo No.23.</b> Nomenclatura de la válvula check	116
<b>Anexo No.24.</b> Selección de la válvula check	117
<b>Anexo No.25.</b> Nomenclatura de la válvula de drenaje	118

<b>Anexo No.26.</b> Selección de la válvula de drenaje	119
<b>Anexo No.27.</b> Nomenclatura del sensor de fondo	120
<b>Anexo No.28.</b> Selección del sensor de fondo	121
<b>Anexo No.29.</b> Nomenclatura del skid-mounted VSD	122
<b>Anexo No.30.</b> Selección del skid-mounted VSD	123
<b>Anexo No.31.</b> Nomenclatura del SUT	124
<b>Anexo No.32.</b> Selección del SUT	125
<b>Anexo No.33.</b> Nomenclatura del SDT	126
<b>Anexo No.34.</b> Selección del SDT	127
<b>Anexo No.35.</b> Nomenclatura del cable de superficie	128
<b>Anexo No.36.</b> Selección del cable de superficie	129

## RESUMEN

El presente proyecto consiste en el análisis de los sistemas de levantamiento artificial por BES convencional y BES con ahorro de energía; este último tiene la capacidad de incrementar su producción con menor consumo de energía en superficie, reducción de dimensiones de su equipo de fondo que permite su instalación a profundidades y lugares inaccesibles por el sistema convencional.

Para el diseño de un sistema de BES con ahorro de energía se seleccionó un pozo del campo Shushufindi con un amplio historial de producción mediante el uso de BES convencional como levantamiento artificial principal que en este caso empezó a partir del año de 1993 hasta la actualidad.

En el primer capítulo se describe el estado del arte del sistema de BES y las principales características en los equipos y diseño del sistema de BES con ahorro de energía.

En el segundo capítulo se describe la geología, ubicación y características de las principales formaciones productoras del campo al que pertenece el pozo seleccionado para el nuevo diseño del BES con ahorro de energía, así como también las propiedades eléctricas e hidráulicas aplicadas a este tipo de levantamiento artificial. Además se describen los equipos tanto de superficie como de fondo usados en el sistema de BES con ahorro de energía.

En el tercer capítulo se describe el procedimiento de diseño y selección de los equipos para BES con ahorro de energía. Además de una descripción del estado actual del pozo en estudio previo a la instalación del equipo del sistema de BES convencional.

El cuarto capítulo consiste en el diseño y selección de los equipos a usar en el pozo seleccionado para la implementación del BES con ahorro de energía. Además de un análisis técnico y económico de producción y consumo de energía entre el sistema de BES convencional frente al sistema de BES con ahorro de energía.

Finalmente, el último capítulo se presenta algunas conclusiones y recomendaciones referentes al proyecto realizado.

## **ABSTRACT**

The current project consists to analyze the artificial lift systems with conventional ESP and ESP with energy save; this last one has the capacity to increase the production with less energy consumed at surface, also its well equipment size is fewer than the conventional system's size, It lets make installations in inaccessible locations for the conventional system.

For the design of ESP with energy save system, I chose a well from Shushufindi field with a high production historical by using the conventional ESP as the main method for artificial lift that in this case it began since 1993 until now.

In the first chapter, I describe the state of the art of ESP system and the main features about equipment and design of the ESP with energy save system.

In the second chapter, I describe the geology, location and characteristics of the main formations of the field in which the chosen well belongs for the purpose of making a new design of an ESP with energy save, also I describe the electric and hydraulic properties applied to this type of artificial lift. Besides, I describe all the surface and well equipment used in the ESP with energy save system.

In the third chapter, I describe the process to design and choose the equipment for the ESP with energy save. Also, I describe the current state of the studied well before the installation of the conventional ESP system.

The fourth chapter consists in the design and choosing the equipment to use in the chosen well to implement the ESP with energy save. Besides, I do a technical and economic analysis production and energy consumed between the conventional ESP system against the ESP system with energy save.

Finally, the last chapter is about some conclusions and recommendations regards the done Project.

# **INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo enfrenta retos importantes debido a los altos costos que conlleva la extracción de hidrocarburos en la actualidad, especialmente en campos maduros y en pozos que no pueden producir por flujo natural, es decir, sus yacimientos no cuentan con energía suficiente para levantar el hidrocarburo a superficie. Para contrarrestar estos retos, se ha desarrollado equipos y tecnología que nos permite mantener e incrementar la producción de este recurso natural que conlleva a obtener beneficios económicos para el país.

Uno de los métodos más aplicados en la actualidad para la producción de petróleo es el Bombeo Electrosumergible (BES, por sus siglas) por ser uno de los más eficientes pero también es de los más complejos y costosos. Por esta razón, se ha desarrollado un sistema de ahorro de energía el cual puede ser aplicado para incrementar la eficiencia en la producción de petróleo, especialmente en instalaciones costa afuera donde se necesitan altos caudales de producción para hacer rentable el proyecto.

El sistema de ahorro de energía consiste en la implementación de una bomba “power save” y un motor de imán permanente que permite un ahorro mayor al 30% de consumo de energía eléctrica, su eficiencia es de 92-94% en relación al 84-86% del motor convencional y una bomba con un nuevo diseño en sus etapas que tiene un 5-6% de mayor eficiencia que etapas con el actual diseño, estas etapas son hechas en polvo de metalurgia instaladas en el equipo de fondo del BES teniendo así una alta precisión geométrica y mayor capacidad para manejo de gas.

El sistema de ahorro de energía es una alternativa novedosa e innovadora que puede ser aplicada en lugares y a profundidades no recomendadas para el sistema convencional.

# **MARCO TEÓRICO**

## **2. MARCO TEÓRICO**

El presente capítulo consiste en describir la geología del campo Shushufindi, así como también las propiedades hidráulicas, eléctricas y equipos usados en el sistema BES con ahorro de energía.

### **2.1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

#### **2.1.1. ANTECEDENTES**

El campo Shushufindi fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio Shushufindi-1, que arrancó en diciembre del año 1968, llegando a 9772 pies de profundidad. Este pozo fue completado oficialmente en enero de 1969.

La perforación de pozos de desarrollo empezó en febrero de 1972 y el inicio de la producción en agosto del mismo año, previo al análisis exploratorio de esta área hace más de una década. El campo alcanzaría su pico de producción en el mes de agosto del año 1986 con un promedio de 126400 barriles diarios.

Con el pasar de los años, se pudo comprobar que los yacimientos de los campos Shushufindi y Aguarico conforman una misma estructura, convirtiéndose en la más grande del Ecuador, además de ser considerada como la reserva remanente de crudo mediano (29°API) más importante del país. Inicialmente se calculó que el Petróleo Original en Sitio (POES) era de 3500 millones de barriles de petróleo aproximadamente, además se obtuvo el valor de reservas originales del campo Shushufindi, dando como resultado 1589 millones de barriles de petróleo aproximadamente.

Las presiones iniciales de los yacimientos “U” y “T” fueron de 3867 psi y 4050 psi en promedio respectivamente pero debido al depletamiento natural de los yacimientos, estas presiones han ido disminuyendo paulatinamente hasta mantener un decremento estable de 60 psi por año.

Los yacimientos “U” y “T” son considerados yacimientos sub-saturados, es decir, la presión de los mismos es mayor a la presión del punto de burbuja por lo que se entiende que todo el gas presente se encuentra en solución con el petróleo formando una sola fase líquida.

Cabe recalcar que para noviembre de 1984 se ejecutó un proyecto de recuperación secundaria inyectando agua a los yacimientos “U” y “T” con el objetivo de mantener presiones e incrementar el recobro final de petróleo. El proyecto constó de 11 pozos inyectores ubicados en la periferia Oeste del campo desde los cuales se inyectó un total de 267.4 millones de barriles de agua de los cuales  $62.2 \times 10^6$  barriles ingresaron a la arena “U” y 205.3 millones de barriles a la arena “T”.

Después de un análisis exhaustivo del proyecto, se decidió en 1999 suspender la inyección de agua debido al poco o nulo efecto que se tuvo en el mantenimiento de presión y donde más bien se hizo claramente visible el excelente comportamiento dinámico de los acuíferos laterales propios del campo.

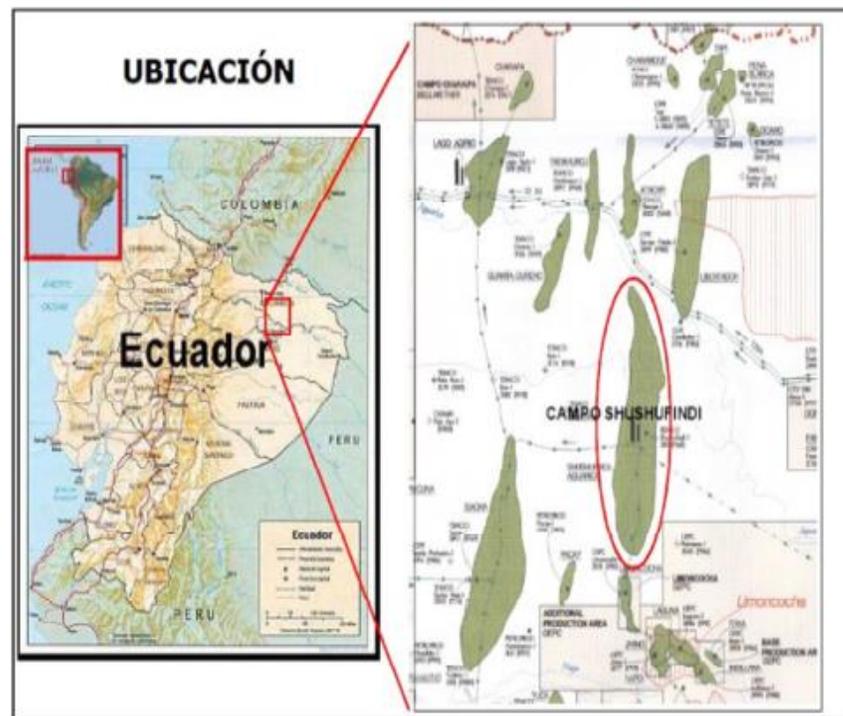
En la actualidad el campo Shushufindi es catalogado como campo maduro del cual se pretende mantener una producción en un rango estable y bajo un control exhaustivo del agua producida para evitar problemas de corrosión y escala tanto en equipos de subsuelo como en facilidades de superficie.

## 2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Shushufindi se encuentra ubicado en el centro norte de la Cuenca Oriente, formando parte del corredor Sacha Shushufindi. El campo se localiza en la provincia de Sucumbíos, a una distancia aproximada de 250 kilómetros al Este de Quito y 35 kilómetros al Sur de la frontera con Colombia.

Limita al Norte con el campo Libertador, al Sur con el campo Limoncocha, al Este con el bloque Tarapoa y al Oeste con el campo Sacha. Geográficamente el campo se extiende desde los  $00^{\circ} 06' 39''$  a los  $00^{\circ} 17' 58''$  latitud Este, hasta los  $76^{\circ} 36' 55''$  de longitud Oeste.

La figura 2.1 muestra la ubicación del campo Shushufindi:



**Figura 2.1.** Ubicación del campo Shushufindi  
(PETROAMAZONAS EP)

### **2.1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

El campo es un anticlinal con una orientación Norte-Sur donde su flanco oriental está limitado por fallas no sellantes y en el resto de direcciones por acuíferos laterales. En los extremos Norte y Sur del campo se tiene acuíferos activos con presiones muy parecidas a las iniciales luego de haber transcurrido más de 40 años de producción en esta área, razón por la cual este sistema de acuíferos es considerado como una de las ventajas más importantes de este campo.

El sistema de fallas ha constituido un medio de comunicación entre los fluidos de los yacimientos “U” y “T”. El campo tiene como principales reservorios a “U” inferior y “T” inferior, como reservorios secundarios “U” superior, “T” superior y Basal Tena; clasificación basada en la producción de petróleo.

#### **2.1.3.1. Formación Napo**

Los yacimientos “U” y “T” son similares y están formados por areniscas de grano fino que tienen barreras de permeabilidad en todas las direcciones pero que son regionalmente continuos y dividen al área en los campos: Condorazo, Shushufindi, Aguarico, Drago y Cobra.

##### **2.1.3.1.1. Arenisca “U”**

Es una arenisca cuarzosa, que presenta propiedades de roca y fluidos no tan homogéneos que en la arenisca “T”. La arcilla caolinita tiene predominio y presenta cemento silíceo con una porosidad que es intergranular y en ocasiones intragranular debido a disolución de feldespatos.

#### **2.1.3.1.1.1. “U” superior**

Con un espesor entre 5 y 80 pies, y considerado como un reservorio secundario debido a su producción; esta arenisca se la conoce como “G2” con la característica de tener espesor constante sobre todo el campo. Este reservorio comprende desde el tope del reservorio U hasta la base de la caliza “A”.

#### **2.1.3.1.1.2. “U” inferior**

Con un espesor entre 10 y 100 pies obtenido a través de correlaciones estratigráficas, se ha determinado que esta arenisca está presente en todo el campo con una tendencia depositacional en la dirección Este-Oeste.

#### **2.1.3.1.2. Arenisca “T”**

En la base se encuentran los mejores valores de porosidad y permeabilidad. Dicha porosidad al igual que en “U”, es intergranular y esporádicamente intragranular. Los fluidos tienen baja viscosidad lo que permite obtener un flujo más alto en la arenisca “T” que en la arenisca “U”.

#### **2.1.3.1.2.1. “T” superior**

Tiene un espesor entre 60 y 145 pies y es considerado un reservorio secundario el cual presenta una distribución constante y uniforme sobre todo el campo; no existen datos de producción como un reservorio separado ya que la producción reportada es para todo el reservorio “T”.

#### **2.1.3.1.2.2. “T” inferior**

Tiene un espesor entre 30 y 110 pies el cual se mantiene en dirección Sur-Norte y en dirección Oeste-Este gracias a correlaciones estratigráficas de los registros de los pozos.

#### **2.1.3.2. Formación Tena**

Tiene un espesor entre 1 640 a 3 280 pies. Está ubicada sobre la formación Napo, constituida por limolita de color café o rojo, areniscas cuarzosas claras y un tamaño de grano entre medio a fino, la matriz es arcillosa.

#### **2.1.3.2.1. Basal Tena**

Tiene un espesor entre 1 a 22 pies y es considerado un reservorio secundario. Sin embargo, el problema de este reservorio es que está constituido de grano decreciente, además en el sector Sur-Oeste el espesor se reduce considerablemente pero en la parte norte de Aguarico mejora notablemente.

## **2.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)**

### **2.2.1. FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS**

#### **2.2.1.1. Voltaje (V)**

Los electrones están distribuidos en igual forma a través de una sustancia y requiere de una fuerza llamada fuerza electromotriz (f.e.m.) para separarlos de los átomos y moverlos en una dirección determinada. Esta fuerza es llamada voltaje y su unidad de medida es el Voltio.

### **2.2.1.2. Corriente (I)**

Representa el movimiento de cargas por unidad de tiempo. En un circuito eléctrico representa el movimiento o flujo de electrones a lo largo del conductor. La unidad de medida es el Amperio.

La corriente se presenta en dos tipos: corriente continua representa el flujo de electrones siempre en la misma dirección; corriente alterna representa el flujo de electrones primero en una dirección y luego en dirección contraria.

### **2.2.1.3. Frecuencia (f)**

Se define como el número de ciclos realizados en un segundo. La relación entre la frecuencia generada (f) expresada en Hertz (ciclos por segundo) y la velocidad del rotor (N), expresada en r.p.m., y el número de polos (P) en el motor, está dado en la fórmula:

$$f \text{ (Hertz)} = \frac{NP}{120} \quad [2.1]$$

Donde: f = Frecuencia generada [Hz]

N = Velocidad del rotor [RPM]

P = Número de polos del motor

### **2.2.1.4. Resistencia (R)**

Representa la oposición al paso de corriente. Es decir, un material con baja resistencia permite a la electricidad fluir con una pérdida de voltaje muy pequeña y un material con alta resistencia causará una caída considerable en voltaje. La energía usada en superar la resistencia se convierte en calor.

### 2.2.1.5. Ley de Ohm

La corriente es directamente proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la resistencia en un circuito eléctrico como se muestra en la ecuación 2.2. Un voltaje de un voltio hará que un amperio fluya a través de una resistencia de un ohm. A esta relación se la conoce como “Ley de Ohm”.

$$I = \frac{V}{R} \quad [2.2]$$

Donde: I = Corriente [A]

V = Voltaje [V]

R = Resistencia [Ohm]

### 2.2.1.6. Potencia (P)

Representa la energía necesaria para mantener un flujo de corriente. Se mide en vatios aunque es más común utilizar el término kilovatio (KW) que representa mil vatios. 746 vatios equivalen a un caballo de fuerza.

$$P = V \times I \quad [2.3]$$

Donde: P = Potencia en vatios

V = Voltaje en Voltios

I = Corriente en Amperios

### 2.2.1.7. Inductancia (L)

Es la propiedad por la cual un inductor se opone a los cambios de corriente en ellos. La unidad de medida es el Henry.

### **2.2.1.8. Capacitancia (C)**

Es la propiedad de acumular una carga que proviene del circuito y devolverla al mismo circuito. La capacitancia se opone a cualquier variación en el voltaje y su efecto en la corriente hace que esta se adelante al voltaje. Se mide en Faradios.

### **2.2.1.9. Impedancia (Z)**

Es la oposición total que se le presenta al flujo de corriente en un circuito de corriente alterna. Su unidad de medida es el ohmio.

## **2.2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

### **2.2.2.1. Densidad ( $\rho$ )**

Es definida como la masa de una sustancia por unidad de volumen. La unidad es libras por pie cúbico en el sistema inglés y gramos por centímetro cúbico en el sistema métrico.

$$\rho = \frac{m}{v} \quad [2.4]$$

Donde:  $\rho$  = Densidad de una sustancia [ $\text{g}/\text{cm}^3$ ]

$m$  = Masa de una sustancia [g]

$v$  = Volumen de una sustancia [ $\text{cm}^3$ ]

### **2.2.2.2. Gravedad específica del petróleo ( $\text{SG}_o$ )**

Es la relación entre la densidad del petróleo y la densidad de otra sustancia de referencia. La relación entre gravedad específica y gravedad API a 60°F es la siguiente:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5+API} \quad [2.5]$$

Donde:  $SG_o$  = Gravedad específica del petróleo

API = Gravedad específica del petróleo según American Petroleum Institute [API]

### **2.2.2.3. Gradiente de presión**

Es la presión ejercida por cada pie de altura del fluido, el gradiente de presión del agua dulce es 0.433 psi/pie, quiere decir que en una columna de agua dulce la presión se incrementa con la profundidad en 0.433 psi por cada pie.

### **2.2.2.4. Corte de Agua (W.C)**

Representa el porcentaje del volumen de agua en relación al volumen de los otros fluidos del pozo. Se lo calcula en superficie y es normalmente representado en porcentaje.

### **2.2.2.5. Presión**

Es la fuerza ejercida en una unidad de área, sus unidades más comunes son libras por pulgada cuadrada [psi] y [Kg/cm<sup>2</sup>]. Según Pascal, al aplicar presión a la superficie de un fluido, esta presión será transmitida de igual forma en todas las direcciones.

$$\text{Presión Absoluta} = \text{Presión Manométrica} + \text{Presión Atmosférica} \quad [2.6]$$

### **2.2.2.5.1. Presión Manométrica**

Es la presión que indica un manómetro comúnmente en válvulas de medición. La presión manométrica y la presión absoluta están relacionadas, como muestra la ecuación 2.6.

### **2.2.2.5.2. Presión Atmosférica**

Es la fuerza ejercida por el peso de la atmósfera en una unidad de área. La presión a nivel del mar es 14.7 psi y se reduce proporcionalmente conforme se incrementa la altura sobre el nivel del mar.

### **2.2.2.5.3. Altura de columna**

Es la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida, incluyendo el trabajo adicional necesario para superar la resistencia al movimiento en el conducto de flujo. Presión y altura de columna son maneras diferentes de expresar el mismo valor y mutuamente convertibles. Se pueden encontrar usando las siguientes fórmulas:

$$Presión = 0.433 * SG * Altura de la columna \quad [2.7]$$

$$Altura de la columna = \frac{Presión}{0.433 * SG} \quad [2.8]$$

Donde: Presión [psi]

Altura de columna [ft]

SG = Gravedad específica del fluido

#### 2.2.2.5.4. Presión de Entrada a la Bomba (PIP)

Se la puede estimar conociendo el gradiente del fluido y la gravedad específica del mismo en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

##### 2.2.2.5.4.1. PIP Requerido

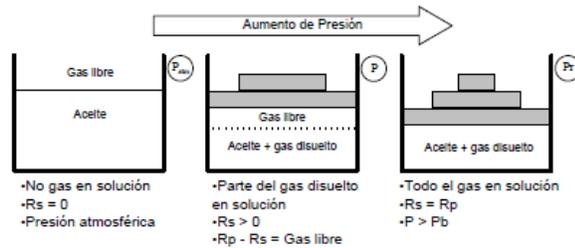
Es la presión necesaria con la que el fluido debe ingresar a la bomba para evitar cavitación o bloqueo por gas.

#### 2.2.2.6. Presión de Burbuja ( $P_b$ )

Es la presión a la que la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo. Cada yacimiento tiene su presión de burbuja particular y es determinada en función de: temperatura, gravedad específica del gas, gravedad específica del petróleo y la cantidad de gas en solución con el petróleo ( $R_s$ ).

#### 2.2.2.7. Relación gas-aceite (GOR)

Es la relación entre el volumen total de gas y el volumen total de petróleo producido por día. El GOR total es constante a lo largo de la tubería de producción; sin embargo, la proporción entre el gas libre y gas en solución varía dependiendo de las condiciones de flujo y las propiedades del fluido.



**Figura 2.2.** Comportamiento del gas en solución

(BAKER HUGHES)

### 2.2.2.8. Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ )

Se define como la relación de volumen de petróleo más gas en solución a determinadas condiciones de presión y temperatura y el volumen de petróleo en superficie a condiciones estándar. El volumen obtenido en superficie será menor debido a la liberación del gas que se encontraba en solución con el petróleo.

### 2.2.2.9. Viscosidad ( $\mu$ )

Es la resistencia del flujo al movimiento. La viscosidad absoluta o dinámica ( $\mu$ ) generalmente se expresa en centipoise en unidades métricas. La viscosidad cinemática ( $\nu$ ) es la relación de la viscosidad absoluta y la densidad y se expresa en centistokes en unidades métricas.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad [2.9]$$

Donde:  $\nu$  = Viscosidad cinemática [cSt]

$\mu$  = Viscosidad dinámica [cP]

$\rho$  = densidad del fluido de referencia [g/cm<sup>3</sup>]

### 2.2.2.10. Caudal

Se define como la relación entre la cantidad de un líquido que fluye a través de un conducto de un área determinada y la velocidad del flujo. Esta relación se expresa como:

$$Q = A \cdot V \quad [2.10]$$

Donde: Q = Capacidad en pies cúbicos por segundo

A = Área de conducto en pies cuadrados

V = velocidad de flujo en pies por segundo

### 2.2.2.11. Fricción en la tubería

Las pérdidas por fricción se pueden obtener a través de la fórmula de Hazen-Williams:

$$Fricción = \left[ \frac{V}{1.32C \left( \frac{D}{48} \right)^{0.63}} \right]^{\frac{1}{0.54}} \times \text{Profundidad de Bomba} \quad [2.11]$$

Donde: Fricción = Pérdida por fricción en la tubería, pies.

V = Velocidad del fluido, pies/segundo.

D = Diámetro interior de la tubería, pulgadas.

C = Coeficiente de Fricción; = 100 para tubería vieja (>10 años).

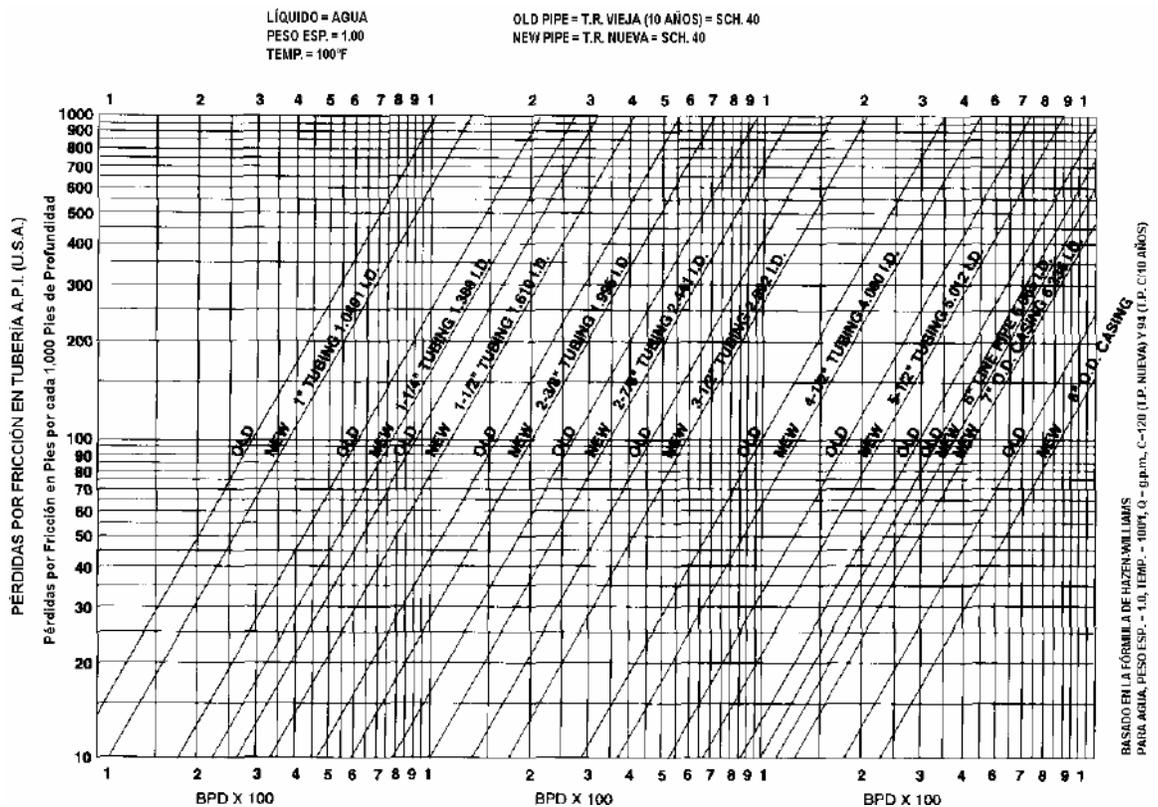
= 120 para tubería nueva (<10 años).

= 130 para tubería de fibra de vidrio.

= 140 para tubería recubierta con plástico.

Profundidad de Bomba = Profundidad medida de la bomba, pies.

Existen un sin número de gráficas que simplifican el uso de ecuaciones para el cálculo de pérdidas por fricción, la figura 2.3 es una de estas.



**Figura 2.3.** Gráfica de pérdidas por fricción  
(BAKER HUGHES)

### 2.2.3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA

La tecnología innovadora del sistema de Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía incorpora dos factores determinantes que caracterizan y se diferencian del sistema de Bombeo Electrosumergible convencional, estos factores son:

- Motor de imán permanente (PMM, por sus siglas en inglés)
- Etapas de la bomba de alta eficiencia

Este sistema nos permitirá un ahorro en consumo de energía de alrededor del 25% en comparación con el sistema convencional. Con el fin de mejorar la eficiencia de las instalaciones operadas con BES convencional, se han desarrollado equipos fácilmente adaptables a los requerimientos de pozos y completaciones ya existentes, los requerimientos se mencionan a continuación:

- El sistema de BES con ahorro de energía debe incluir un variador de frecuencia, el cual es compatible tanto para el motor asíncrono como para el de imán permanente
- El sistema de BES con ahorro de energía se adapta a los requerimientos de producción y completación de un pozo típico
- El proceso de instalación de un BES con ahorro de energía es similar al BES convencional
- Puede ser instalado usando parte del equipo de BES convencional ya existente en el pozo como cable de energía, MLE (Motor Lead Extension), etc.

Los beneficios de implementar esta tecnología son los siguientes:

- Bajo consumo de energía que resulta en bajo costo de producción.
- El tamaño de los equipos se reduce significativamente por lo que el tiempo de instalación del sistema será menor frente al sistema convencional.
- Se reduce el tiempo y costo de reacondicionamiento por pozo lo que significa un incremento en el tiempo de producción.
- Los costos de instalación del BES con ahorro de energía son competitivos con los del BES convencional.

Los equipos del sistema BES son clasificados en dos partes, equipo de fondo y equipo de superficie. El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y

cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el fluido que se encuentra en el pozo, consiste principalmente de:

- Sensor
- Motor eléctrico
- MLE (Motor Lead Extension)
- Sección sellante
- Separador de gas
- Bomba centrífuga multietapa
- Cable de potencia
- Accesorios

El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son:

- Cabezal de pozo
- Caja de Venteo
- Transformadores
- Variador de frecuencia o Arrancador

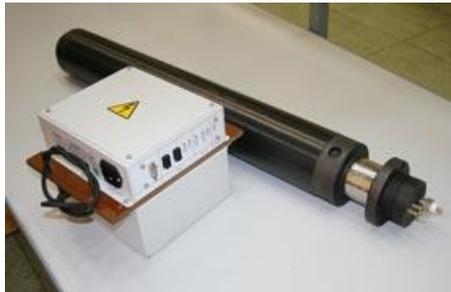
Varios componentes adicionales normalmente incluyen flejes, válvulas de retención, válvulas de drenaje, entre otros.

Los elementos de fondo y superficie están íntimamente ligados para el buen funcionamiento del sistema. A continuación se describe cada uno de los equipos usados en el sistema BES con ahorro de energía.

## 2.2.4. EQUIPO DE FONDO

### 2.2.4.1. Sensor de Fondo

Es un dispositivo electrónico acoplado en la parte inferior del motor. El monitoreo se lo realiza a través del sistema SCADA y permite conocer la información recolectada en tiempo real. Los parámetros recolectados por el Downhole Sensor System (DSS) son: Presión y temperatura a la entrada de la bomba, Presión y temperatura a la descarga de la bomba, Temperatura del motor, Presión y temperatura del fondo del pozo, Vibración radial y axial del motor, Resistencia de aislamiento del sistema, Vibración radial y axial de la bomba, Caudal de flujo en la descarga de la bomba, Presión anular, Presión en la cabeza del pozo y Corte de agua en la descarga de la bomba

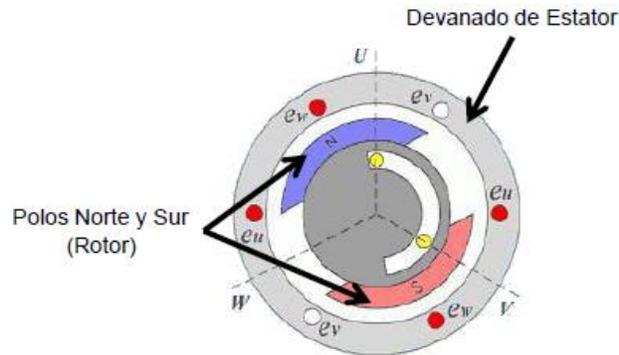


**Figura 2.4.** Sensor de fondo  
(NOVOMET)

### 2.2.4.2. Motor

Los motores de imán permanente o PMM (Permanent Magnet Motor) por sus siglas en inglés están ubicados en un rotor en vez de una jaula de ardilla de corto circuito. El PMM es un motor sincrónico en el cual su deslizamiento en el rotor es cero, este rotor está hecho de una aleación especial que soporta altas temperaturas incrementando su aislamiento de hasta 10 veces y está

compuesto de imanes permanentes con dos polos, norte y sur relacionados entre sí.



**Figura 2.5.** Principio de Operación de Motores de Imán Permanente (NOVOMET)

Los principales beneficios que se obtiene en la implementación de este equipo son los siguientes: Reducir el consumo de energía; mayor factor de eficiencia (de 88 hasta 94 %, dependiendo de la serie del motor); menos dimensiones generales (resultado: menor masa del motor), rango de velocidad de rotación variable (100-500 rpm, 500-1500 rpm, 1500-4200 rpm, desde 4000 hasta 6000 rpm); pueden funcionar a altas temperaturas (hasta 350°C); reducción de emisión de calor y mayor fiabilidad; puede ser aplicado en pozos con alta viscosidad, flujo inestable y en pozos con ambientes críticos.

#### 2.2.4.3. MLE

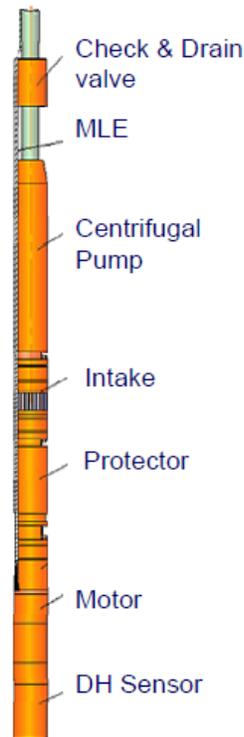
“Motor Lead Extension” por sus siglas en inglés, se refiere a la extensión del cable de potencia construido particularmente para instalarse a lo largo de la longitud del equipo BES con la característica de tener menor diámetro que el cable de potencia. Posee un pothead que va conectado al motor en uno de sus extremos y por el otro extremo se empalma con el cable de potencia.



**Figura 2.6.** Pothead y motor lead

(BAKER HUGHES, 2009)

El pothead del MLE debe tener un cuidado especial durante su instalación para evitar daños a sellos internos debido al excesivo movimiento giratorio y ajetreo que puede sufrir el mismo. La instalación típica del MLE se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.7.** Instalación típica de un Motor Lead Extension

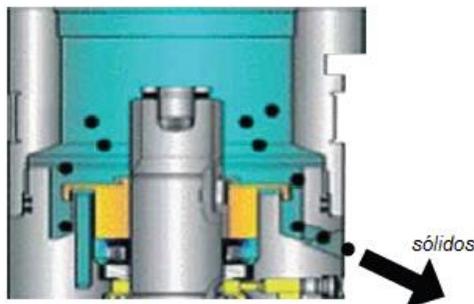
(NOVOMET, 2012)

#### 2.2.4.4. Protector modular

Está ubicado entre el motor y la bomba; sus funciones son proteger al motor de la contaminación por los fluidos del pozo, absorber el empuje axial generado por la bomba, ecualiza la presión entre el pozo y el motor mediante el aceite dieléctrico, compensa la expansión y contracción térmica del aceite del motor y transfiere torque desde el motor al intake y a la bomba.

El sistema consiste de una cabeza, base, eje, cámara de sello (tipo laberinto o bolsa) y el cuerpo de sello el cual con una reposición de algunas válvulas y dispositivos permite al protector ser ensamblado en una de varias posibles configuraciones. Las cámaras de bolsa y laberinto pueden ser conectadas en serie o en paralelo. La conexión en serie es requerida para asegurarse en el caso en que una de las cámaras falle, la otra cámara la reemplazaría y la conexión en paralelo incrementa la capacidad de compensación del aceite del motor (solamente para cámaras tipo bolsa).

Estos sellos tienen características especiales que mejoran su desempeño en pozos con fluidos altamente abrasivos debido a que incorporan un sistema desviador de arena que permite la caída de cualquier partícula de arena desde el intake hasta el espacio anular a través de pequeños agujeros de drenaje.



**Figura 2.8.** Cabeza del protector modular  
(NOVOMET, 2014)

#### 2.2.4.5. Intake

Este equipo permite el ingreso de los fluidos del pozo hacia la bomba para posteriormente levantar dicho fluido hacia la superficie. En el caso de presentarse gran cantidad de gas libre, se acopla al intake un separador de gas que evite la entrada del gas a la bomba.

El intake se lo puede observar en la siguiente figura:

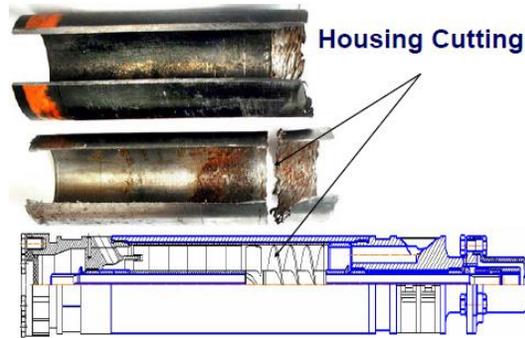


**Figura 2.9.** Intake  
(NOVOMET)

#### 2.2.4.6. Separador de gas

La función principal de los separadores de gas es separar el gas libre del resto de fluidos y enviar dicho gas al espacio anular para evitar su ingreso a la bomba.

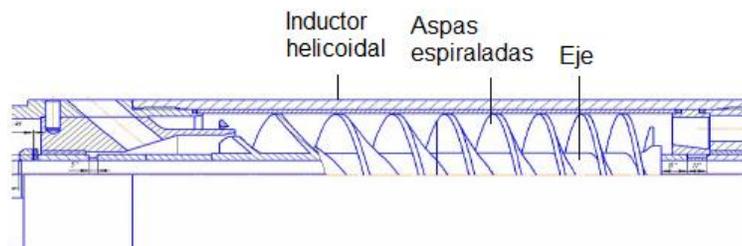
La limitación principal de los separadores de gas convencionales es el housing cutting o corte a la carcasa que protege al equipo, provocado por la presencia de sólidos que rasgan y cortan la carcasa como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 2.10.** Daño a un separador de gas convencional  
(NOVOMET, 2012)

Para la solución de este problema, el sistema BES con ahorro de energía incorpora un separador de gas con un nuevo diseño para series de 362 y 406 que se caracteriza por tener:

- Inductor helicoidal
- El eje
- Aspas en forma de espiral.



**Figura 2.11.** Nuevo diseño del separador de gas  
(NOVOMET, 2012)

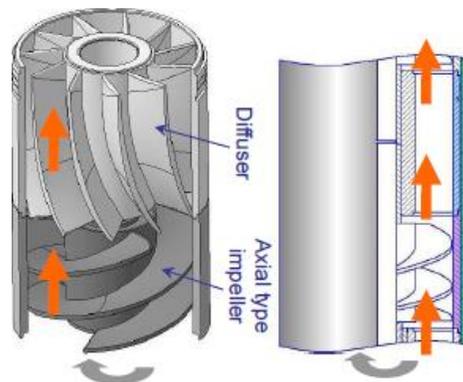
En el caso de existir presencia de gas mayor al 65% del fluido total a la entrada de la bomba centrífuga multietapas, se requiere la implementación de una bomba Multi-phase que incrementa la presión a la entrada de la bomba centrífuga multietapas, permitiendo así mantener un sistema estable de operación y eliminando posibles bloqueos por gas.



**Figura 2.12.** Bomba multi-phase

(NOVOMET, 2012)

La corriente de flujo (gas y líquido) al pasar por el impeler tipo axial permite comprimir el gas y este gas pasa al difusor donde se reducen en tamaño las burbujas de gas dando como resultado una mezcla homogénea gas-líquido, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 2.13.** Operación de una Bomba multi-phase

(NOVOMET, 2012)

#### **2.2.4.7. Bomba Electrosumergible**

Es una bomba centrífuga multietapas, cada etapa consta de un difusor estacionario y un impulsor rotatorio. El impulsor imparte fuerza centrífuga al girar alrededor del eje e incrementa la velocidad. Posteriormente, el difusor

direcciona al fluido hacia la siguiente etapa de la bomba y cambia la energía cinética en energía potencial lo que permite levantar el fluido. Para obtener la columna deseada se deben superponer varias etapas. Las etapas a su vez pueden clasificarse dependiendo de la geometría del pasaje de fluido en tres tipos que se detallan a continuación.

#### **2.2.4.7.1. Etapa tipo pancake**

Se caracteriza por tener un diseño centrífugo del impulsor que permite el levantamiento del líquido mediante la acción de fuerzas centrífugas. El diseño de esta etapa se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.14.** Diseño de una etapa tipo pancake

(NOVOMET, 2014)

#### **2.2.4.7.2. Etapa de flujo mixto**

Este tipo de etapas tiene características de etapas de flujo radial y axial, es decir, las aspas del impulsor empujan el líquido fuera del eje de la bomba. También tiene un diseño centrífugo del impulsor que se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.15.** Diseño de una etapa de tipo flujo mixto

(NOVOMET, 2014)

### 2.2.4.7.3. Etapa tipo Vortex

Este tipo de etapa tiene un diseño mejorado del impulsor debido a la aplicación de corona tipo vortex. Algunos beneficios son mayor cabeza dinámica e incremento de contenido de gas (mayor de 35%) a la entrada de la bomba debido a su corona tipo vortex. Sus diseños muestran a continuación:



**Figura 2.16.** Diseño de etapas tipo Vortex  
(NOVOMET, 2014)

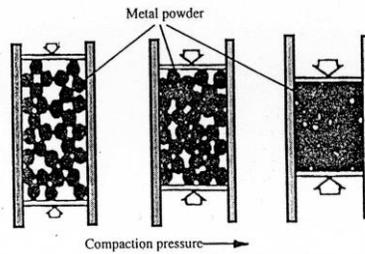
Las etapas de la bomba “power save” son construidas en polvo de metalurgia, el procedimiento para su preparación se presenta a continuación:

1. Disponibilidad del material en crudo: polvo de acero, polvo de grafito, polvo de cobre, etc.
2. Preparación de la mezcla, si se lo realiza en un mezclador diagonal el tiempo de mezclado está alrededor de 15 minutos.



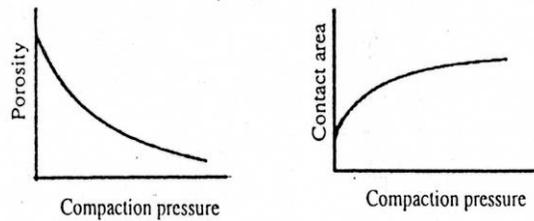
**Figura 2.17.** Mezclado de material crudo en polvo  
(NOVOMET, 2014)

3. Compactación de la mezcla mediante fuerza mecánica e hidráulica, la carga oscila entre 4 a 7 ton/cm<sup>2</sup>.



**Figura 2.18.** Compactación del polvo de metalurgia  
(Wiley)

Al incrementar la presión de compactación se reduce la porosidad y aumenta el área de contacto entre las partículas como se observa en la siguiente figura:



**Figura 2.19.** Presión de compactación vs. Porosidad y área de contacto  
(Wiley)

Una vez compactado el polvo de metalurgia en el molde adecuado, el resultado se puede observar a continuación:



**Figura 2.20.** Compactación de la mezcla  
(NOVOMET, 2014)

4. Ensamblaje, consiste en unir las partes compactadas que en este caso son el impulsor y el difusor en uno solo.



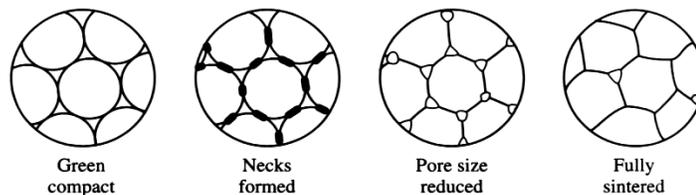
**Figura 2.21.** Ensamblaje y forma de la etapa  
(NOVOMET, 2014)

5. Sinterización consiste en consolidarle a la etapa mediante un tratamiento de calor. La temperatura oscila entre 1 140 a 1 160 °C.



**Figura 2.22.** Ensamblaje y forma de la etapa  
(NOVOMET, 2014)

El proceso de sinterización del polvo se observa a continuación:



**Figura 2.23.** Proceso de sinterización de las partículas de polvo  
(Wiley)

6. Una vez sinterizada la etapa, la porosidad es significativa (4-15%) por lo que para mejorar sus propiedades se necesita darle un proceso de finalización que pueden ser:

- Resinterización
- Tratamiento con calor
- Impregnar aceite caliente
- Maquineamiento

Estos procesos permiten incrementar la tolerancia a la compactación. Una vez realizado uno de los procesos de finalización obtenemos el resultado final.

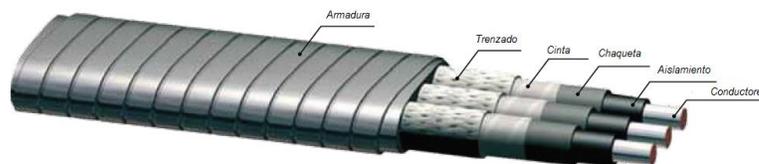


**Figura 2.24.** Resultado de una etapa hecha en polvo de metalurgia  
(NOVOMET, 2014)

#### 2.2.4.8. Cable de potencia

La función del cable de potencia es de servir como medio de transferencia de energía eléctrica desde superficie hacia el motor en el fondo del pozo. En el diseño y selección del cable se deben considerar parámetros como temperatura y tipo de fluidos a producir para evitar deterioros del cable.

La configuración del cable puede ser plana o redonda de acuerdo al espacio anular disponible en el pozo. Sus diferentes configuraciones se observa en las siguientes figuras:

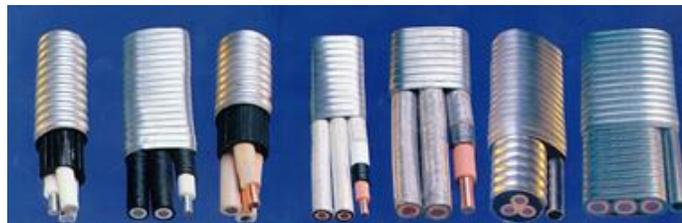


**Figura 2.25.** Cable tipo plano  
(NOVOMET, 2014)



**Figura 2.26.** Cable tipo redondo  
(NOVOMET, 2014)

El cable consiste de tres conductores; sin embargo, se puede adicionar un capilar para inyectar cualquier estimulante en el pozo en caso de ser requerido.



**Figura 2.27.** Cable de potencia con capilar  
(ESP OIL Consultants Engineering, 2004)

## 2.2.4.9. Accesorios

### 2.2.4.9.1. Válvula de Retención

Su función principal es mantener la columna llena de fluido por encima de la descarga de la bomba para evitar un retorno del fluido cuando el equipo de fondo está apagado.



**Figura 2.28.** Vista inferior y superior de la válvula de retención  
(BAKER HUGHES, 2006)

#### **2.2.4.9.2. Válvula de Drenaje**

Cumple la función de purga de la tubería de producción. Su instalación se recomienda sea de uno a dos tuberías por encima de la válvula de retención.



**Figura 2.29.** Válvula de Drenaje: pin y vista superior de la válvula  
(BAKER HUGHES, 2006)

#### **2.2.4.9.3. Centralizador**

Los centralizadores son usados con mucha frecuencia en el Sistema de Bombeo Electrosumergible para mantener en el centro al equipo de fondo y evitar el contacto con las paredes internas del casing.

#### **2.2.4.9.4. Flejes**

Los flejes son usados en intervalos de cada 15 pies para fijar el cable de potencia y el MLE (Motor Lead Extension) a la tubería de producción, a la bomba y al sello.

### **2.2.5. EQUIPO DE SUPERFICIE**

#### **2.2.5.1. Cabezal de pozo**

El cabezal cumple las funciones de soportar las cargas de tensión de tubería suspendida, mantener presión durante operaciones de control de pozo o

períodos de cierre y proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo. Este equipo se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.30.** Cabezal de pozo  
(BETTA SERVICES PRODUCTS)

### 2.2.5.2. Caja de venteo

La caja de venteo sirve como medio de conexión o empalme entre el cable de superficie del tablero de control y el cable de potencia que proviene del pozo. Además cumple con una función importante que es la de ventear los gases que hayan migrado a través del cable de potencia del fondo del pozo.



**Figura 2.31.** Caja de Venteo o de Empalme  
(SCHLUMBERGER - REDA)

### **2.2.5.3. Transformador**

Se lo usa para reducir el voltaje de la línea primaria hasta un voltaje menor que pueda ser manejado por el tablero de control o por el variador de frecuencia. En caso de usar un tablero de control, el voltaje de salida será el voltaje requerido por el motor.

Si se usa un variador de frecuencia, será necesario utilizar un transformador secundario o elevador para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor.



**Figura 2.32.** Transformador  
(ESP OIL Consultants Engineering, 2004)

### **2.2.5.4. Panel de control de velocidad fija (Switchboard)**

El panel de control consta de partes eléctricas que permiten diagnosticar el comportamiento de los equipos de fondo. El panel de control principalmente está constituido de: Un arrancador de motor, sistemas de circuito de estado sólido para proteger de sobrecarga o baja carga, interruptor de desconexión manual o automático, un circuito temporizador y un amperímetro registrador.

Este equipo se lo puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.33.** Panel de control de velocidad fija (Switchboard)  
(SCHLUMBERGER, 2007)

#### **2.2.5.4.1. Arrancador Suave**

El arrancador suave es similar a un panel de control y su diferencia radica en que reduce los esfuerzos eléctricos y mecánicos relacionados con el arranque de los equipos BES. El arranque suave se logra controlando la cantidad de potencia entregada al motor a medida que toma velocidad.

#### **2.2.5.4.2. Variadores de frecuencia**

Este equipo controla la velocidad de rotación del motor, por lo que si se incrementa la frecuencia también incrementará la velocidad del motor y por ende su producción a mayor caudal. Puede operar tanto con motores asíncronos como con motores de imán permanente para producción de hidrocarburos y sistemas para inyección de agua.

Los variadores de frecuencia están compuestos principalmente de dos partes: la parte lógica y la parte de potencia. La parte lógica hace referencia a los

dispositivos utilizados para la configuración operacional del variador. La parte de potencia constituyen los elementos que actúan directamente sobre las cargas eléctricas con las que el variador de frecuencia trabaja.



**Figura 2.34.** Variador de Frecuencia  
(NOVOMET)

En el caso de requerir ocupar menos espacio para el equipo en superficie, se cuenta con un Skid-mounted VSD que incluye: un transformador elevador, un transformador reductor y el variador de frecuencia dentro de un compartimiento con aire acondicionado para climas extremos. Este equipo se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 2.35.** Skid-mounted VSD  
(NOVOMET)

# **METODOLOGÍA**

### **3. METODOLOGÍA**

El presente capítulo consiste en describir el procedimiento de diseño y selección de los equipos para BES con ahorro de energía. Además de una descripción del estado actual del pozo en estudio previo a la instalación del equipo BES convencional.

#### **3.1. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA EN UN POZO CON ALTA RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR)**

##### **3.1.1. DATOS BÁSICOS**

El procedimiento para el diseño puede variar considerablemente en función de las características de los fluidos a producir. Por lo tanto, en este punto se requiere obtener la mayor cantidad de información disponible de los fluidos, el reservorio, energía eléctrica y la completación del pozo. Los datos recolectados para el diseño en este proyecto son los siguientes:

##### **3.1.1.1. Datos del pozo**

- Diámetro de la tubería de revestimiento
- Diámetro de la tubería de producción
- Profundidad total del pozo
- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Producción actual
- Presión estática de fondo ( $P_r$ )
- Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )

### **3.1.1.2. Datos de producción**

- Producción deseada ( $Q_d$ )
- Corte de agua (W.C.)
- Índice de productividad (IP)
- Presión en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ )
- Relación gas-petróleo (GOR)
- Temperatura de fondo de pozo (BHT)

### **3.1.1.3. Condiciones del fluido del pozo**

- Gravedad específica del agua ( $Y_w$ )
- Gravedad API del petróleo
- Gravedad específica del petróleo ( $Y_o$ )
- Gravedad específica del gas ( $Y_g$ )
- Presión de burbuja ( $P_b$ )

### **3.1.1.4. Fuentes de energía eléctrica**

- Voltaje primario
- Frecuencia

## **3.1.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN**

Cuando la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es mayor a la presión del punto de burbuja ( $P_b$ ), el caudal del pozo ( $q_o$ ) es directamente proporcional a la reducción de presiones en el fondo del pozo ( $P_r - P_{wf}$ ).

Cuando la presión cae por debajo de la presión del punto burbuja, el gas sale de la solución y no es correcto asumir un IP constante porque se debe

considerar las pérdidas ocasionadas por el gas. El método de Vogel es usado para calcular el IP en yacimientos donde la presión se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.

### **3.1.3. CÁLCULO DE SEPARACIÓN DE GAS**

Es importante calcular el volumen de fluidos, tanto líquidos como de gas que se obtienen a la entrada de la bomba para poder hacer una correcta selección del tipo de separador y evitar problemas de cavitación y bloqueo de gas. Por tal motivo, es importante contar con datos de gas en solución en el petróleo ( $R_s$ ), factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) y factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) que nos permitirán hacer un buen diseño de nuestro equipo.

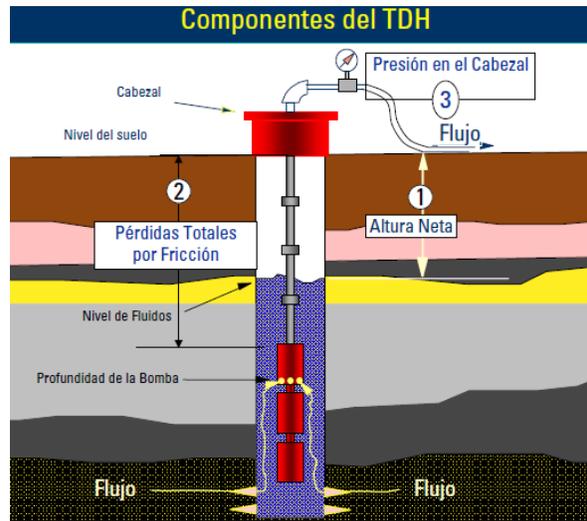
Dependiendo de la cantidad de gas a la entrada de la bomba, se puede requerir el uso de una bomba multiphase que nos permitirá mantener el gas en solución y evitar problemas de cavitación o bloqueos por gas en la bomba principal.

### **3.1.4. CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH)**

La TDH considera tres componentes:

1. La altura vertical neta, es la distancia en pies existente entre el nivel de los fluidos hasta el cabezal en superficie.
2. Pérdidas totales por fricción, es la distancia en pies que debe superar el fluido desde la profundidad de la bomba hasta el cabezal en superficie.
3. Presión en el cabezal, también conocida como presión de descarga de la tubería de producción ya que esta es la presión a la que descarga la tubería de producción del pozo.

A continuación se observa gráficamente cada uno de los componentes de la TDH:



**Figura 3.1.** Componentes de la Cabeza Dinámica Total (TDH)  
(SCHLUMBERGER, 2001)

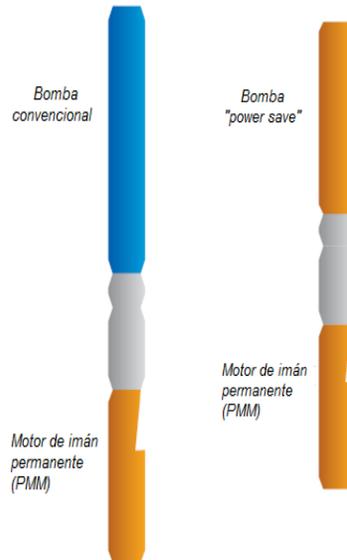
### 3.1.5. TIPO DE BOMBA

La selección de este equipo está en función del caudal deseado y del diámetro interno del casing. Para el BES con ahorro de energía, se elige una bomba que permita obtener el caudal deseado a determinada frecuencia, la misma que se la puede incrementar para mejorar la producción. Esta variación en la frecuencia también nos permite levantar mayor cantidad de pies por etapa reduciendo así el número de etapas y por ende las dimensiones totales del equipo de fondo como se puede observar en la figura 3.2.:

### 3.1.6. TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES

El sistema de BES con ahorro de energía es adaptable a diferentes condiciones y equipos del BES convencional; sin embargo, estas adaptaciones deben ser rigurosamente analizadas para que la operación del Bombeo Electrosumergible

se encuentre dentro de los límites de producción, resistencia de materiales y temperatura.



**Figura 3.2.** Dimensiones del equipo de fondo del BES con bomba convencional y BES con ahorro de energía (NOVOMET, 2013)

Los equipos de fondo contemplados en este paso son:

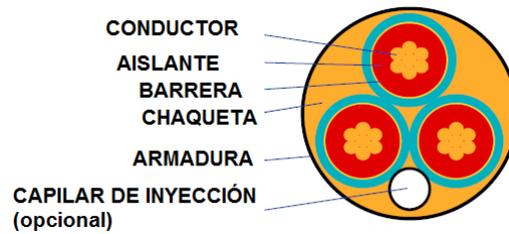
- Separador de gas
- Sello
- Motor

Cada uno de estos equipos va a requerir de energía adicional a la calculada para vencer la columna dinámica total (TDH), por lo que en este punto se recomienda realizar los cálculos de requerimiento de potencial real a usarse en el sistema.

### 3.1.7. CABLE ELÉCTRICO

Existen dos tipos de configuraciones del cable eléctrico, redondo y plano. A cada una de estas configuraciones se las puede acompañar con un tubo capilar que permite la inyección de fluidos para controlar o evitar el daño prematuro a la tubería o al pozo.

La selección del tipo de cable se basa principalmente en las condiciones de fluido y temperatura de operación. Sus principales componentes se muestran en la siguiente figura:



**Figura 3.3.** Componentes del cable de potencia  
(SCHLUMBERGER)

### 3.1.8. TRANSFORMADORES Y VARIADOR DE FRECUENCIA

#### 3.1.8.1. Transformador

La distribución de la energía eléctrica en los campos petroleros se realiza generalmente a 12470 Voltios. Sin embargo, el equipo BES funciona a voltajes menores que oscilan entre 1000 y 4000 Voltios por lo que se requiere transformar el voltaje mediante transformadores reductores y elevadores.

### 3.1.8.2. Variador de Frecuencia

El variador de frecuencia toma corriente fija para cambiarla a corriente variable y suministrar al equipo de fondo. Si incrementamos la frecuencia también incrementará la velocidad del motor que permite a su vez que la bomba trabaje a mayor velocidad y genere más altura y caudal. Se puede predecir el cambio en el rendimiento de la bomba con las leyes de afinidad.

### 3.1.9. LEYES DE AFINIDAD

Estas leyes permiten predecir el comportamiento de la bomba partiendo de una velocidad determinada. Cuando se aplican a cada punto sobre una curva de desempeño altura de columna-caudal, estas leyes demuestran como con cambios de velocidad de operación: la capacidad es directamente proporcional a la velocidad, la altura de columna generada es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia al freno es proporcional al cubo de la velocidad.

Todas estas variables se pueden apreciar matemáticamente de la siguiente forma:

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right) \quad [3.1]$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad [3.2]$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad [3.3]$$

Donde: Q1, H1, BHP1 y N1 = Valores iniciales de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno y Velocidad.

Q2, H2, BHP2 y N2 = Valores nuevos de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno y Velocidad.

### 3.2. ESTADO DEL POZO EN ESTUDIO PREVIO A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL

El pozo en estudio fue completado en el año 1973 con los siguientes intervalos disparados:

**Tabla 3.1.** Intervalos perforados de las principales arenas productora

ARENA	INTERVALOS DISPARADOS (ft)
G2	9 028 - 9 036
U	9 080 - 9 108
	9 108 - 9 116
	9 262 - 9 264
T	9 308 - 9 322
	9 340 - 9 360
	9 360 - 9 394
	9 406 - 9 414

(PETROAMAZONAS)

Después de una producción estable durante varios años, en 1986 se decide implementar el Bombeo Electrosumergible, resultando en un incremento de la producción de petróleo pero también incrementando el corte de agua de 4.4% con flujo natural a 38% con BES.

Con el objetivo de tener mejores resultados, en 1993 se cambia el tipo de levantamiento artificial de BES a gas Lift, pero no se evidencia ningún cambio significativo por lo que en 1996 se regresa al BES con un pequeño incremento en la producción de 1346 bppd con gas lift a 1544 bppd con BES. A partir de este período se empieza a presentar muchos problemas de corrosión y escala debido al incremento en la producción de agua de formación.

Para 2001 se pretende incrementar la producción de petróleo por lo que se decide rediseñar un sistema BES que se adapte a las nuevas condiciones. Se cañonea los siguientes intervalos: 9028 – 9036 pies de la arena G2; 9080 – 9108 pies de la arena U y 9308 – 9322, 9349 – 9360 pies de la arena T en un casing de reemplazo de 5 ½ pulgadas.

Con el pasar de los años se evidenció con mucha frecuencia problemas de corrosión y escala producto del exceso en la producción de agua de formación que ha conllevado en un sin número de cambios del equipo de fondo; a continuación se presenta las operaciones más recientes llevadas a cabo en este pozo.

En abril del 2013 se retira el equipo BES en 2 7/8" EUE, sale con escala y pines corroídos, además de un tubo sobre el NO-GO con el pin roto a punto de arrancarse. Bajan BHA de limpieza para posteriormente armar otro equipo BES ferrítico y se realiza prueba de producción con los siguientes resultados: BFPD=4 944, BSW=90%.

Para febrero del 2014 se lleva a cabo un cambio de completación por posible comunicación tubing – casing. Retiran el equipo BES previamente instalado con un tubo de 2 7/8" sobre el NO-GO con hueco. Bajan BHA de limpieza con 4 ¾" broca, 4" canasta y 5 ½" scraper.

Por las condiciones ya descritas, se hace necesario el diseño e instalación de un equipo que pueda resistir los problemas de corrosión y escala al caudal deseado.

# **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

## **4. EJEMPLO DE DISEÑO PARA EL POZO EN ESTUDIO**

En este capítulo se analizará las condiciones de producción y consumo de energía de BES con ahorro de energía para uno de los pozos con antecedentes de producción con sistema BES convencional durante la mayoría de años de su vida productiva. Además de un análisis económico en donde se evidencia el ahorro económico del sistema BES con ahorro de energía.

### **4.1. DISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON AHORRO DE ENERGÍA**

Las características del pozo y de los fluidos a producir son los parámetros más importantes al momento de diseñar un sistema de BES. Por lo tanto, es importante contar con la mayor cantidad de información disponible que nos permita realizar un diseño cercano a las condiciones del pozo y del yacimiento.

#### **4.1.1. INFORMACIÓN GENERAL**

De la información disponible en la tabla 4.1. se puede realizar el diseño en función de las características del pozo y del yacimiento como se muestra a continuación:

#### **4.1.2. DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN**

##### **4.1.2.1. Cálculo del Índice de Productividad (IP)**

$$IP = \frac{Q_d}{P_r - P_{wf}} \quad [4.1]$$

Donde:  $Q_d$  = Caudal deseado [STB]

$P_r$  = Presión estática del yacimiento [psig]

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente [psig]

**Tabla 4.1.** Información del pozo y características del fluido (PVT)

<b>DATOS BÁSICOS</b>		
Tubería de revestimiento	<b>7</b>	@ 9 490 ft
Liner	<b>5 1/2"</b>	@ 9 385 ft
Tubería de producción	<b>2 3/8"</b>	
Profundidad total del pozo	<b>9 490</b>	ft
Profundidad de referencia	<b>9 094</b>	ft
Profundidad de asentamiento de la bomba	<b>8 542</b>	ft
Producción actual	<b>1 885</b>	STB
Presión estática de fondo ( $P_r$ )	<b>2 000</b>	Psig
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )	<b>1 511</b>	Psig
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>		
Producción deseada ( $Q_d$ )	<b>2 000</b>	STB
Corte de agua (W.C)	<b>75</b>	%
Índice de productividad (IP)	<b>4.09</b>	STB/psig
Presión en la cabeza del pozo ( $P_{wh}$ )	<b>100</b>	Psig
Relación gas-petróleo (GOR)	<b>386</b>	scf/STB
Temperatura de fondo de pozo (BHT)	<b>215</b>	°F
<b>CONDICIONES DEL FLUIDO DEL POZO</b>		
Gravedad específica del agua ( $Y_w$ )	<b>1.03</b>	
Gravedad API del petróleo	<b>30.5</b>	°API
Gravedad específica del petróleo ( $Y_o$ )	<b>0.87</b>	
Gravedad específica del gas ( $Y_g$ )	<b>1.23</b>	
Presión del punto de burbuja ( $P_b$ )	<b>1 053</b>	Psig
<b>FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>		
Voltaje primario	<b>12 470</b>	V
Frecuencia	<b>60</b>	Hertz

(PETROAMAZONAS)

- El Índice de Productividad con la información disponible es:

$$IP = \frac{2\,000}{(2\,000 - 1\,511)} = 4.09 \frac{STB}{psig}$$

#### 4.1.2.2. Cálculo del caudal máximo a Pwf=0 para IP constante

$$Q_{max} = IP * (P_r - 0) \quad [4.2]$$

Donde:  $Q_{max}$  = Caudal máximo de producción [STB/día]

$P_r$  = Presión estática del yacimiento [psig]

IP = Índice de productividad [STB/psig]

$$Q_{max} = 4.09 * (2\,000 - 0) = 8\,180 \text{ STB/día}$$

#### 4.1.2.3. Cálculo del caudal correspondiente a P<sub>b</sub>

$$Q_b = IP * (P_r - P_b) \quad [4.3]$$

Donde:  $Q_b$  = Caudal correspondiente a P<sub>b</sub> [STB/día]

IP = Índice de productividad [STB/psig]

$P_r$  = Presión estática del yacimiento [psig]

$P_b$  = Presión del punto de burbuja [psig]

$$Q_b = 4.09 * (2\,000 - 1\,053) = 3\,873 \text{ STB/día}$$

#### 4.1.2.4. Cálculo del caudal máximo según Vogel

$$Q_{max} = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} \quad [4.4]$$

Donde:  $Q_{max}$  = Caudal máximo de producción [STB/día]

$q_b$  = Caudal correspondiente a  $P_b$  [STB/día]

IP = Índice de productividad [STB/psig]

$P_b$  = Presión del punto de burbuja [psig]

$$Q_{max} = 3\,873 + \frac{4.09 * 1\,053}{1.8} = 6\,266 \text{ STB/día}$$

- Para caudales mayores a  $Q_b$  (donde  $P_{wf} < P_b$ ), la ecuación de Vogel se representa de la siguiente manera:

$$Q_o = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} * \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [4.5]$$

Donde:  $Q_o$  = Caudal de petróleo [STB/día]

$Q_b$  = Caudal correspondiente a  $P_b$  [STB/día]

IP = Índice de productividad [STB/psig]

$P_b$  = Presión del punto de burbuja [psig]

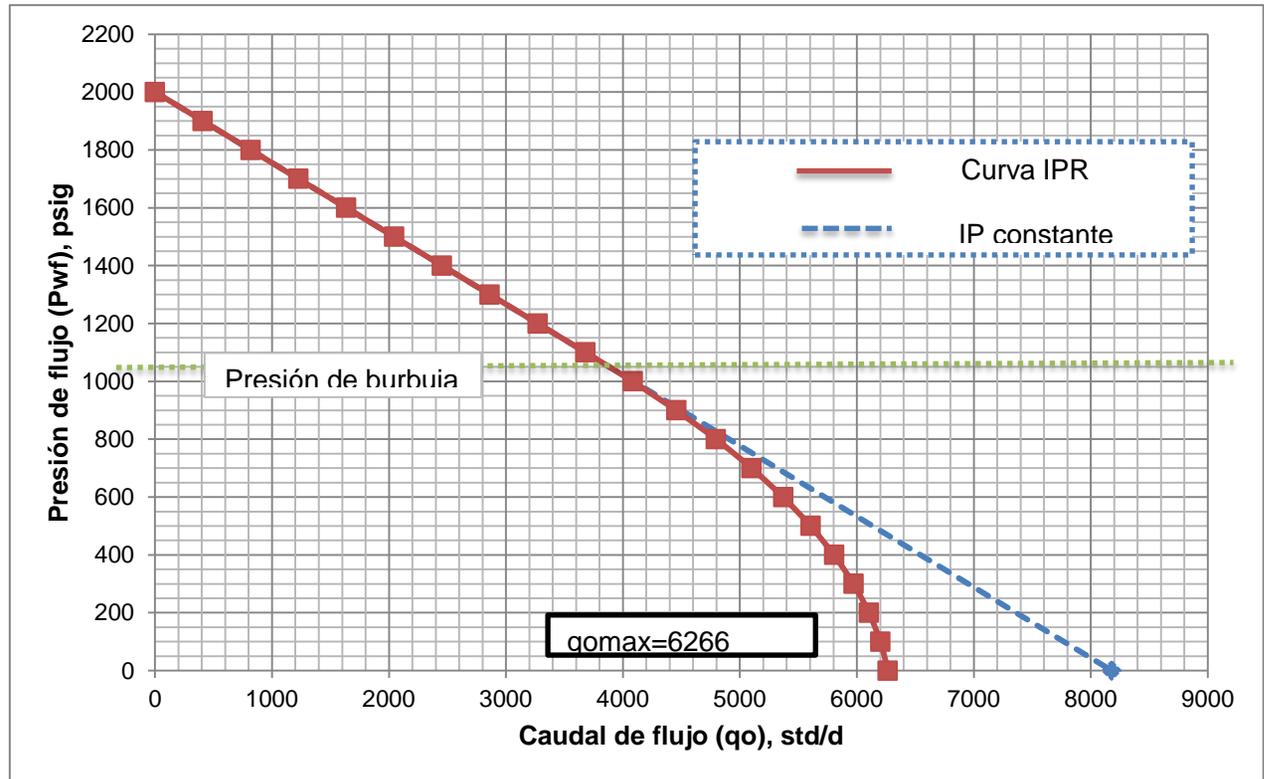
$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente [psig]

$$Q_o = 3\,873 + \frac{4.09 * 1\,053}{1.8} * \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{500}{1\,053} \right) - 0.8 \left( \frac{500}{1\,053} \right)^2 \right] = 5\,607 \text{ STB/día}$$

- Los resultados calculados y la gráfica de la curva IPR para el presente proyecto se muestran a continuación:

**Tabla 4.2.**  $Q_o$  vs.  $P_{wf}$  para Curva IPR

Curva IPR	
$Q_o$	$P_{wf}$
0	2 000
409	1 900
818	1 800
1 227	1 700
1 636	1 600
2 045	1 500
2 454	1 400
2 863	1 300
3 272	1 200
3 681	1 100
4 085	1 000
4 459	900
4 797	800
5 102	700
5 372	600
5 607	500
5 808	400
5 974	300
6 106	200
6 203	100
6 266	0



**Figura 4.1.** Curva IPR

Fuente: Castellanos, F. 2014

Fuente: Castellanos, F. 2014

- Debido al alto corte de agua, determinamos la gravedad específica del fluido compuesto.

$$SG_L = (SG_o * \% \text{Petróleo}) + (SG_w * \% \text{Agua}) \quad [4.6]$$

Donde:  $SG_L$  = Gravedad específica del fluido compuesto

$SG_o$  = Gravedad específica del petróleo

$SG_w$  = Gravedad específica del agua

$$SG_L = \left(0.87 * \frac{25}{100}\right) + \left(1.03 * \frac{75}{100}\right) = 0.9909$$

#### 4.1.2.5. Cálculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP)

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(H_R - H_B) * SG_L}{2.31}\right) \quad [4.7]$$

Donde: PIP = Presión a la entrada de la bomba [psig]

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente [psig]

$H_R$  = Profundidad de referencia [ft]

$H_B$  = Profundidad de la bomba [ft]

$SG_L$  = Gravedad específica del fluido compuesto

$$PIP = 1\,511 - \left(\frac{(9\,094 - 8\,542) * 0.9909}{2.31}\right) = 1\,274 \text{ psig}$$

#### 4.1.3. CÁLCULO DE GAS

- Encontrar la cantidad de gas en solución  $R_s$  usando la ecuación de Standing:

$$R_s = SG_g \left( \frac{P_b}{18} - \frac{10^{0.0125API}}{10^{0.00091T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad [4.8]$$

Donde:  $R_s$  = Gas en solución con el petróleo [scf/STB]

$P_b$  = Presión del punto de burbuja [psig]

$SG_g$  = Gravedad específica del gas

$$R_s = 1.23 \left( \frac{1053}{18} - \frac{10^{0.0125 \cdot 30.5}}{10^{0.00091 \cdot 215}} \right)^{1.2048} = 160 \frac{scf}{STB}$$

- Calculamos la cantidad de gas en solución a la entrada de la bomba

$$GOR_{pump} = SG_g \left( \frac{PIP}{18} - \frac{10^{0.0125API}}{10^{0.00091T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad [4.9]$$

Donde:  $GOR_{pump}$  = Relación gas – petróleo a la entrada de la bomba [scf/STB]

$SG_g$  = Gravedad específica del gas

$$GOR_{pump} = 1.23 \left( \frac{1274}{18} - \frac{10^{0.0125 \cdot 30.5}}{10^{0.00091 \cdot 215}} \right)^{1.2048} = 203 \frac{scf}{STB}$$

#### 4.1.3.1. Calcular factores volumétricos

- Factor volumétrico del agua ( $B_w$ )

$$\beta_w = 1 + 1.2 \cdot 10^{-4}(T - 60) + 1 \cdot 10^{-6}(T - 60)^2 - 3.33 \cdot 10^{-6}P \quad [4.10]$$

Donde:  $B_w$  = Factor volumétrico del agua [BLS/STB]

T = Temperatura del yacimiento [°F]

P = Presión a la entrada de la bomba [psig]

$$\beta_w = 1 + 1.2 * 10^{-4}(215 - 60) + 1 * 10^{-6}(215 - 60)^2 - 3.33 * 10^{-6} * 1274$$

$$\beta_w = 1.038 \frac{BLS}{STB}$$

- Factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ )

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad [4.11]$$

Donde:

$$F = GOR_{pump} * \left(\frac{Y_g}{Y_o}\right)^{0.5} + 1.25 * T \quad [4.12]$$

$$F = 203 * \left(\frac{1.23}{0.87}\right)^{0.5} + 1.25 * 215 = 510$$

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * 510^{1.175} = 1.195 \frac{BLS}{STB}$$

- Factor volumétrico del gas ( $B_g$ )

$$\beta_g = \frac{5.04 * Z * T}{P} \quad [4.13]$$

Donde:  $B_g$  = Factor volumétrico del gas [BLS/mcf]

Z = Factor de compresibilidad del gas (0.81 a 0.91) – Usar 0.85

T = Temperatura en grados Rankine [°R]

P = Presión a la entrada de la bomba [psia]

$$\beta_g = \frac{5.04 * 0.85 * (215 + 460)}{1274 + 14.7} = 2.24 \frac{BLS}{mcf}$$

Donde: mcf = miles de pies cúbicos de gas en condiciones estándar

#### 4.1.3.2. Determinar la cantidad total de gas producido

$$Gas\ total = \frac{Q_o * GOR}{1\ 000} \quad [4.14]$$

Donde:  $Q_o$  = Caudal del petróleo [STB]

GOR = Relación gas – petróleo [scf/STB]

$$Gas\ total = \frac{500 * 386}{1\ 000} = 193mcf$$

Donde:  $Q_d$  = 2 000 STB

$Q_o$  = 500 STB

$Q_w$  = 1 500 STB

#### 4.1.3.3. Determinar la cantidad de gas en solución en la entrada de la bomba

$$Gas\ en\ solución = \frac{Q_o * GOR_{pump}}{1\ 000} \quad [4.15]$$

Donde:  $Q_o$  = Caudal del petróleo [STB]

$GOR_{pump}$  = Relación gas – petróleo a la entrada de la bomba [scf/STB]

$$Gas\ en\ solución = \frac{500 * 203}{1\ 000} = 101mcf$$

#### 4.1.3.4. Determinar el gas libre

$$Gas\ libre = Gas\ total - Gas\ en\ solución \quad [4.16]$$

$$\text{Gas libre} = 193 - 101 = 92\text{mcf}$$

Donde: mcf = miles de pies cúbicos de gas en condiciones estándar

#### 4.1.3.5. Determinar el volumen total a la entrada de la bomba

- Volumen de petróleo ( $V_o$ ):

$$V_o = Q_o * \beta_o \quad [4.17]$$

Donde:  $V_o$  = Volumen de petróleo [BLS]

$Q_o$  = Caudal del petróleo [STB]

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo [BLS/STB]

$$V_o = 500 * 1.195 = 597 \text{ BLS}$$

- Volumen de gas ( $V_g$ ):

$$V_g = \text{Gas libre} * \beta_g \quad [4.18]$$

Donde:  $V_g$  = Volumen de gas [BLS]

Gas libre [mcf]

$B_g$  = Factor volumétrico del gas [BLS/mcf]

$$V_g = 92 * 2.24 = 205 \text{ BLS}$$

- Volumen de agua ( $V_w$ ):

$$V_w = Q_w * \beta_w \quad [4.19]$$

Donde:  $V_w$  = Volumen de agua [BLS]

$Q_w$  = Caudal de agua [STB]

$B_w$  = Factor volumétrico del agua [BLS/STB]

$$V_w = 1\,500 * 1.038 = 1\,558 \text{ BLS}$$

- Volumen de fluido total a la entrada de la bomba ( $V_t$ ):

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad [4.20]$$

Donde:  $V_t$  = Volumen total de fluidos [BLS]

$V_o$  = Volumen de petróleo [BLS]

$V_g$  = Volumen de gas [BLS]

$V_w$  = Volumen de agua [BLS]

$$V_t = 597 + 205 + 1\,558 = 2\,360 \text{ BLS}$$

#### 4.1.3.6. Determinar el porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad [4.21]$$

Donde:  $V_g$  = Volumen de gas [BLS]

$V_t$  = Volumen total de fluidos [BLS]

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{205}{2\,360} * 100 = 8.7\%$$

**Nota:** Dependiendo de la cantidad de gas libre, se requiere instalar un separador de gas. Sin embargo, una bomba multiphase es más efectiva y la cantidad real de gas que ingresa a la bomba se puede calcular como sigue:

#### 4.1.3.7. Calcular volumen real de gas ingerido por la bomba

- Asumimos una eficiencia de la bomba multiphase del 90%.

$$V_{gn} = \text{Volumen de gas en la entrada} * 0.1 \quad [4.22]$$

Donde:  $V_{gn}$  = Volumen de gas real ingerido por la bomba [BLS]  
Volumen de gas en la entrada [BLS]

$$V_{gn} = 205 * 0.1 = 21 \text{ BLS}$$

- Volumen total de fluido que ingresa a la bomba

$$V_{tn} = V_o + V_{gn} + V_w \quad [4.23]$$

Donde:  $V_{tn}$  = Volumen total de fluidos ingeridos por la bomba [BLS]

$V_o$  = Volumen de petróleo [BLS]

$V_{gn}$  = Volumen de gas real ingerido por la bomba [BLS]

$V_w$  = Volumen de agua [BLS]

$$V_t = 597 + 21 + 1\ 558 = 2\ 176 \text{ BLS}$$

- Porcentaje de gas libre que realmente ingresa a la bomba (GIP)

$$\% \text{ Gas libre}_n = \frac{V_{gn}}{V_{tn}} * 100 \quad [4.24]$$

Donde:  $\% \text{ Gas libre}_n$  = % gas libre real ingerido por la bomba [%]

$V_{gn}$  = Volumen real de gas ingerido por la bomba [BLS]

$V_{tn}$  = Volumen total de fluidos ingeridos por la bomba [BLS]

$$\% \text{ Gas libre}_n = \frac{21}{2176} * 100 = 0.9\%$$

**4.1.3.8. Calcular la relación gas-petróleo en la tubería (GOR<sub>tb</sub>)**

$$\text{Gas en tubería} = \text{Gas en solución} + \text{Gas libre no separado} (V_g / \beta_g) \quad [4.25]$$

Donde: Gas en tubería [mcf]

Gas en solución [mcf]

$V_g$  = Volumen real de gas ingerido por la bomba [BLS]

$\beta_g$  = Factor volumétrico del gas [BLS/mcf]

$$\text{Gas en tubería} = 101 + \frac{21}{2.24} = 111 \text{mcf}$$

$$\text{GOR}_{tb} = \frac{\text{Gas en tubería} * 1000}{Q_o} \quad [4.26]$$

Donde:  $\text{GOR}_{tb}$  = Relación gas – petróleo en la tubería [scf/STB]

Gas en tubería [mcf]

$Q_o$  = Caudal del petróleo [STB]

$$\text{GOR}_{tb} = \frac{111 * 1000}{500} = 221 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

**4.1.3.9. Determinar la gravedad específica compuesta de todos los fluidos producidos (SG mix)**

$$\text{SG}_{mix} = \frac{\text{Masa total de fluidos producidos (TMPF)}}{V_t * 5.6146 * 62.4} \quad [4.27]$$

Donde:  $\text{SG}_{mix}$  = Gravedad específica compuesta de los fluidos

TMPF = Masa total de fluidos producidos [LBS/día]

$V_t$  = Volumen total de fluidos [BLS]

$$SG_{mix} = \frac{704\ 531}{2\ 176 * 5.6146 * 62.4} = 0.9243$$

$$TMPF = [(Q_o * SG_o + Q_w * SG_w) * 62.4 * 5.6146] + [GOR_{tb} * Q_o * SG_g * 0.0752]$$

[4.28]

Donde:  $Q_o$  = Caudal del petróleo [STB]

$SG_o$  = Gravedad específica del petróleo

$Q_w$  = Caudal de agua [STB]

$SG_w$  = Gravedad específica del agua

$SG_g$  = Gravedad específica del gas

$GOR_{tb}$  = Relación gas – petróleo en la tubería [scf/STB]

$$TMPF = [(500 * 0.87 + 1\ 500 * 1.03) * 62.4 * 5.6146] + [221 * 500 * 1.23 * 0.0752] = 704\ 531 \frac{lbs}{d}$$

- Ahora podemos determinar la densidad del fluido compuesto:

$$\rho_{mix} = SG_{mix} * 0.9990 \frac{g}{cm^3} \quad [4.29]$$

Donde:  $\rho_{mix}$  = Densidad del fluido compuesto [ $g/cm^3$ ]

$SG_{mix}$  = Gravedad específica compuesta de los fluidos

$$\rho_{mix} = 0.9243 * 0.9990 \frac{g}{cm^3} = 0.9234 \frac{g}{cm^3}$$

#### 4.1.4. CABEZA DINÁMICA TOTAL (TDH)

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad [4.30]$$

Donde: TDH = Cabeza dinámica total [ft]

$H_d$  = Altura neta vertical [ft]

$F_t$  = Pérdidas por fricción [ft]

$P_d$  = Presión de descarga de la tubería de producción [ft]

$$TDH = 5\,358 + 880 + 250 = 6\,487 \text{ ft}$$

- Altura vertical neta ( $H_d$ ):

$$H_d = \text{Prof. de la bomba} - \left( \frac{PIP * 2.31}{SG_{mix}} \right) \quad [4.31]$$

Donde:  $H_d$  = Altura neta vertical [ft]

Profundidad de la bomba [ft]

PIP = Presión a la entrada de la bomba [psig]

$SG_{mix}$  = Gravedad específica compuesta de los fluidos

$$H_d = 8\,542 - \left( \frac{1\,274 * 2.31}{0.9243} \right) = 5\,358 \text{ ft}$$

- Pérdidas por fricción ( $F_t$ ):

$$F_t = \frac{\text{Prof. de la bomba} * \text{Pérdidas por fricción}^{**}}{1\,000} \quad [4.32]$$

Donde:  $F_t$  = Pérdidas por fricción [ft]

Profundidad de la bomba [ft]

\*\* Dato obtenido de la gráfica 4.2.

$$F_t = \frac{8\,542 * 103}{1\,000} = 880 \text{ ft}$$

- Presión de descarga de la tubería de producción ( $P_d$ ):

$$P_d = \frac{\text{Presión en el cabezal} * 2.31}{SG_{mix}} \quad [4.33]$$

Donde:  $P_d$  = Presión de descarga de la tubería de producción [ft]

$SG_{mix}$  = Gravedad específica compuesta de los fluidos

$$P_d = \frac{100 * 2.31}{0.9243} = 250 \text{ ft}$$

#### 4.1.5. CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS DE LA BOMBA

- Estas características son propias de la bomba seleccionada: **NB(1100-1800)H**. Ver Anexo No. 3.

Cabeza/etapa = 37.2

BHP/etapa = 0.66

$$\text{No. Etapas} = \frac{TDH}{\text{cabeza/etapa}} \quad [4.34]$$

Donde: TDH = Cabeza dinámica total [ft]

$$\text{No. Etapas} = \frac{6\,487}{37.2} = 174$$

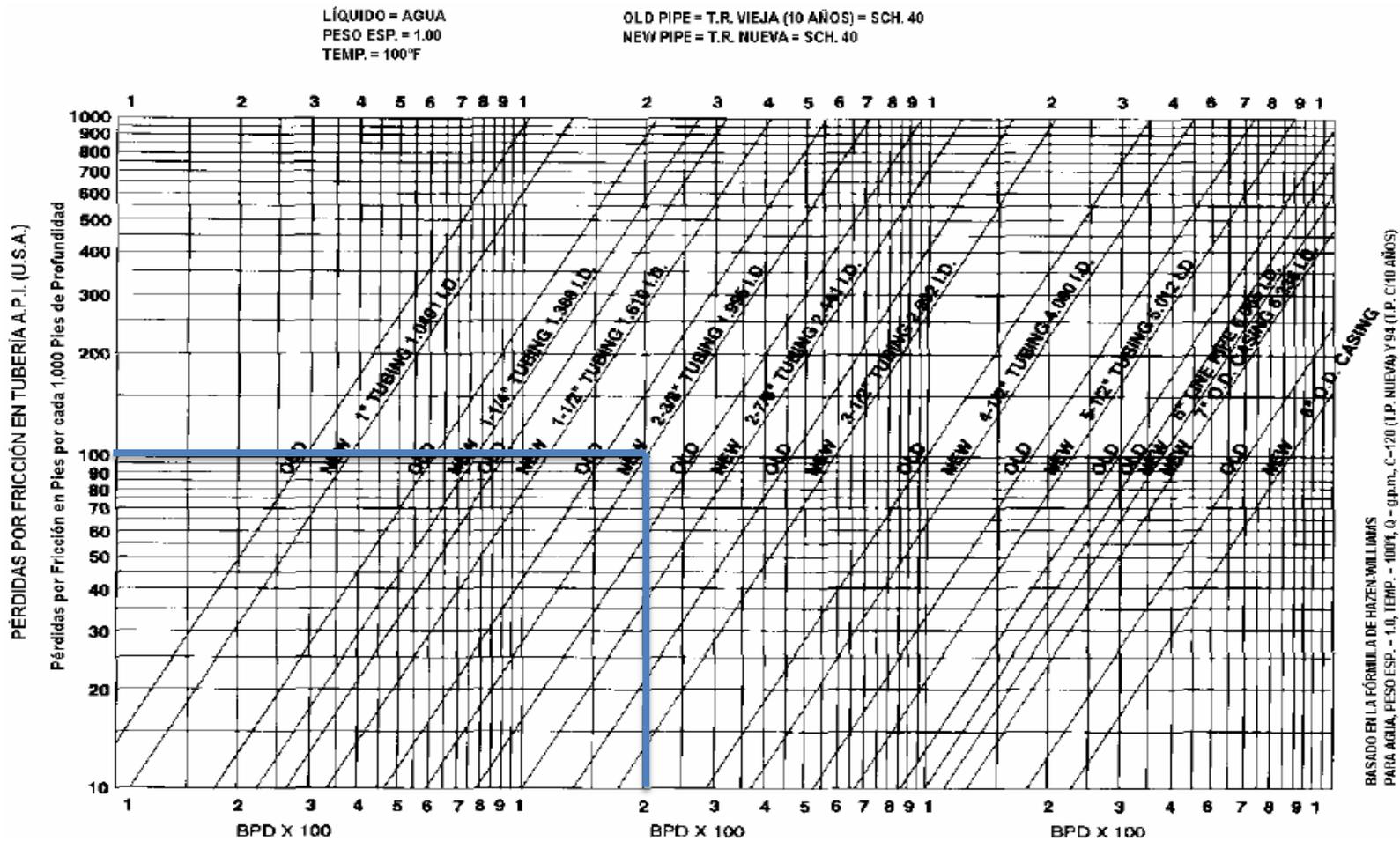


Figura 4.2. Gráfica de pérdidas por fricción  
(BAKER HUGHES)

Luego de remitirnos al catálogo (Ver anexo No. 3) para ver los datos de la bomba serie 319, se procede a calcular el total de caballos de potencia al freno requeridos como sigue:

#### 4.1.5.1. Cálculo de potencia al freno

- Determinamos el factor de frecuencia k:

$$k = \frac{f_x}{f_n} \quad [4.35]$$

Donde: K = Factor de frecuencia [adimensional]

F<sub>x</sub> = Frecuencia operacional [Hz]

F<sub>n</sub> = Frecuencia nominal [Hz]

$$k = \frac{87}{100} = 0.87$$

- Calculamos los HP requeridos por el motor:

$$BHP_{motor} = (n * N_{max.stg.} * \rho_{mix} * k^2) * 1.1 \quad [4.36]$$

Donde: BHP<sub>motor</sub> = Potencia requerida por el motor [HP]

ρ<sub>mix</sub> = Densidad compuesta de los fluidos [g/cm<sup>3</sup>]

n = Número total de etapas de la bomba

N<sub>max.stg.</sub> = Máximo poder por etapa [HP/stage]

K = Factor de frecuencia [adimensional]

$$BHP_{motor} = \left( 174 * 0.93 * 0.9234 * \left( \frac{87}{100} \right)^2 \right) * 1.1 = 124HP$$

## **4.1.6. TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS COMPONENTES**

### **4.1.6.1. Bomba multiphase**

Para este ejemplo se determinó bajar una bomba multiphase que nos permita reducir la presencia de gas libre a la entrada de la bomba principal al mínimo. Elegiremos una bomba multiphase N319MPP940 CMP AR2 CR1 S14 15STG. Ver Anexo No.5.

La potencia requerida por la bomba multiphase y la cabeza a levantar lo determinaremos mediante las curvas tornado de la bomba multiphase serie 319. Ver anexo No. 6. De dicha curva obtenemos que la potencia es 0,45 HP por etapa, lo que equivale a un consumo de 6,75 HP para el correcto funcionamiento de esta bomba. Además puede levantar 16 pies por etapa que equivale a 240 pies que levanta toda la bomba. La frecuencia de operación es de 87 Hz; entonces la potencia real requerida para el correcto funcionamiento del equipo de todo el equipo de fondo es de 131HP.

### **4.1.6.2. Protector modular**

Normalmente la serie del sello es la misma que la de la bomba, aun cuando hay excepciones y adaptadores especiales para conectar las unidades de diferentes series. Elegiremos un protector N319MP LSBSB CR0 S13 HT STL. Ver anexo No.9.

### **4.1.6.3. Motor**

En este ejemplo elegiremos un motor doble de imán permanente N319 PM268 2680V 6000RPM DBL CR0 UHT del catálogo (Ver anexo No 11). Determinamos la carga del motor durante una operación normal:

$$CDON = 100 \frac{HP_{requerido}}{HP_{motor}} \quad [4.37]$$

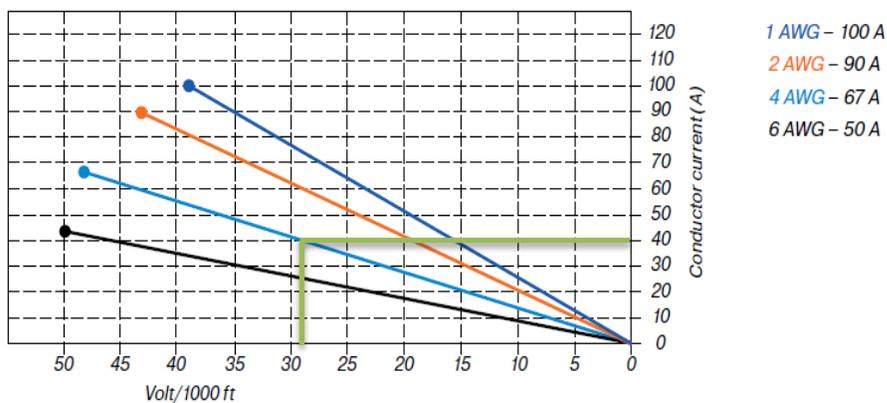
Donde: CDON = Carga durante una operación normal [%]

$$CDON = 100 \frac{130}{268} = 48.7\%$$

#### 4.1.7. SELECCIÓN DEL CABLE DE POTENCIA

La selección del cable de potencia está en función de los requerimientos de potencia del motor para lograr el funcionamiento deseado. Elegiremos un cable POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN #4 que tiene una tolerancia de 67 Amperios. Ver anexo No. 13.

El amperaje nominal del motor para su normal operación es de 40 Amperios (Ver Anexo No.14). Determinamos la caída de voltaje por cada 1000 pies con el uso de la siguiente gráfica:



**Figura 4.3.** Pérdida de voltaje en el cable de potencia  
(NOVOMET, 2014)

La bomba se encuentra asentada a 8542 pies. (Ver Anexo No.15). La caída de voltaje se obtiene a través de toda la longitud del cable y la determinamos sumando 160 pies de reserva a la profundidad de asentamiento de la bomba menos la longitud del MLE. La longitud del MLE se detalla a continuación:

- 3 bombas “power save” con una longitud total de 28.2 ft (Ver Anexo No.16) + 1 Bomba multiphase de 6.6 ft (Ver Anexo No.5) + 1 Protector modular de 7.56 ft (Ver Anexo No. 9) + 2 tuberías de 60 ft. La longitud del MLE es igual a 102 pies.
- Conocido la longitud del MLE, podemos determinar la longitud del cable de potencia como sigue:

$$LCP = A.B. + 160ft - Long.MLE \quad [4.38]$$

Donde: LPC = Longitud del cable de potencia [pies]

A.B. = Asentamiento de la bomba [pies]

Long. MLE = Longitud del motor lead extensión [pies]

$$LCP = 8\,542 + 160 - 102 = 8\,600 \text{ ft}$$

- De la figura 4.3. determinamos una caída de voltaje de 29V por cada 1000 pies. La caída de voltaje para toda la longitud del cable de potencia es de:

$$Caída \text{ de voltaje} = \frac{8\,600 \cdot 29}{1\,000} = 249 \text{ V} \quad [4.39]$$

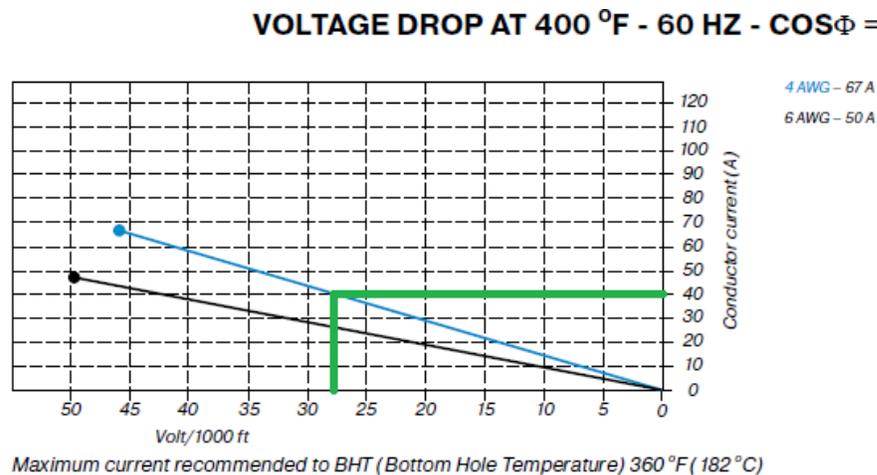
#### 4.1.7.1. Caja de venteo

Debe instalarse una caja de venteo o empalme entre la cabeza del pozo y el controlador del motor para prevenir que pase gas al controlador. Elegiremos una JB 3KV N3R. (Ver anexo No.17)

#### 4.1.7.2. Selección de MLE

La longitud a cubrir por parte del Motor Lead Extension (MLE) es de 102 pies calculados previamente. Seleccionaremos un cable MLE 4KV 400F FLAT MONEL BY PRYSMIAN. (Ver anexo No.19)

Además, determinamos la caída de voltaje a través del MLE con la siguiente gráfica:



**Figura 4.4.** Pérdida de voltaje en el MLE  
(NOVOMET, 2014)

$$\text{Caída de voltaje MLE} = \frac{102 \times 28}{1\,000} = 3\,V \quad [4.40]$$

**Nota:** La caída de voltaje calculada total entre el cable de potencia y el MLE es igual a 252V y equivale al 9.4% del voltaje de placa del motor. La unidad puede arrancar de manera segura con un panel de control estándar, pero se recomienda se lo haga con un variador de frecuencia por la disponibilidad de cambiar sus velocidades.

#### **4.1.8. EQUIPO ACCESORIO Y MISCELÁNEO**

##### **4.1.8.1. Bandas de cable**

Se recomienda bajar determinadas bandas de cable en función de la siguiente ecuación:

$$\text{Bandas de cable} = \frac{\text{Prof.asent.bomba}}{13} + 15\% \text{ extra} \quad [4.41]$$

$$\text{Bandas de cable} = \frac{8\,600}{13} + 99 = 756$$

- Las bandas escogidas son: CABLE BAND 12" UCR recomendado para tubing de 2 3/8" para zunchar a la carcasa con un espaciado de 2 pies. (Ver anexo No.22)

##### **4.1.8.2. Válvula Check**

Seleccionaremos una válvula de retención con las siguientes características: NCVBX 2-3/8" – 10RD NUE3500 CR3, tiene una longitud de 0.755 pies. (Ver Anexo No.24)

#### **4.1.8.3. Válvula de Drenaje**

Seleccionaremos una válvula de drenaje con las siguientes características: NDV 2-3/8" – 10RD NUE CR3, tiene una longitud de 0,656 pies. (Ver Anexo No.26)

#### **4.1.8.4. Sensor de fondo**

Seleccionaremos un sensor de fondo con las siguientes características: NDS1 319 DES1 5800PSI CR3 MODO HT, tiene una longitud de 1.99 pies. (Ver Anexo No.28)

### **4.1.9. EQUIPO DE SUPERFICIE**

#### **4.1.9.1. Controlador del motor**

La selección del controlador del motor está en función de su voltaje, amperaje y KVA nominal. Parámetros a calcular a continuación. Asumiremos que el voltaje del controlador del motor será el mismo que el voltaje de superficie que se envía desde superficie a través del cable de potencia. El voltaje de superficie es la suma del voltaje del motor y la pérdida de voltaje total en el cable de potencia y en el MLE.

- Calculamos el voltaje de superficie requerido:

$$\text{Volt. superficie} = \text{Volt. placa del motor} + \text{Caída de voltaje} \quad [4.42]$$

$$\text{Volt. superficie} = 2\ 680 + 252 = 2\ 932\ V$$

- El amperaje del motor es de 40 Amperios, el KVA ahora puede ser calculado como sigue:

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} * \text{Amperios del motor} * 1.73}{1\ 000} \quad [4.43]$$

$$KVA = \frac{2\ 932 * 40 * 1.73}{1\ 000} = 203\ KVA$$

El controlador de motor y transformadores se instalarán un SKID MOUNTED, equipo especialmente diseño para mantener al VSD y transformadores en un ambiente adecuado y más seguro. Elegiremos un SKID MOUNTED con las siguientes características: NSMVSD 360KVA 33KV/480V 50Hz 12P NSWF-B NSP-B. (Ver Anexo No.30)

#### **4.1.9.2. Transformadores**

La selección del transformador está basada en el suministro de energía primaria disponible (12 470 V), el requerimiento del voltaje secundario (2 932 V) y el requerimiento de los KVA (203 KVA). Elegiremos un Step Up Transformer (SUT) con las siguientes características: SUT, 250KVA, 380V/3564V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ. (Ver Anexo No.32). El transformador reductor o Step Down Transformer (SDT) escogido tiene las siguientes características: SDT 250KVA 22000V/230V 60Hz 3PN oil-filled by METZ. (Ver Anexo No.34)

#### **4.1.9.3. Cable de superficie**

El cable de superficie elegido tienen las siguientes características: SURFACE CABLE, KGHL, 3X95MM<sup>2</sup>+1X25MM<sup>2</sup>, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL. (Ver Anexo No.36)

#### 4.1.10. LEYES DE AFINIDAD

Conociendo el rendimiento de la bomba a la frecuencia de operación, podemos determinar el rendimiento de la de la bomba para otras frecuencias con el uso de Leyes de Afinidad.

Las características de la bomba “power save” NB(1100-1800) son las siguientes:

**Tabla 4.3.** Características de la bomba “power save”

<b>BOMBA "POWER SAVE" - SERIE: NB(1100-1800)H</b>		
<b>Velocidad de operación, rpm</b>	<b>Rango máximo de operación recomendado, bpd</b>	<b>Frecuencia, Hz</b>
2 910	503 - 1 132	49
3 490	604 - 1 358	58
3 740	644 - 1 449	62
4 160	714 - 1 607	69
5 200	896 - 2 015	87
5 820	1 006 - 2 264	97

(NOVOMET, 2014)

La siguiente tabla detalla las condiciones operativas a las que está trabajando la bomba para nuestro diseño al caudal deseado:

**Tabla 4.4.** Variables a condiciones deseadas de producción

<b>Variables a condiciones operativas</b>					
<b>Q =</b>	2 000	Bpd	@	87.0	Hz
<b>H =</b>	6 487	Ft	@	87.0	Hz
<b>BHP =</b>	130	HP	@	87.0	Hz

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

- Ahora podemos determinar nuevas condiciones de caudal de producción, altura de columna y potencia al freno con el uso de las siguientes ecuaciones:

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right) \quad [4.44]$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad [4.45]$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad [4.46]$$

Donde:  $Q_1$ ,  $H_1$ ,  $BHP_1$  y  $N_1$  = Valores iniciales de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno y Velocidad.

$Q_2$ ,  $H_2$ ,  $BHP_2$  y  $N_2$  = Valores nuevos de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno y Velocidad.

- Conociendo el rendimiento de la bomba a condiciones operativas como se detalla en la tabla 4.4, podemos determinar su rendimiento para otras frecuencias como se muestra en la tabla 4.5:

**Tabla 4.5.** Resultados de operación usando Leyes de Afinidad

$Q_2$	* $H_2$	$BHP_2$	Frecuencia [Hz]
1 115	2 256	23	49
1 337	3 140	39	58
1 433	3 570	48	62
1 594	4 360	66	69
1 992	6 678	129	87
2 230	8 304	181	97

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

\* A la columna de fluido que levanta el equipo, se le debe sumar los pies que levanta la bomba multiphase equivalente a 240 pies.

Las filas de color amarillo corresponden al rango eficiente de operación a potencias que la bomba puede operar sin problema.

**Nota:** Las leyes de afinidad no predicen la respuesta real de la bomba a los cambios de velocidad en un pozo real, simplemente relacionan los puntos en curvas de velocidades diferentes.

#### 4.1.11. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DEL EJERCICIO

En la siguiente tabla se evidencia los resultados de los cálculos realizados:

**Tabla 4.6.** Resultados obtenidos

VARIABLES CALCULADAS		UNIDAD
Índice de Productividad (IP)	4.09	STB/psig
Presión estática del yacimiento ( $P_r$ )	2 000	psig
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )	1 511	psig
Tasa de flujo deseado ( $Q_d$ )	2 000	STB
Corte de Agua (W.C.)	75	%
Presión en la cabeza de pozo ( $P_{wh}$ )	100	psig
Presión a la entrada de la bomba (PIP)	1 274	psig
Relación gas petróleo (GOR)	386	scf/STB
Gravedad específica del petróleo ( $SG_o$ )	1.195	
Gravedad específica del agua ( $SG_w$ )	1.038	
Gravedad específica del gas ( $SG_g$ )	2.24	
Volumen total de gas producido	193	mcf
Volumen de gas libre	92	mcf
Gas en solución	101	mcf
Porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba	0.9	%
Volumen de petróleo a la entrada de la bomba ( $V_o$ )	597	BLS
Volumen de gas libre a la entrada de la bomba ( $V_g$ )	21	BLS
Volumen de agua a la entrada de la bomba ( $V_w$ )	1 558	BLS
Volumen total de fluido a la entrada de la bomba ( $V_t$ )	2 176	BLS
Masa total de fluidos producidos (TMPF)	704 531	LBS/día
Gravedad específica compuesta ( $SG_{mix}$ )	0.9243	

**Tabla 4.6.** Resultados obtenidos (Continuación)

<b>VARIABLES CALCULADAS</b>		<b>UNIDAD</b>
Cabeza dinámica total (TDH)	6 487	ft
Pérdida por fricción en tubería ( $F_f$ )	880	ft
Altura neta ( $H_d$ )	5 358	ft
Contrapresión ( $P_d$ )	250	ft
No. Etapas	174	
BHP total	130	HP
Caída de voltaje total	252	V
Voltaje en superficie	2 932	V
KVA	203	KVA

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

Con todas estas variables calculadas para el diseño del sistema de BES con ahorro de energía podemos seleccionar los equipos más aptos a ser considerados en este pozo modelo del campo Shushufindi. En la tabla 4.7 se detallan los equipos seleccionados, variables a las cuales operarían los equipos del sistema de BES con ahorro de energía y sus ventajas frente al sistema BES convencional.

Entre las principales ventajas podemos mencionar: Reducción del número de etapas de la bomba centrífuga, reducción de las dimensiones del equipo de fondo y superficie del sistema BES con ahorro de energía, menos requerimiento de potencia para obtener el caudal deseado y menos consumo de energía tanto en los equipos de fondo como en los de superficie.

Una vez determinado el ahorro de energía del sistema BES con ahorro de energía, el análisis se ve complementado con el análisis económico donde se evidencia un ahorro económico considerable, tiempo de recuperación de la inversión y la viabilidad del proyecto.

#### 4.1.12. LISTA DE EQUIPOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

**Tabla 4.7.** Lista de equipos y condiciones de operación para el sistema BES

	LISTA DE EQUIPOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN	
	BES CON AHORRO DE ENERGÍA	BES CONVENCIONAL
<b>Bomba</b>	NB(1100-1800)H CMP AR2 CR3 S16 58STG	CENTURION 400 P35X H6 SSD
<b>Serie de la bomba</b>	319	400
<b>Número de etapas</b>	174	291
<b>Motor</b>	N319PM268 2680V 6 000RPM DBL CR0 UHT	MSP1AX 270 HP / 3 430 V / 50 A
<b>Voltaje del motor</b>	2680 V	3430 V
<b>Carga de operación</b>	49%	73%
<b>Voltaje de superficie</b>	2932 V	3167 V
<b>KVA requerido</b>	203 KVA	216.8 KVA
<b>Separador de Gas</b>	N319MPP940 CMP AR2 CR1 S14 15STG	400 - FPXINTARH6 HV
<b>Sello</b>	N319MP LSBSB CR0 S13 HT STL	400 - FST3XH6GHL PFS
<b>Sensor de fondo</b>	NDS2 319 DES1 5800PSI CR3 MOD0 HT	KIT, MGU, WELLLIFT MOTOR GAUGE UNIT, 2205
<b>Cable de potencia</b>	POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN #4	CELF AWG#4 FLAT WITH 2X3/8" S.S. CAPILLARY TUBE-GALV.
<b>MLE</b>	cabl e MLE 4KV 400F FLAT MONEL BY PRYSMIAN	MOTOR LEAD CABLE-450 SERIES TWO- PIECE POTHEADS-KLHT-5KV
<b>VSD</b>	NSMVSD 360KVA 33KV / 480V 50Hz 12P NSWF-B NSP-B	518 KVA / 4500 - 4GCS -12P / 624AMP

**Tabla 4.7.** Lista de equipos y condiciones de operación para el sistema BES (Continuación)

	<b>BES CON AHORRO DE ENERGÍA</b>	<b>BES CONVENCIONAL</b>
<b>SDT</b>	SDT 250KVA 22000V / 230V 60Hz 3PN oil-filled by METZ	520 KVA / 3PH 60HZ 13800 / 480-480 V 12 PULSE
<b>SUT</b>	SUT, 250KVA, 380V / 3564V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	520KVA / S.W.FACT III / MULTI - TAP 480V / 1 344-4 656V

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

## 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa principalmente en el análisis de la inversión, ingresos, egresos, el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación costo beneficio (RCB) y tiempo de recuperación de la inversión.

### 4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es el resultado de determinar el valor de los ingresos y egresos en el tiempo cero del estudio. Este será el parámetro comparativo principal para determinar la viabilidad del proyecto. Los valores para determinar la viabilidad del proyecto son los siguientes:

**Tabla 4.8.** Condiciones del valor actual neto

VAN		
VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN
VAN>0	La inversión produciría ganancias	El proyecto es aceptable
VAN<0	La inversión produciría pérdidas	El proyecto no es aceptable
VAN=0	No hay ni pérdidas ni ganancias	Buscar otras formas de generar ganancias

(URBINA)

Y se la obtiene de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^t} \quad [4.47]$$

Dónde:  $FNC_k$  = Flujo de caja el periodo k

k = Periodo de evaluación

i = Tasa de actualización o descuento

#### 4.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR es la rentabilidad que proporciona el proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad. Este concepto nos ayuda a determinar si un proyecto es viable o no. De acuerdo al valor obtenido en el cálculo de la TIR, podemos aceptar o rechazar el proyecto si:

**Tabla 4.9.** Valores de TIR para determinar viabilidad del proyecto

CRITERIO	SIGNIFICADO	DECISIÓN A IMPLEMENTAR
TIR > i	El proyecto es rentable	El proyecto es aceptado
TIR < i	El proyecto no es rentable	El proyecto no es aceptado

(URBINA)

La expresión matemática para el cálculo de la TIR es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} - I_0 \quad [4.48]$$

Donde:  $I_0$  = Capital inicial aportado para empezar el proyecto

$FNC_k$  = Flujo de caja el periodo k

k = Periodo de evaluación

#### 4.2.3. RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)

Este parámetro nos ayuda a determinar la conveniencia del proyecto que incluyen los ingresos que se generan, los gastos y la inversión del mismo.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos actuales}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión generada}} \quad [4.49]$$

Donde: RCB = Relación costo/beneficio

Costos actualizados = Costos con tasa de actualización

Inversión generada = Inversión para puesta en marcha del proyecto

Este concepto nos ayuda a determinar si un proyecto es viable o no acorde a los siguientes criterios:

**Tabla 4.10.** Valores de RCB para determinar viabilidad del proyecto

<b>CRITERIO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>	<b>DECISIÓN A IMPLEMENTAR</b>
RCB > 1	Los ingresos son mayores a los egresos	El proyecto es aceptado
RCB = 1	Los ingresos y egresos son iguales	El proyecto es indiferente
RCB < 1	Los egresos son mayores a los ingresos	El proyecto es rechazado

(URBINA)

#### 4.2.4. COSTOS DE PRODUCCIÓN

En la siguiente tabla se detallan los costos para la implementación del sistema de Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía en el pozo en estudio.

**Tabla 4.11.** Costos de producción

<b>COSTOS ESTIMADOS BES CON AHORRO DE ENERGÍA</b>	
<b>TRABAJO</b>	<b>COSTO (USD)</b>
Movimiento de la torre	40 000
Trabajo de la torre (+/- 6 días)	240 000
Supervisión y Transporte	10 000
Químicos	3 000
Equipos de fondo y superficie	729 243
Supervisión + Instalación BES	5 000
Spooler	5 000
Vacuum	5 000
Contingencias	100 000
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>1 137 243</b>

(NOVOMET - ECUADOR S.A.)

#### 4.2.5. INGRESOS

Los ingresos se determinan al realizar la multiplicación del precio del barril del petróleo por el número de barriles producidos mensualmente. Para el cálculo de la producción mensual se utilizará la ecuación de la declinación exponencial.

$$q = q_1 * e^{-Dt} \quad [4.50]$$

Donde: Q = Caudal esperado [STB]

$Q_1$  = Caudal inicial [STB]

D = Porcentaje de declinación del campo; 8% anual; 0,66 % mensual

T = tiempo que se obtiene el nuevo caudal [mes]

#### 4.2.6. EGRESOS

Los egresos son el resultado de la suma entre los costos de reparación de los pozos productores más el costo operativo de producción estimado de 35 USD/BL aproximadamente. No se considera la realización de trabajos de reacondicionamiento dentro del periodo de evaluación económica, el cual será un periodo de 12 meses para este estudio debido a que el tiempo de vida útil del BES con ahorro de energía es mayor a los 12 meses.

#### 4.2.7. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

- La tasa de actualización anual se considera de 12% y la mensual de 1% según el departamento de Finanzas de los campos del Oriente Ecuatoriano.
- No intervienen los impuestos fiscales razón por la cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- Se estima un costo operativo de 35 USD/BL.

- Se estima una declinación de producción promedio de 8% anual, 0.66% mensual, siendo el periodo mensual considerado equivalente a 30 días.
- Se considera un precio del barril de petróleo promedio del presente año equivalente a 100 dólares.

En la tabla 4.12 se presentan detalladamente los cálculos realizados para el análisis económico, con lo cual determinamos la viabilidad del proyecto.

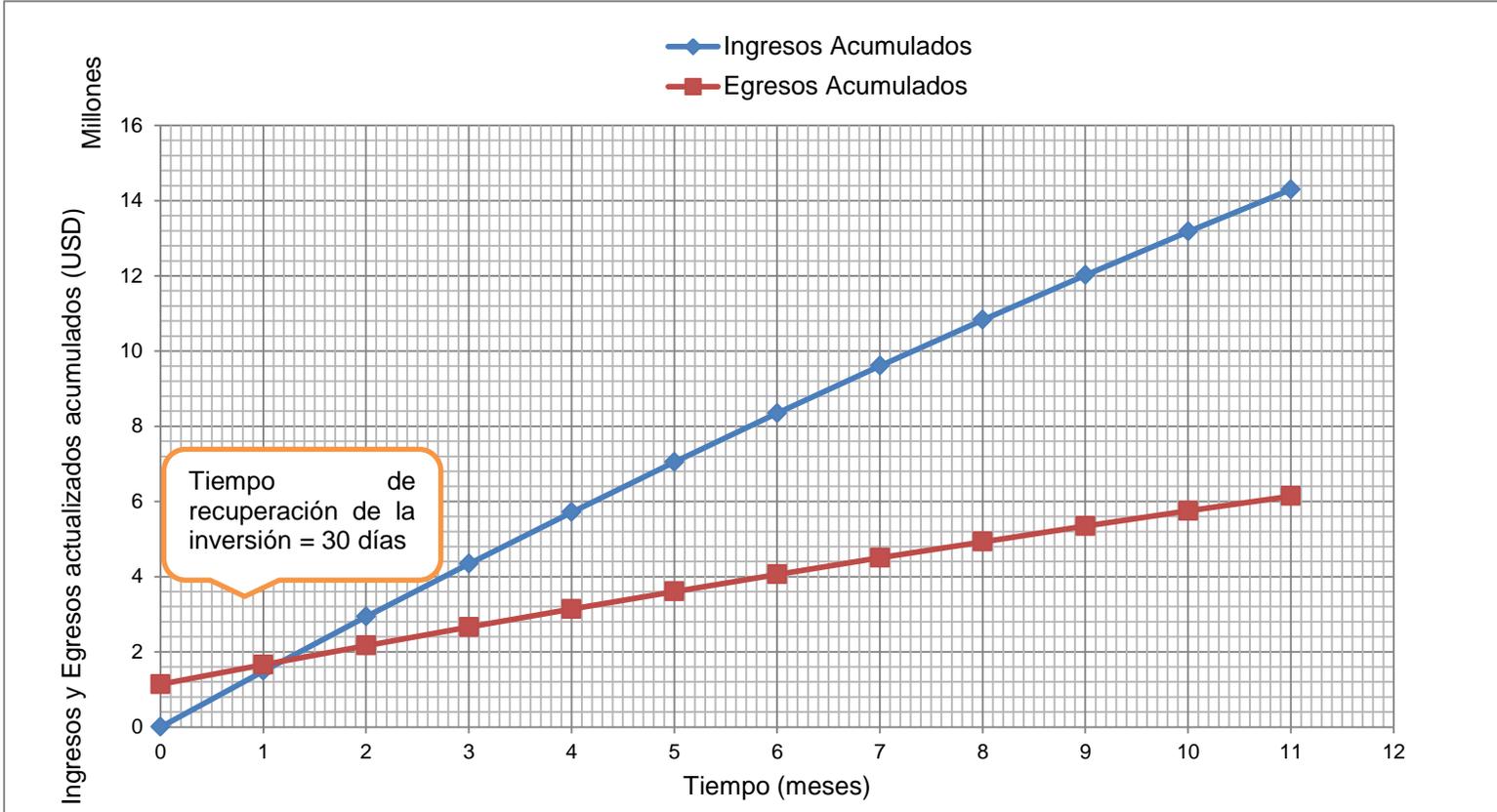
El tiempo de recuperación de la inversión es de 30 días, a partir de ese día se empieza a percibir las ganancias netas como se muestra en la figura 4.5.

**Tabla 4.12. Análisis económico**

M E S	Periodo	Producción diaria (BPPD)	Producción mensual (BPPM)	Ingresos (USD)	Costos de instalación (USD)	Costo operativo (USD)	Egreso total (USD)	Flujo de Caja Neto (USD)	Ingresos actualizados (USD)	Ingresos actualizados acumulados (USD)	Egresos actualizados (USD)	Egresos actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizado (USD)	Flujo de caja actualizado acumulado (USD)	VAN tm (USD)	Van Tm (USD)
1	-		-	-	1 137 243	-	1 137 243	(1 137 243)	-	-	1 137 243	1 137 243	(1 137 243)	(1 137 243)	(1 137 243)	(1 137 243)
2	1	500	15 000	1 500 000	-	525 000	525 000	975 000	1 485 000	1 485 000	519 750	1 656 993	965 250	(171 993)	839 348	742 500
3	2	497	14 900	1 490 000	-	521 500	521 500	968 500	1 460 200	2 945 200	511 070	2 168 063	949 130	777 137	825 330	730 100
4	3	493	14 801	1 480 067	-	518 023	518 023	962 043	1 435 665	4 380 865	502 483	2 670 546	933 182	1 710 319	811 463	717 832
5	4	490	14 702	1 470 200	-	514 570	514 570	955 630	1 411 392	5 792 256	493 987	3 164 533	917 405	2 627 723	797 743	705 696
6	5	487	14 604	1 460 398	-	511 139	511 139	949 259	1 387 378	7 179 635	485 582	3 650 115	901 796	3 529 519	784 170	693 689
7	6	484	14 507	1 450 662	-	507 732	507 732	942 930	1 363 623	8 543 257	477 268	4 127 383	886 355	4 415 874	770 743	681 811
8	7	480	14 410	1 440 991	-	504 347	504 347	936 644	1 340 122	9 883 379	469 043	4 596 426	871 079	5 286 953	757 460	670 061
9	8	477	14 314	1 431 385	-	500 985	500 985	930 400	1 316 874	11 200 253	460 906	5 057 332	855 968	6 142 921	744 320	658 437
10	9	474	14 218	1 421 842	-	497 645	497 645	924 197	1 293 876	12 494 129	452 857	5 510 188	841 020	6 983 941	731 321	646 938
11	10	471	14 124	1 412 363	-	494 327	494 327	918 036	1 271 127	13 765 256	444 894	5 955 083	826 232	7 810 173	718 463	635 563
12	11	468	14 029	1 402 947	-	491 032	491 032	911 916	1 248 623	15 013 879	437 018	6 392 101	811 605	8 621 778	705 743	624 312
			159 609	15 960 855	1 137 243	5 586 299	6 723 542	9 237 312	15 013 879		6 392 101		8 621 778		7 348 862	6 369 696

<b>TIR (%)</b>	128
<b>VAN (USD)</b>	8 621 778.00
<b>RCB</b>	2

Fuente: Castellanos, F. 2014



**Figura 4.5.** Tiempo de recuperación de la inversión

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

#### 4.2.8. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En resumen la tabla 4.13 muestra los valores respectivos de los indicadores económicos del presente proyecto:

**Tabla 4.13.** Valores de los indicadores económicos

PRECIO PETRÓLEO (USD/BL)	TIR (%)	VAN (USD)	RCB	TIEMPO RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (Días)
100	128	8 621 778	2	30

Fuente: Castellanos, F. 2014

Los indicadores económicos en análisis determinan que el proyecto es viable. Ahora se determinará el costo de consumo de energía del BES con ahorro de energía frente al BES convencional.

$$\frac{Kw}{h} = HP_{BESconA.E.} * 0.7457 \quad [4.51]$$

Donde: Kw/h = kilowatios-hora consumidos por el motor [kw/h]

$HP_{BESconA.E.}$  = Potencia consumida por el motor [HP]

$$\frac{Kw}{h} = 144 * 0.7457 = 107$$

- Hacemos lo mismo con el sistema convencional:

$$\frac{Kw}{h} = HP_{BESconv.} * 0.7457 \quad [4.52]$$

Donde: Kw/h = kilowatios-hora consumidos por el motor [kw/h]

$HP_{BESconv.}$  = Potencia consumida por el motor [HP]

$$\frac{Kw}{h} = 270 * 0.7457 = 201$$

Para determinar los costos de consumo de energía es fundamental definir los factores estadísticos MTTR y TF.

- El MTTR (Mean Time To Repair), es el promedio de días requeridos para solucionar un determinado problema o una falla del sistema.
- La TF (Tasa de falla) es el número de fallas ocurridas en el sistema durante un año.

El MTTR para los dos sistemas (BES con ahorro de energía y BES convencional) en un año es de seis días. La TF para el sistema de BES con ahorro de energía es cero puesto que el runlife de los equipos supera los 12 meses, mientras que para el sistema convencional es de 2 veces al año como promedio. Los cálculos se muestran a continuación:

$$CCE_{BESconA.E.} = 0.07 * \frac{kw}{h} * 24 * (365 - (MTTR * TF)) \quad [4.53]$$

Donde:  $CCE_{BESCON A.E.}$  = Costo C. energía BES con ahorro de energía [USD/año]

Kw/h = kilowatios-hora consumidos por el motor [kw/h]

MTTR = Mean Time To Repair [días]

TF = Tasa de Falla

$$\begin{aligned} \text{Costo consumo de Energía}_{BESconA.E.} &= 0.07 * 107 * 24 * (365 - (6 * 0)) \\ &= 65\,846 \text{ USD/año} \end{aligned}$$

- Hacemos lo mismo con el sistema convencional, como sigue:

$$CCE_{BESconv.} = 0.07 * \frac{kw}{h} * 24 * (365 - (MTTR * TF)) \quad [4.54]$$

Donde:  $CCE_{BESconv.}$  = Costo C. energía BES convencional [USD/año]

Kw/h = kilowatios-hora consumidos por el motor [kw/h]

MTTR = Mean Time To Repair [días]

TF = Tasa de Falla

$$\begin{aligned} \text{Costo consumo de Energía}_{BESconv.} &= 0.07 * 201 * 24 * (365 - (6 * 2)) \\ &= 119\,402 \text{ USD/año} \end{aligned}$$

La tabla 4.14 muestra los costos anuales de consumo de energía del BES con ahorro de energía frente al BES convencional:

**Tabla 4.14.** Costos por consumo de energía

Costo por Consumo de Energía	
BES con ahorro de energía (USD/año)	BES convencional (USD/año)
65 846	119 402

**Fuente:** Castellanos, F. 2014

El ahorro en el costo del sistema BES con ahorro de energía bordea un poco más de la mitad que con un sistema BES convencional. Esto se debe a la eficiencia de los equipos seleccionados y analizados previamente en la descripción de los equipos como en los cálculos realizados para su selección.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1. CONCLUSIONES**

- El sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía es mucho más eficiente que el convencional en pozos con ambientes críticos de presión, temperatura y fluidos corrosivos, características del pozo analizado.
- El número de etapas calculadas del sistema de levantamiento artificial de BES con ahorro de energía se reduce a 174 etapas de las 291 del sistema BES convencional, debido al amplio rango de frecuencias de operación que puede llegar a duplicar cabeza/etapa de una bomba convencional, reduciendo así las dimensiones del equipo instalado.
- En el sistema de Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía se tiene un tiempo de vida de los equipos mayor a los 400 días, reduciendo los reacondicionamientos a cero anualmente frente a dos reacondicionamientos en promedio que se realiza en el sistema convencional.
- El análisis económico determina que el proyecto es rentable, el TIR es 128%, el VAN es de 8 621 778.00 USD y la relación costo/beneficio es de 2. Por lo tanto, se determina que el proyecto es viable.
- El estudio económico realizado para un año a un precio del barril de petróleo promedio del presente año de 100 USD, determina que la inversión se recuperará a los 30 días.

- El análisis económico determina que el costo por consumo de energía al año del sistema de BES con ahorro de energía es 65 846 USD frente a 119 402 USD del sistema convencional.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible con ahorro de energía se puede aplicar en el Oriente Ecuatoriano para un gran número de pozos que actualmente son operados con Bombeo Electrosumergible convencional a fin de hacer el proceso de producción de petróleo más eficiente.
- Se recomienda realizar pruebas de presión en las arenas “U” y “T” de donde proviene el mayor aporte de la producción del pozo estudiado con el objeto de tener mayor cantidad disponible de información que permita realizar un diseño confiable.
- La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba no es muy alto por lo que no es necesario el uso de un separador; sin embargo, por el comportamiento actual de los pozos del Oriente Ecuatoriano se prefiere usar una bomba multiphase que ha sido considerada en los cálculos con una eficiencia del 90%. Con esto se evita realizar paros innecesarios y reacondicionamientos en caso de incrementar la cantidad de gas en la entrada de la bomba.
- A través de las Leyes de Afinidad se determinó que se puede producir el caudal deseado en rangos medios que la bomba “power save” puede operar, pese a que se puede producir a mayores caudales, se recomienda mantener la tasa de producción deseada que perdure por muchos años y evitar excesiva producción a corto plazo que pueda

ocasionar depletamiento prematuro o daños relacionados con el comportamiento del yacimiento.

- En la curva de relación del comportamiento de afluencia (IPR) se debe considerar el comportamiento del gas al salir de solución con el petróleo conforme asciende el fluido en la columna del pozo, porque el caudal máximo de producción varía ampliamente en el caso que produjera solo líquido.

# **NOMENCLATURA**

## NOMENCLATURA

- BES: Bombeo Electrosurgible
- f.e.m.: Fuera electromotriz
- W.C.: Corte de Agua [%]
- PIP: Presión de entrada a la bomba [psig]
- $\mu_o$ : Viscosidad dinámica del petróleo [cP]
- $P_r$ : presión estática de fondo [psig]
- $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente [psig]
- $Q_d$ : Caudal deseado de producción [STB]
- IP: Índice de productividad [STB/psig]
- $P_{wh}$ : Presión en la cabeza del pozo [psig]
- GOR: Relación gas-petróleo [SCF/STB]
- BHT: Temperatura de fondo del pozo [°F]
- $\gamma_w$ : Gravedad específica del agua
- $\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo
- $\gamma_g$ : Gravedad específica del gas
- TDH: Cabeza dinámica total [ft]
- $SG_L$ : Gravedad específica del líquido compuesto
- $R_s$ : gas en solución con el petróleo [SCF/STB]
- $GOR_{pump}$ : Relación gas-petróleo a la entrada de la bomba [SCF/STB]
- $B_w$ : Factor volumétrico del agua [BLS/STB]
- $B_o$ : Factor volumétrico del petróleo [BLS/STB]
- $B_g$ : Factor volumétrico del gas [BLS/STB]
- $V_w$ : Volumen de agua [BLS]
- $V_o$ : Volumen de petróleo [BLS]
- $V_g$ : Volumen de gas [BLS]
- $V_t$ : Volumen total [BLS]
- $V_{gn}$ : Volumen real de gas ingerido por la bomba [BLS]
- $V_{tn}$ : Volumen total de gas ingerido por la bomba [BLS]

- $GOR_{tb}$ : Relación gas-petróleo en el tubing [SCF/STB]
- $SG_{mix}$ : Gravedad específica compuesta de fluidos
- TMPF: Masa total de fluidos producidos [LBS/d]
- $H_d$ : Altura neta vertical [ft]
- $F_t$ : Pérdidas por fricción [ft]
- $P_d$ : Presión de descarga de la tubería de producción [ft]
- $BHP_{bomba}$ : Potencia requerida por la bomba [HP]
- $BHP_{separador}$ : Potencia requerida por el separador [HP]
- $BHP_{sello}$ : Potencia requerida por el sello [HP]
- $BHP_{total}$ : Potencia total requerida por el motor [HP]
- CDON: Carga durante una operación norma [%]

# **BIBLIOGRAFÍA**

## BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute (1997). Recommended Practice for Electrical Submersible Pump Teardown Report. Washington D.C., United States.
- Baby, P. – Rivadeneira, M. – Barragán, R. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.
- Baker Hughes. (2009). *Centrilift Submersible Pump Handbook*. Novena edición. Claremore, Oklahoma.
- Baker Hughes Centrilift. *Manual Básico para Sistemas de Bombeo Electrosumergible*. Claremore, Oklahoma.
- Brown, K. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volume 2b. Tulsa, Oklahoma. The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
- Canadian Advanced Inc. *Electric Submersible Pumps*. Catálogo. Alberta, Canadá.
- ESP OIL Engineering Consultants. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Monogas, Venezuela.
- Gómez, J. – Roa, T (1999). Curso Técnico de la Industria Petrolera. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Instituto Americano del Petróleo (2003). *Recomendaciones prácticas para Bombeo Electrosumergible*.

- Novomet (2013). Novomet Solutions Arsenal. Perm, Russia
- Novomet (2014). Product Catalog. Perm, Russia
- Schlumberger Sureenco (2006). *REDA Maximus*. Catálogo. Houston, Texas.
- Schlumberger Sureenco (2008). *Principios de Bombeo Electrosumergible Plan de Entrenamiento*.
- Schlumberger. REDA Production System.
- Weatherford International (2007). *Electric Submersible Pumping Systems*. Catálogo. Houston, Texas

**ANEXOS**

# ANEXO No. 1

## NOMENCLATURA DE LA BOMBA “POWER SAVE”

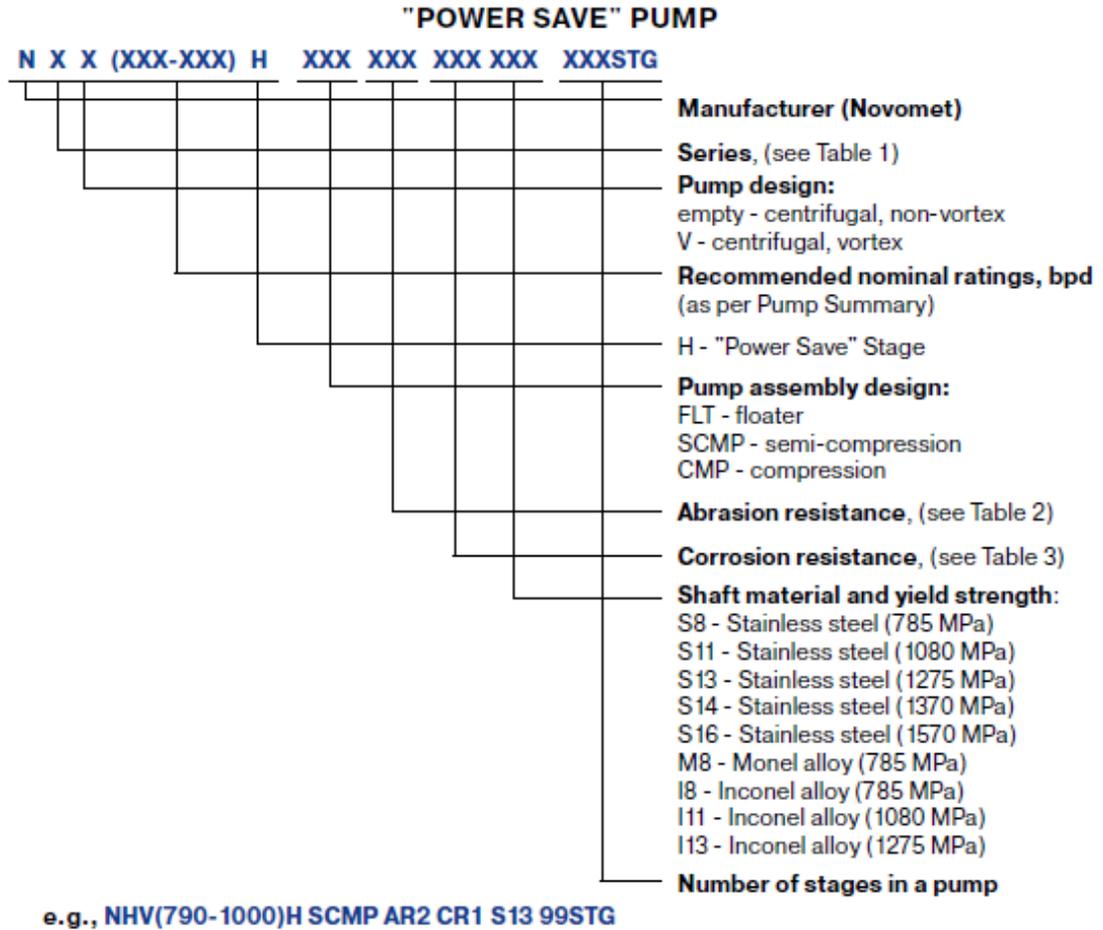


Table 1 - Series

Novomet series	Series	HSG OD, inch	HSG OD, mm	Head & base length, ft (m)
A	272	2.72	69	1.2 (0.365)
B	319	3.19	81	1.2 (0.365)
F	362	3.62	92	1.2 (0.365)
H	406	4.06	103	1.2 (0.365)
P	535	5.35	136	1.2 (0.365)
R	677	6.77	172	1.3 (0.405) Intake built-in

## ANEXO No. 2

# CARACTERÍSTICAS DE ABRASIÓN Y CORROSIÓN DE LA BOMBA “POWER SAVE”



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**POWER SAVE PUMP**

**Table 2 - Abrasion resistance**

Abbr.	Full name	Description
AR1	Abrasion Resistant 1	For fluid containing solids up to 175 ptb (500 mg/l). Note: Applicable for all Floater pumps and all pumps of NR series
AR2	Abrasion Resistant 2	For fluid containing solids up to 350 ptb (1000 mg/l). Note: Applicable only for Compression and Semi-compression pumps, except for pumps of NR series

**Table 3 - Corrosion resistance**

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR1	Corrosion Resistant 1	Moderately aggressive fluid	0.01 1.25	1.45 0.01	200	4.0..8.5	Stainless Steel for powder metallurgy stages. Ni-resist or Stainless Steel for cast stages (please refer to Table 1 Pump Summary in Pump Glossary section). Housing, head and base are from Carbon Steel
CR2C	Corrosion Resistant 2C	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel for powder metallurgy stages. Ni-resist or Stainless Steel for cast stages. Housing, head and base are coated with thermal spray coatings
CR2S	Corrosion Resistant 2S		1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel for powder metallurgy stages. Ni-resist or Stainless Steel for cast stages. Stainless Steel head and base. Housing is coated with thermal spray coatings
CR3	Corrosion Resistant 3		1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel for powder metallurgy stages. Ni-resist or Stainless Steel for cast stages. Stainless Steel housing, head and base
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	> 1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used for housing, head and base.

# ANEXO No. 3

## SELECCIÓN DE LA BOMBA “POWER SAVE”



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**ENGINEERING  
TABLES**

### "POWER SAVE" PUMP ENGINEERING DATA

Imperial system

Model	Rotation speed, rpm	Recommended Operating Range, bpd	Recommended capacity at BEP, bpd	Power per stage, hp	Head per stage, ft	Pump Design			Stage Design*	Housing pressure limit, psi	Maximum ESP System OD, in
						FLT	SCMP	CMP			
<b>A/ 272 series (OD 2.72")</b>											
NAV(100-380)H	2910	126-252	189	0.03	8.9	+			PV, P	5600	3.23
	3880	151-340	252	0.06	15.7	+					
	4850	214-421	314	0.12	24.6	+					
	5820	252-503	377	0.20	35.4	+					
NAV(440-630)H	2910	220-409	314	0.03	9.2	+			PV, P	5600	3.23
	4070	308-572	440	0.09	18.0	+					
	4860	352-654	503	0.14	23.3	+					
	5820	440-818	629	0.27	36.4	+					
NAV(630-1300)H	2910	503-755	629	0.05	6.89			+	PV, P	5600	3.23
	3400	604-906	755	0.09	9.64			+			
	3640	634-951	792	0.11	10.63			+			
	4660	805-1207	1006	0.22	17.13			+			
	5240	906-1358	1132	0.31	21.89			+			
	5820	1006-1509	1258	0.43	26.77			+			
<b>B/ 319 series (OD 3.19")</b>											
NBV(250-500)H	2850	189-340	252	0.04	12.1	+	+		PV, P	5600	3.74
	3200	214-384	283	0.06	15.4	+	+				
	3550	233-421	314	0.09	19.0	+	+				
	4300	283-509	377	0.15	27.6	+	+				
	5000	333-587	440	0.24	37.4	+	+				
	5700	377-679	503	0.36	48.9	+	+				
NB(630-1000)H	2590	377-629	503	0.07	12.0	+			P, P	5600	3.74
	3640	472-786	629	0.14	18.8	+					
	4550	629-943	786	0.28	29.4	+					
	5820	755-1258	1006	0.58	48.0	+					
NB(1100-1800)H	2910	503-1132	880	0.12	11.8			+	M, C	5600	3.74
	3400	604-1358	1057	0.20	16.9			+			
	3740	644-1449	1127	0.24	19.2			+			
	4160	714-1607	1250	0.33	23.7			+			
	5200	896-2015	1567	0.66	37.2			+			
	5820	1006-2264	1761	0.93	47.0			+			

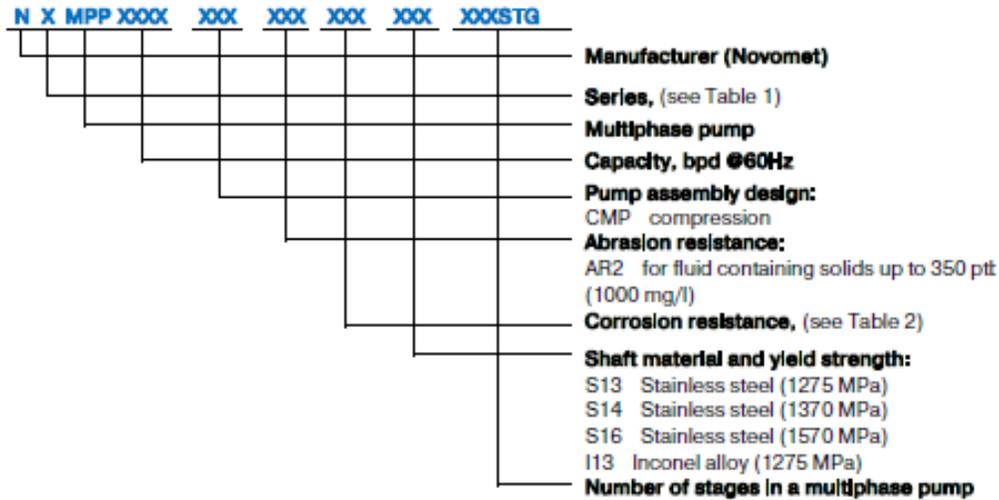
\* P, P - Pancake stage, powder metallurgy  
P, C - Pancake stage, cast metallurgy  
PV, P - Pancake stage with Vortex crown, powder metallurgy  
PV, C - Pancake stage with Vortex crown, cast metallurgy

M, P - Mixed Flow stage, powder metallurgy  
M, C - Mixed Flow stage, cast metallurgy  
MV, P - Mixed Flow stage with Vortex crown, powder metallurgy  
MV, C - Mixed Flow stage with Vortex crown, cast metallurgy

## ANEXO No. 4

# NOMENCLATURA DE LA BOMBA MULTIPHASE

### MULTIPHASE PUMP



e.g., **N406MPP3800 CMP AR2 CR1 S14 28STG**

Table 1 - Series

Series	HSG OD, in	HSG OD, mm
272	2.72	69
319	3.19	81
362	3.62	92
406	4.06	103
535	5.35	136

Table 2 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR1	Corrosion Resistant 1	Moderately aggressive fluid	0.01 1.25	1.45 0.01	200	4.0..8.5	Ni-resist stages. Housing, head and base are from Carbon Steel.
CR2C	Corrosion Resistant 2C	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Ni-resist stages. Housing, head and base are coated with thermal spray coatings.
CR2S	Corrosion Resistant 2S	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Ni-resist stages. Stainless Steel head and base. Housing is coated with thermal spray coatings.
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Ni-resist stages. Housing, head and base are from Stainless Steel.
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used for housing, head and base.

## ANEXO No. 5

# SELECCIÓN DE LA BOMBA MULTIPHASE



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**MULTIPHASE PUMP**

## MULTIPHASE PUMP SPECIFICATION

Nomenclature	Installed length		Weight		Housing diameter		Shaft diameter		Nominal flow rate of single phase fluid		Part Number
	ft	m	lb	kg	in	mm	in	mm	bpd @ 60 Hz	m <sup>3</sup> /day @ 50 Hz	
N272MPP940 CMP AR2 CR1 S14 24STG	6.6	2.0	132.30	60	2.72	69	0.50	12.8	940	125	3001950001
N319MPP940 CMP AR2 CR1 S14 15STG	6.6	2.0	198.45	90	3.19	81	0.67	17	940	125	3001900002
N362MPP1500 CMP AR2 CR1 S14 22STG	8.2	2.5	198.45	90	3.62	92	0.79	20	1500	200	3001580029
N406MPP940 CMP AR2 CR1 S14 13STG	6.6	2.0	242.55	110	4.06	103	0.87	22	940	125	3001660010
N406MPP2400 CMP AR2 CR1 S14 20STG	9.8	3.0	286.65	130	4.06	103	0.87	22	2400	320	3001670022
N406MPP3800 CMP AR2 CR1 S14 28STG	13.1	4.0	374.85	170	4.06	103	0.87	22	3800	500	3001210052
N535MPP12000 CMP AR2 CR3 S14 11STG	7.4	2.3	322.00	105	5.35	136	1.18	30	12000	1600	3001940002

# ANEXO No. 6

## CARACTERÍSTICAS DE BOMBA MULTIPHASE



NOVOMET® |

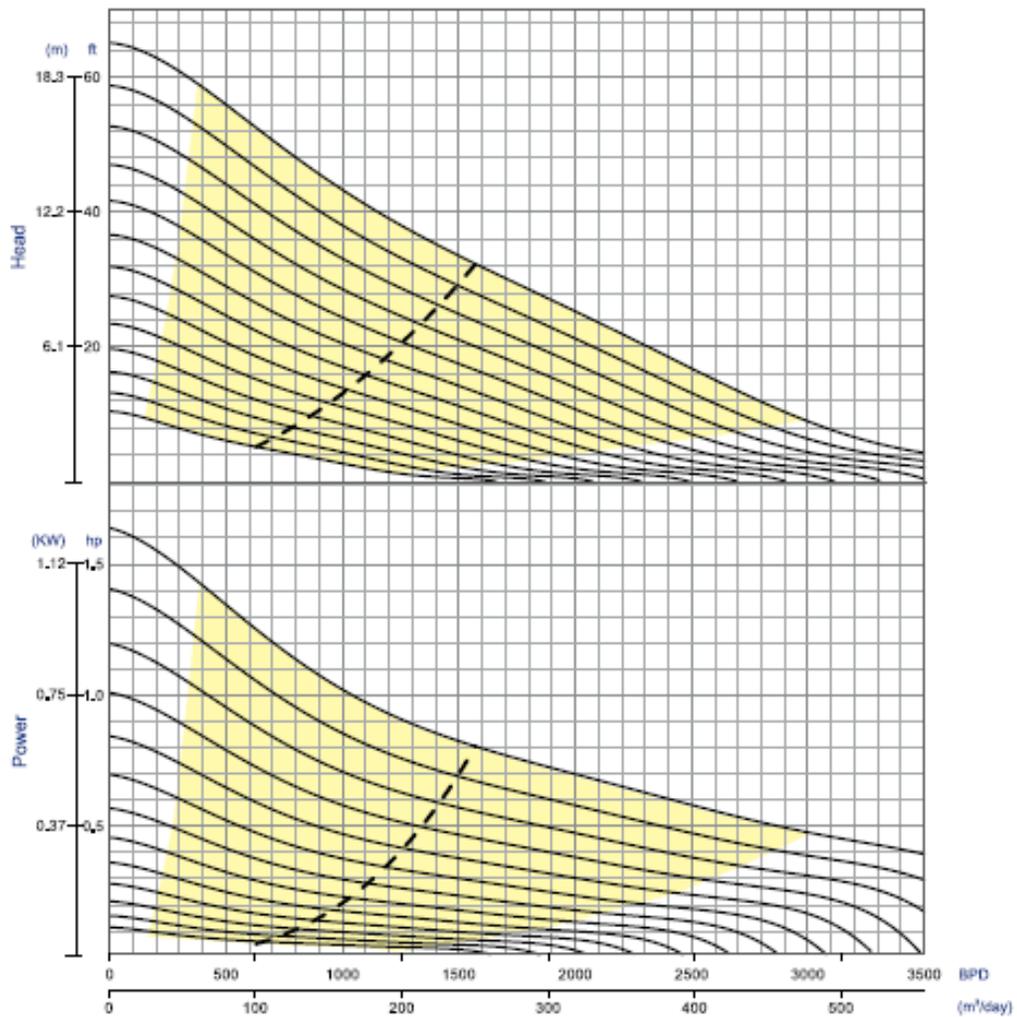
ESP CATALOG

N319MPP940

### N319MPP940 MULTI HZ CURVE (TORNADO)

Multi Hz Curve

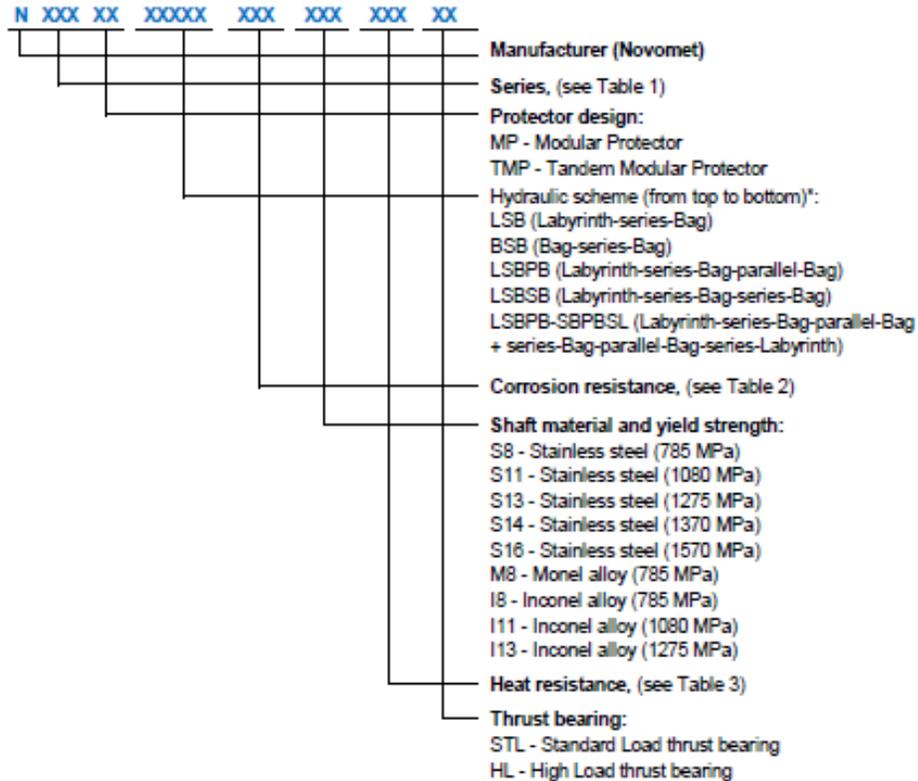
319 series / OD 81 mm



# ANEXO No. 7

## NOMENCLATURA DEL PROTECTOR MODULAR

### PROTECTOR



e.g., N406MP LSBSB CR0 S13 HT HL

\* Other hydraulic schemes are available on Customer request

Table 1 - Series

Series	HSG OD, in	HSG OD, mm
272	2.72	69
319	3.19	81
338	3.38	86
362	3.62	92
406	4.06	103
449	4.49	114
535	5.35	136
677	6.77	172

# ANEXO No. 8

## CARACTERÍSTICAS DE CORROSIÓN Y ABRASIÓN DEL PROTECTOR MODULAR



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

PROTECTOR

**Table 2 - Corrosion resistance**

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Housing, head and base are from Carbon Steel.
CR2C	Corrosion Resistant 2C	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Housing, head and base are coated with thermal spray coatings.
CR2S	Corrosion Resistant 2S	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel head and base. Housing is coated with thermal spray coatings.
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel housing, head and base.
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used for housing, head and base.

**Table 3 - Heat resistance**

Abbr.	Full name	Description
HT	High Temperature	Ambient temperature - up to 340°F (170°C) Note: Applicable for conventional, Modular and Tandem Modular Protectors. HT motor fluid.
UHT	Ultra High Temperature	Ambient temperature - up to 356°F (180°C) Note: Applicable for conventional, Modular and Tandem Modular Protectors. UHT motor fluid.
XHT	Extremely High Temperature	Ambient temperature - up to 482°F (250°C). Note: Applicable for Metal bellows Protectors only. XHT motor fluid.

## ANEXO No. 9

### SELECCIÓN DEL PROTECTOR MODULAR

#### PROTECTOR SPECIFICATION

Modular Protector	Hydraulic scheme	Housing OD		Shaft diameter		Thrust bearing load limit				Maximum motor power		Installed length		Weight		Part Number
		in	mm	in	mm	@60Hz		@50Hz		hp	kW	ft	m	lb	kg	
						lb	kg	lb	kg	@60Hz	@50Hz					
PROTECTOR N272MP BSB CR0 S13 HT STL	BSB	2.72	69	0.55	14	1191	540	992	450	145	90	6.40	1.95	69	32	3006090001
PROTECTOR N272MP LSBPB CR0 S13 HT STL	LSBPB									TBA	TBA	TBA	TBA	TBA	TBA	3006090002
PROTECTOR N272MP LSBSB CR0 S13 HT STL	LSBSB	3.19	81	0.79	20	1323	600	1103	500	145	90	TBA	TBA	TBA	TBA	3006090003
PROTECTOR N319MP LSBPB CR0 S13 HT STL	LSBPB									TBA	TBA	7.56	2.31	TBA	TBA	3006070006
PROTECTOR N319MP LSBSB CR0 S13 HT STL	LSBSB	3.38	86	0.98	25	1588	720	1323	600		90	7.56	2.31	115	52	3006070007
PROTECTOR N338MP LSB CR0 S13 HT STL	LSB									100	63	5.06	1.54	132	60	3006010035
PROTECTOR N338MP LSBPB CR0 S13 HT STL	LSBPB	3.38	86	0.98	25	1588	720	1323	600	160	100	6.68	2.04	154	70	3006010033
PROTECTOR N338MP LSBSB CR0 S13 HT STL	LSBSB									100	63	6.68	2.04	154	70	TBA
PROTECTOR N362MP LSBPB CR0 S13 HT STL	LSBPB	3.62	92	0.98	25	1985	900	1654	750	320	200	7.56	2.31	163	74	3006020063
PROTECTOR N362MP LSBSB CR0 S13 HT STL	LSBSB									130	80	7.56	2.31	163	74	TBA
PROTECTOR N362MP BSB CR0 S13 HT HL	BSB	3.62	92	0.98	25	5292	2400	4410	2000	130	80	5.66	1.73	132	60	3006020109
PROTECTOR N362MP LSBPB CR0 S13 HT HL	LSBPB									320	200	7.56	2.31	163	74	3006020104
PROTECTOR N362MP LSBSB CR0 S13 HT HL	LSBSB	4.06	103	0.98	25	2514	1140	2095	950	130	80	7.56	2.31	163	74	3006020099
PROTECTOR N406MP LSBPB CR0 S13 HT STL	LSBPB									560	350	7.56	2.31	196	89	3006030057
PROTECTOR N406MP LSBSB CR0 S13 HT STL	LSBSB	4.06	103	0.98	25	6350	2880	5292	2400	200	125	7.56	2.31	196	89	TBA
PROTECTOR N406MP LSBPBSL CR0 S13 HT STL	LSBPBSL									560	350	9.45	2.88	227	103	TBA
PROTECTOR N406MP BSB CR0 S13 HT HL	BSB	4.06	103	0.98	25	6350	2880	5292	2400	200	125	TBA	TBA	TBA	TBA	3006030109
PROTECTOR N406MP LSBPB CR0 S13 HT HL	LSBPB									560	350	7.56	2.31	196	89	3006030096
PROTECTOR N406MP LSBSB CR0 S13 HT HL	LSBSB	4.49	114	1.38	35	6350	2880	5292	2400	200	125	7.56	2.31	196	89	3006030094
PROTECTOR N406MP LSBSBSL CR0 S13 HT HL	LSBSBSL									560	350	9.45	2.88	227	103	TBA
PROTECTOR N406TMP LSBPB-SBPBSL CR0 S13 HT HL	LSBPB-SBPBSL	4.49	114	1.38	35	6350	2880	5292	2400	560	350	14.98	4.57	474	215	3006030115
PROTECTOR N449MP LSB CR0 S13 HT HL	LSB									290	180	6.05	1.85	209	95	3006040024
PROTECTOR N449MP BSB CR0 S13 HT HL	BSB	4.49	114	1.38	35	6350	2880	5292	2400	290	180	TBA	TBA	TBA	TBA	3006040025
PROTECTOR N449MP LSBPB CR0 S13 HT HL	LSBPB									720	450	8.04	2.45	269	122	3006040021
PROTECTOR N449MP LSBSB CR0 S13 HT HL	LSBSB	4.49	114	1.38	35	6350	2880	5292	2400	290	180	8.04	2.45	269	122	3006040022
PROTECTOR N449TMP LSBPB-SBPBSL CR0 S13 HT HL	LSBPB-SBPBSL									TBA	TBA	TBA	TBA	TBA	TBA	TBA

# ANEXO No. 10

## NOMENCLATURA DEL MOTOR DE IMÁN PERMANENTE



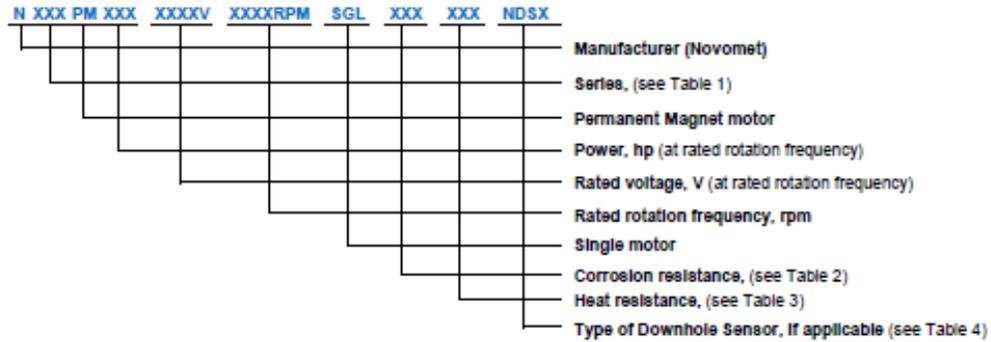
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**PERMANENT  
MAGNET MOTOR**

### GLOSSARY

#### PERMANENT MAGNET MOTOR



e.g., N512PM345 3840V 3600RPM SGL CR0 UHT NDS2

Table 1 - Series

Series	HSG OD, in	HSG OD, mm
319	3.19	81
460	4.60	117
512	5.12	130

Table 2 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Housing, head and base are from Carbon Steel.
CR2	Corrosion Resistant 2	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Housing, head and base are coated with thermal spray coatings.
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel housing, head and base.
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used for housing, head and base.

Table 3 - Heat resistance

Abbr.	Full name	Description
UHT	Ultra High Temperature	Ambient temperature - up to 356 °F (180 °C) Winding temperature - up to 430 °F (220 °C)

# ANEXO No. 11

## SELECCIÓN DEL MOTOR DE IMÁN PERMANENTE

**DESIGN DATA ON PERMANENT MAGNET 319 SERIES (OD 81 MM)**

Description	Motor hp		kW		Volts		Amps	Min.fluid velocity, ft/s	Min.fluid velocity, m/s	Type	Lenght		Weight		Part Number
	200Hz	150Hz	200Hz	150Hz	200Hz	150Hz					ft	m	lb	kg	
N319PM19 530V 6000RPM SGL CR0 UHT	19	14	14	11	530	410	18.5	0.10	0.33	S	6.9	2.1	110	50	TBA
N319PM29 670V 6000RPM SGL CR0 UHT	29	22	22	17	670	510	22.7	0.10	0.33	S	8.5	2.6	161	73	TBA
N319PM43 890V 6000RPM SGL CR0 UHT	43	32	32	24	890	680	24.5	0.10	0.33	S	10.5	3.2	209	95	TBA
N319PM54 1010V 6000RPM SGL CR0 UHT	54	40	40	30	1010	770	27.0	0.10	0.33	S	12.5	3.8	260	118	TBA
N319PM67 1090V 6000RPM SGL CR0 UHT	67	50	50	38	1090	830	31.2	0.10	0.33	S	14.4	4.4	309	140	TBA
N319PM84 1280V 6000RPM SGL CR0 UHT	84	63	63	47	1280	970	33.6	0.10	0.33	S	16.4	5.0	359	163	TBA
N319PM105 1440V 6000RPM SGL CR0 UHT	105	80	80	60	1440	1100	38.1	0.10	0.33	S	18.4	5.6	408	185	TBA
N319PM120 1620V 6000RPM SGL CR0 UHT	120	90	90	68	1620	1240	38.0	0.10	0.33	S	20.3	6.2	459	208	TBA
N319PM268 2680V 6000RPM DBL CR0 UHT	268	201	201	151	2680	2010	40.0	0.10	0.33	S	34.8	10.6	768	359	TBA

© NOVOMET  
WWW.NOVOMET.RU/ENG

PERMANENT MAGNET  
MOTOR

JUNE 2014  
PAGE 479



**NOVOMET®**

ESP CATALOG

**319 SERIES**

# ANEXO No. 12

## NOMENCLATURA DEL CABLE DE POTENCIA



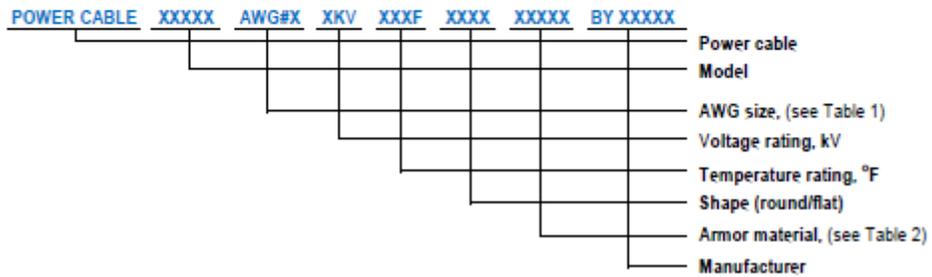
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**POWER CABLE**

### GLOSSARY

#### POWER CABLE



e.g. POWER CABLE SUB-LINE AWG#4 4KV 285F FLAT GSTA BY PRYSMIAN

Table 1 - Series

AWG#	mm <sup>2</sup>
1	42
2	35
3	25
4	21
5	16
6	13
7	10
8	8

Table 2 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
GSTA	Corrosion Resistant 1	Moderately aggressive fluid	0.01 1.25	1.45 0.01	200	4.0..8.5	Galvanized Steel Tape Armor
SS	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel Armor
Monel	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	> 1.25	1.45	200	3.0..9.0	Monel armor

## ANEXO No. 13

### SELECCIÓN DEL CABLE DE POTENCIA



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**POWER CABLE**

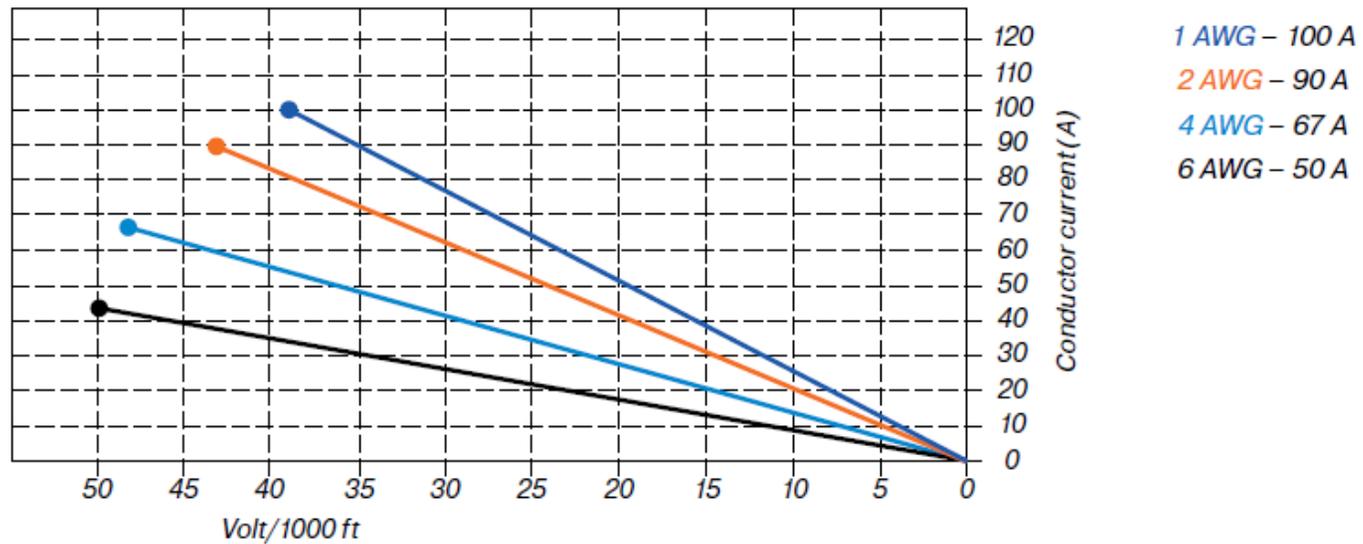
### PRYSMIAN FLAT CABLE SPECIFICATION E-LEAD (450 °F)

Description	Conductor size		Conductor	Overall dimensions		Weight		Part Number
	AWG#	mm <sup>2</sup>		in	mm	lb/ft	kg/m	
<b>POWER CABLE DW 4KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN, E-LEAD (temperature rating - 450 °F / 230 °C)</b>								
POWER CABLE DW 4KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	1	42	Stranded	0.66 x 1.72	16.8 x 43.7	2.35	3.5	TBA
POWER CABLE DW 4KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	2	35	Stranded	0.62 x 1.62	16.0 x 41.2	2.09	3.12	TBA
POWER CABLE DW 4KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	4	21	Solid	0.54 x 1.37	13.9 x 34.9	1.61	2.4	TBA
POWER CABLE DW 4KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	6	13	Solid	0.50 x 1.24	12.8 x 31.6	1.33	1.99	TBA
<b>POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN, E-LEAD (temperature rating - 450 °F / 230 °C)</b>								
POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	1	42	Stranded	0.67 x 1.75	17.1 x 44.7	2.4	3.58	TBA
POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	2	35	Stranded	0.64 x 1.66	16.3 x 42.3	2.15	3.2	TBA
POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	4	21	Solid	0.57 x 1.47	14.7 x 37.5	1.73	2.58	TBA
POWER CABLE DW 5KV 450F FLAT GSTA BY PRYSMIAN	6	13	Solid	0.53 x 1.34	13.6 x 34.2	1.46	2.17	TBA

# ANEXO No. 14

## CAÍDA DE VOLTAJE DEL CABLE DE POTENCIA

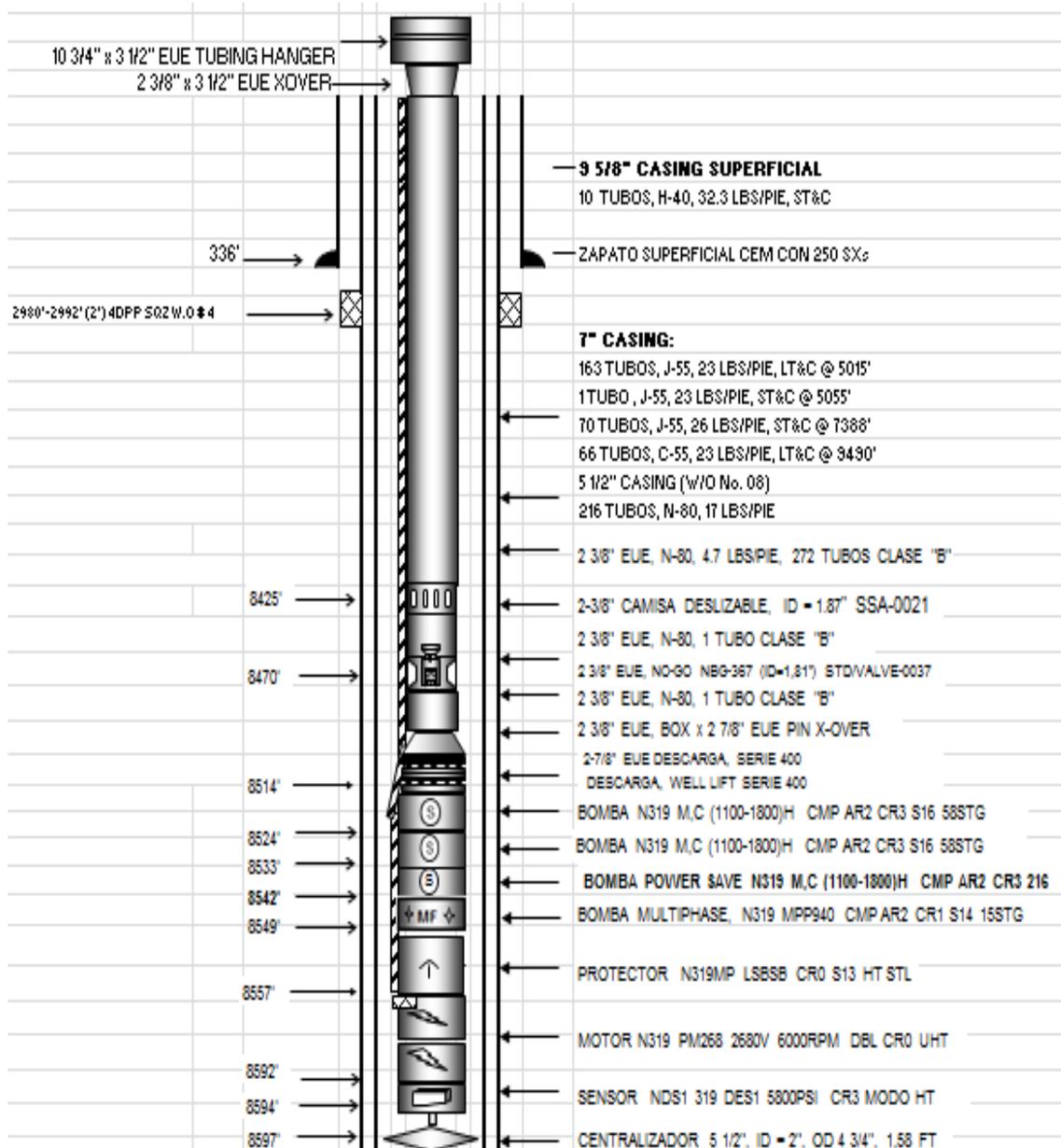
VOLTAGE DROP AT 450 °F - 60 HZ -  $\text{COS}\Phi = 0.8$



Maximum current recommended to BHT (Bottom Hole Temperature) 400 °F (204 °C)

## ANEXO No. 15

### DIAGRAMA DEL POZO ANALIZADO



# ANEXO No. 16

## DIMENSIONES DE LA BOMBA “POWER SAVE” SELECCIONADA



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**NB(1100-1800)H**

### NB(1100-1800)H PUMP DESIGN DATA @ 60 HZ 319 SERIES | POWDER METALLURGY STAGE

COMPRESSION: AR2 CR1\*

HSG #	Length***		Weight		STG	Head		Eff., %	BHP, nominal		BHP, max		Part Number S13 shaft**
	ft	m	lb	kg		ft	m		hp	kW	hp	kW	
2	4.9	1.5	75	34	33	558	170	64	6.6	5.0	6.7	5.0	TBA
3	6.6	2.0	95	43	45	761	232	64	9.1	6.8	9.2	6.8	3002900027
4	8.2	2.5	117	53	58	981	299	64	11.7	8.7	11.8	8.8	3002900026
5	9.8	3.0	150	68	70	1184	361	64	14.1	10.5	14.3	10.6	3002900031
6	11.5	3.5	172	78	83	1404	428	64	16.7	12.5	16.9	12.6	3002900030

\*CR2, CR3 and UCR configurations are available.

\*\*S14 and S16 shafts are available. Please refer to section ESP Selection Guide to choose appropriate shaft strength.

\*\*\*Indicated length is for housing only, for full length please add head and base dimensions: 1.2ft (0.365m).

# ANEXO No. 17

## SELECCIÓN DE LA CAJA DE VENDEO O EMPALME



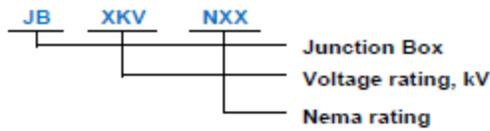
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**JUNCTION BOX**

### GLOSSARY

#### JUNCTION BOX



e.g., JB 3KV N3R

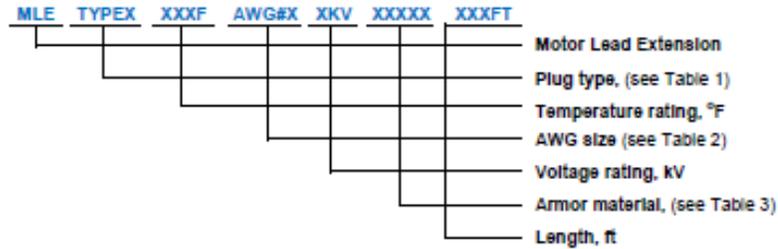
### JUNCTION BOX SPECIFICATION

Description	Rated Voltage, V	Overall dimensions, Height x Width x Depth		Weight		Part Number
		in	mm	lb	kg	
JB 3KV N3R	3000	17 x 14 x 22	430 x 347 x 550	40	18	1135020128
JB 6KV N3R	6000	17 x 14 x 22	430 x 347 x 550	40	18	1135020129

# ANEXO No. 18

## NOMENCLATURA DEL MLE

### MOTOR LEAD EXTENSION



e.g., MLE TYPE2 450F AWG#7 4KV GSTA 197FT

Table 1 - Plug type

Plug size	Plug size		Motor OD, in						
	in	mm	3.19	3.78	4.06	4.60	5.12	5.62	7.44
Type1	1.02	26	X						
Type3	1.42	36		X	X	X	X	SGL	
Type4	1.65	42						DBL, TRP	
Type5	2.17	55							X

Table 2 - Series

AWG#	mm <sup>2</sup>
2	35
3	25
4	21
5	16
6	13
7	10
8	8

Table 3 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
GSTA	Corrosion Resistant 1	Moderately aggressive fluid	0.01 1.25	1.45 0.01	200	4.0..8.5	Galvanized Steel Tape Armor
SS	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel Armor
Monel	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Monel armor

**ANEXO No. 19**  
**SELECCIÓN DEL MLE**



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

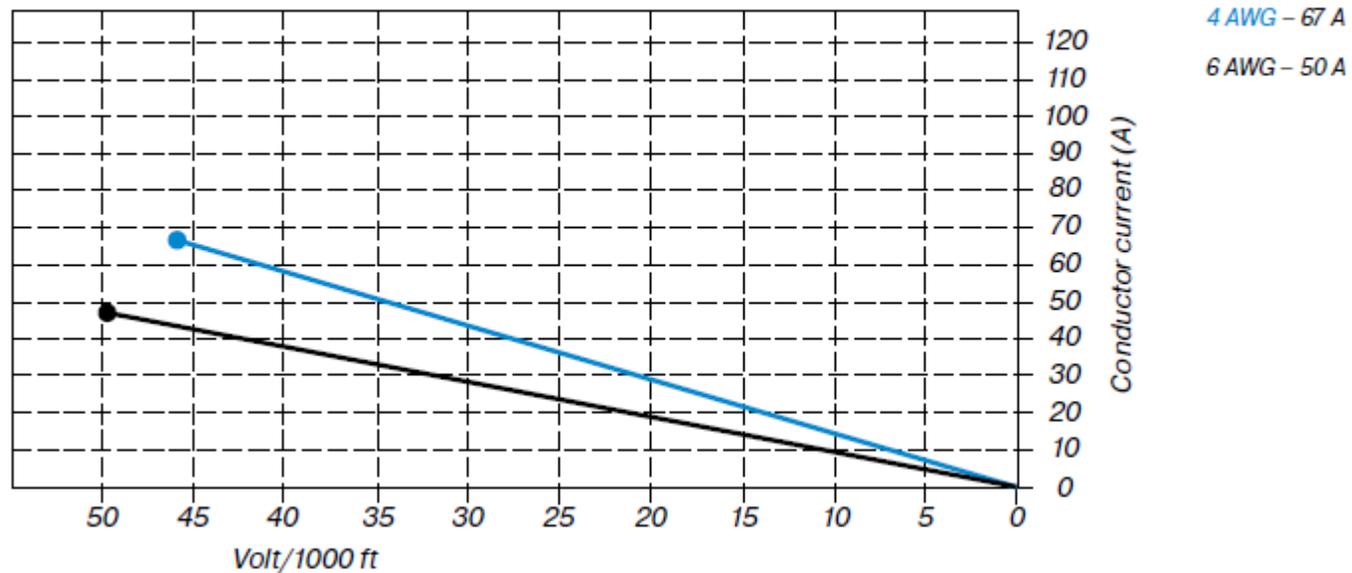
**POWER CABLE**

**PRYSMIAN MLE SPECIFICATION E-LEAD (400 °F)**

Description	Conductor size		Conductor	Overall dimensions		Weight		Part Number
	AWG#	mm <sup>2</sup>		in	mm	lb/ft	kg/m	
<b>MLE 4KV 400F FLAT MONEL BY PRYSMIAN, E-LEAD (temperature rating - 400 °F / 205 °C)</b>								
MLE 4KV 400F FLAT MONEL BY PRYSMIAN	4	21	Solid	0.47 x 1.26	11.7 x 32.1	1.48	2.2	TBA
MLE 4KV 400F FLAT MONEL BY PRYSMIAN	6	43	Solid	0.45 x 1.17	11.5 x 29.7	1.16	1.72	TBA

**ANEXO No. 20**  
**CAÍDA DE VOLTAJE DEL MLE**

**VOLTAGE DROP AT 400 °F - 60 HZ -  $\text{COS}\Phi = 0.8$**



*Maximum current recommended to BHT (Bottom Hole Temperature) 360 °F (182 °C)*

# ANEXO No. 21

## NOMENCLATURA DE BANDAS DE CABLE



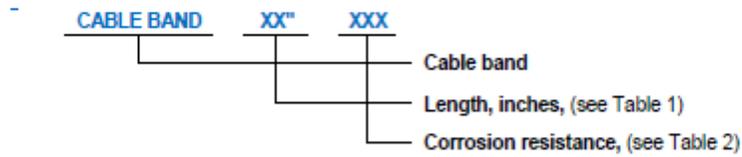
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**CABLE BAND**

### GLOSSARY

#### CABLE BAND



e.g., CABLE BAND 12" CR0

Table 1

Length	
in	mm
8	210
12	300
14	350
16	400
18	450
20	500
24	600
33	850

Table 2 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Carbon Steel
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Monel

## ANEXO No. 22

### SELECCIÓN DEL TIPO DE BANDAS DE CABLE



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

CABLE BAND

#### CABLE BAND SPECIFICATION

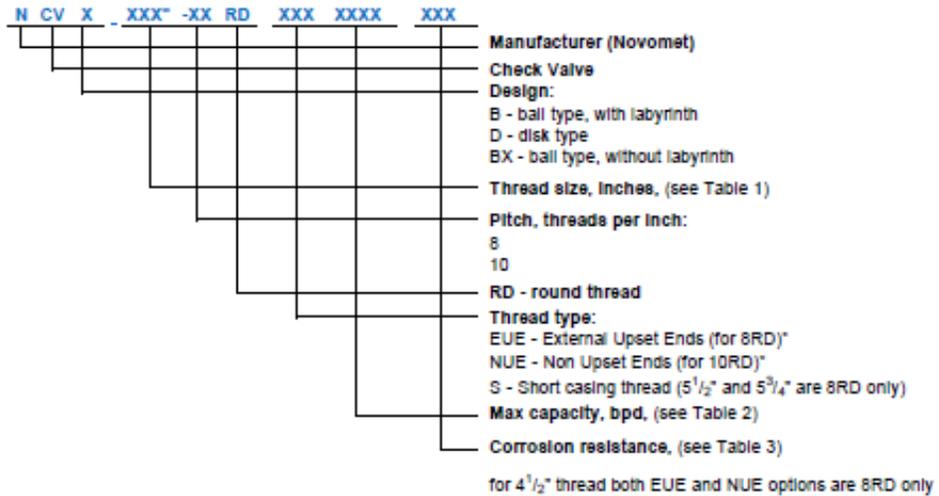
Description	Tubing OD		ESP Component OD*		Length		Weight		Part Number
	in	mm	in	mm	in	mm	oz	kg	
CABLE BAND 8" CR0	1 1/2	48	2.72	69	8.3	210	2.12	0.06	2118010015
CABLE BAND 12" CR0	2 3/8; 2 1/2	60; 73	3.19	81	11.8	300	2.82	0.08	2118010006
CABLE BAND 14" CR0	3 1/2	89	3.19; 3.38	81; 86	13.8	350	3.17	0.09	2118010001
CABLE BAND 16" CR0	4	102	3.62; 4.06	92; 103	15.7	400	3.53	0.10	2118010002
CABLE BAND 18" CR0	4 1/2	114	4.49; 4.84	114; 123	17.7	450	3.88	0.11	2118010004
CABLE BAND 20" CR0	5; 5 1/2	127; 140	5.35	136	19.7	500	4.59	0.13	2118010007
CABLE BAND 24" CR0	5 3/4	146	6.77	172	23.6	600	4.94	0.14	2118010003
CABLE BAND 8" CR3	1 1/2	48	2.72	69	8.3	210	2.12	0.06	2118010014
CABLE BAND 12" CR3	2 3/8; 2 1/2	60; 73	3.19	81	11.8	300	2.82	0.08	2118010016
CABLE BAND 14" CR3	3 1/2	89	3.19; 3.38	81; 86	13.8	350	3.17	0.09	2118010009
CABLE BAND 16" CR3	4	102	3.62; 4.06	92; 103	15.7	400	3.53	0.10	2118010010
CABLE BAND 18" CR3	4 1/2	114	4.49; 4.84	114; 123	17.7	450	3.88	0.11	2118010012
CABLE BAND 20" CR3	5; 5 1/2	127; 140	5.35	136	19.7	500	4.59	0.13	2118010013
CABLE BAND 24" CR3	5 3/4	146	6.77	172	23.6	600	4.94	0.14	2118010011
CABLE BAND 8" UCR	1 1/2	48	2.72	69	8.3	210	2.12	0.06	2118010023
CABLE BAND 12" UCR	2 3/8; 2 1/2	60; 73	3.19	81	11.8	300	2.82	0.08	2118010017
CABLE BAND 14" UCR	3 1/2	89	3.19; 3.38	81; 86	13.8	350	3.17	0.09	2118010018
CABLE BAND 16" UCR	4	102	3.62; 4.06	92; 103	15.7	400	3.53	0.10	2118010019
CABLE BAND 18" UCR	4 1/2	114	4.49; 4.84	114; 123	17.7	450	3.88	0.11	2118010021
CABLE BAND 20" UCR	5; 5 1/2	127; 140	5.35	136	19.7	500	4.59	0.13	2118010022
CABLE BAND 24" UCR	5 3/4	146	6.77	172	23.6	600	4.94	0.14	2118010020

\* - In case MLE Guard is not available, Cable bands shall be used. To make accurate design, please refer to the above table, column "ESP Component OD". To calculate the number of Cable bands (type is based on tubing OD) the here below order shall be followed: Divide Pump setting depth (in ft) by 13, then add extra 15%.  
E.g., for 449 series pump Cable band of 18" to be used.

# ANEXO No. 23

## NOMENCLATURA DE LA VÁLVULA CHECK

### CHECK VALVE



e.g., NCVBX 3-1/2"-10RD NUE6300 CR1

**Table 1 - Thread size**

in	mm
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	60
2 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	73
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	89
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	114
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	140
5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	146

**Table 2 - Max capacity**

bpd	m <sup>3</sup> /day
3500	550
6300	1000
9500	1500
25200	4000
37700	6000

**Table 3 - Corrosion resistance**

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Carbon Steel
CR1	Corrosion Resistant 1	Moderately aggressive fluid	0.01 1.25	1.45 0.01	200	4.0..8.5	Stainless Steel for internal parts. Housing, head and base are from Carbon Steel
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used

## ANEXO No. 24

### SELECCIÓN DE LA VÁLVULA CHECK



**NOVOMET®** | ESP CATALOG

CHECK VALVE

#### CHECK VALVE SPECIFICATION

Description	Housing diameter		Installed length		Weight		Part Number
	in	mm	ft	m	lb	kg	
NCVBX 2-3/8"-10RD NUE3500 CR1	2.87	73	0.755	0.230	9.3	4.2	TBA
NCVBX 2-3/8"-10RD NUE3500 CR3	2.87	73	0.755	0.230	9.3	4.2	TBA
NCVBX 2-3/8"-8RD EUE3500 CR1	3.07	78	0.755	0.230	11.0	5.0	TBA
NCVBX 2-3/8"-8RD EUE3500 CR3	3.07	78	0.755	0.230	11.0	5.0	TBA
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE3500 CR1	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	3004020037
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE3500 CR3	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	3004020051
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE3500 UCR	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	3004020064
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE6300 CR1	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	3004020061
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE6300 CR3	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	3004020066
NCVBX 2-7/8"-10RD NUE6300 UCR	3.62	92	0.781	0.238	12.8	5.8	TBA
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE3500 CR1	3.62	92	0.738	0.225	12.8	5.8	3004020052
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE3500 CR3	3.62	92	0.738	0.225	12.8	5.8	3004020053
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE3500 UCR	3.62	92	0.738	0.225	12.8	5.8	TBA
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE6300 CR1	3.62	92	0.738	0.225	14.6	6.6	3004020067
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE6300 CR3	3.62	92	0.738	0.225	14.6	6.6	3004020068
NCVBX 2-7/8"-8RD EUE6300 UCR	3.62	92	0.738	0.225	14.6	6.6	3004020063
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE6300 CR1	4.25	108	0.853	0.260	22.5	10.2	3004020058
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE6300 CR3	4.25	108	0.853	0.260	22.5	10.2	3004020059
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE6300 UCR	4.25	108	0.853	0.260	22.5	10.2	TBA
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE9500 CR1	4.25	108	0.853	0.260	39.7	18.0	3004020062
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE9500 CR3	4.25	108	0.853	0.260	39.7	18.0	3004020069
NCVBX 3-1/2"-10RD NUE9500 UCR	4.25	108	0.853	0.260	39.7	18.0	TBA
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE6300 CR1	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	3004020065
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE6300 CR3	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	3004020070
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE6300 UCR	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	TBA
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE9500 CR1	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	3004020048
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE9500 CR3	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	3004020035
NCVBX 3-1/2"-8RD EUE9500 UCR	4.49	114	0.853	0.260	45.2	20.5	TBA
NCVB 4-1/2"-8RD NUE25200 CR0	5.12	130	1.148	0.350	69.5	31.5	3004020008
NCVB 4-1/2"-8RD NUE25200 CR1	5.12	130	1.148	0.350	69.5	31.5	3004020025
NCVB 4-1/2"-8RD NUE25200 CR3	5.12	130	1.148	0.350	69.5	31.5	3004020038
NCVB 4-1/2"-8RD EUE25200 CR0	5.55	141	1.148	0.350	81.6	37.0	3004020049
NCVB 4-1/2"-8RD EUE25200 CR1	5.55	141	1.148	0.350	81.6	37.0	3004020050
NCVB 4-1/2"-8RD EUE25200 CR3	5.55	141	1.148	0.350	81.6	37.0	3004020060
NCVD 5-1/2"-8RD S37700 CR0	6.77	172	2.001	0.610	110.3	50.0	3004010006
NCVD 5-1/2"-8RD S37700 CR3	6.77	172	2.001	0.610	110.3	50.0	3004010008
NCVD 5-3/4"-8RD S37700 CR0	6.77	172	2.001	0.610	124.6	56.5	3004010009
NCVD 5-3/4"-8RD S37700 CR3	6.77	172	2.001	0.610	124.6	56.5	3004010010

# ANEXO No. 25

## NOMENCLATURA DE LA VÁLVULA DE DRENAJE



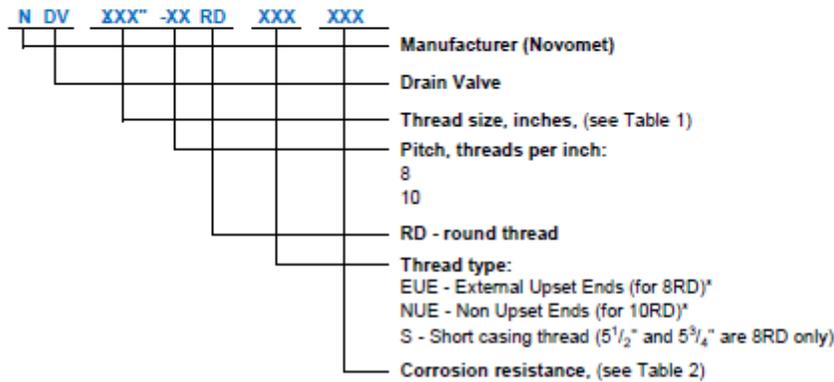
NOVOMET® |

ESP CATALOG

DRAIN VALVE

### GLOSSARY

#### DRAIN VALVE



\* - for 1.315", 1.660" and 1.900" threads both EUE and NUE options are 10RD only; for 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" thread both EUE and NUE options are 8RD only

e.g., NDV 3-1/2"-8RD EUE CR0

Table 1 - Thread size

in	mm
2 <sup>1</sup> / <sub>8</sub>	60
2 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	73
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	89
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	114
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	140
5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	146

Table 2 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Carbon Steel
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	> 1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used

## ANEXO No. 26

# SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE DRENAJE



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**DRAIN VALVE**

### DRAIN VALVE SPECIFICATION

Description	Housing diameter		Installed length		Weight		Part Number
	in	mm	ft	m	lb	kg	
NDV 2-3/8"-10RD NUE CR0	2.88	73	0.656	0.200	8.6	3.9	3004040053
NDV 2-3/8"-10RD NUE CR3	3.19	81	0.656	0.200	11.0	5.0	3004040047
NDV 2-3/8"-10RD NUE UCR	3.19	81	0.656	0.200	11.0	5.0	TBA
NDV 2-3/8"-8RD EUE CR0	3.07	78	0.656	0.200	11.0	5.0	3004040045
NDV 2-3/8"-8RD EUE CR3	3.07	78	0.656	0.200	11.0	5.0	3004040044
NDV 2-3/8"-8RD EUE UCR	3.07	78	0.656	0.200	11.0	5.0	TBA
NDV 2-7/8"-10RD NUE CR0	3.51	89	0.591	0.180	7.5	3.4	3004040006
NDV 2-7/8"-10RD NUE CR3	3.51	89	0.591	0.180	7.5	3.4	3004040003
NDV 2-7/8"-10RD NUE UCR	3.51	89	0.591	0.180	7.5	3.4	3004040046
NDV 2-7/8"-8RD EUE CR0	3.66	93	0.705	0.215	11.7	5.3	3004040024
NDV 2-7/8"-8RD EUE CR3	3.66	93	0.705	0.215	11.7	5.3	3004040021
NDV 2-7/8"-8RD EUE UCR	3.66	93	0.705	0.215	11.7	5.3	TBA
NDV 3-1/2"-10RD NUE CR0	4.25	108	0.656	0.200	14.6	6.6	3004040012
NDV 3-1/2"-10RD NUE CR3	4.25	108	0.656	0.200	15.2	6.9	3004040009
NDV 3-1/2"-10RD NUE UCR	4.25	108	0.656	0.200	15.2	6.9	TBA
NDV 3-1/2"-8RD EUE CR0	4.49	114	0.656	0.200	14.6	6.6	3004040032
NDV 3-1/2"-8RD EUE CR3	4.49	114	0.656	0.200	15.2	6.9	3004040049
NDV 3-1/2"-8RD EUE UCR	4.49	114	0.656	0.200	15.2	6.9	TBA
NDV 4-1/2"-8RD NUE CR0	5.20	132	0.919	0.280	28.4	12.9	3004040018
NDV 4-1/2"-8RD NUE CR3	5.20	132	0.919	0.280	28.4	12.9	3004040015
NDV 4-1/2"-8RD NUE UCR	5.20	132	0.919	0.280	28.4	12.9	TBA
NDV 4-1/2"-8RD EUE CR0	5.55	141	0.919	0.280	28.4	12.9	3004040018
NDV 4-1/2"-8RD EUE CR3	5.55	141	0.919	0.280	28.4	12.9	3004040050
NDV 4-1/2"-8RD EUE UCR	5.55	141	0.919	0.280	28.4	12.9	TBA
NDV 5-1/2"-8RD S CR0	6.07	154	1.148	0.350	55.1	25.0	3004040030
NDV 5-1/2"-8RD S CR3	6.07	154	1.148	0.350	55.1	25.0	3004040031
NDV 5-3/4"-8RD S CR0	6.54	166	1.148	0.350	78.9	35.8	3004040029

# ANEXO No. 27

## NOMENCLATURA DEL SENSOR DE FONDO



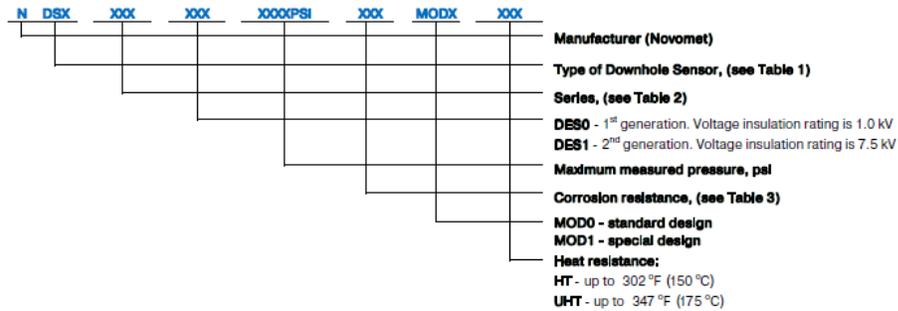
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**DOWNHOLE  
MONITORING SYSTEM**

### GLOSSARY

#### DOWNHOLE SENSOR



e.g., NDS1 319 5800PSI CR2 MOD0

Table 1 - Type of downhole sensor

NDS1	Novomet Downhole Sensor, Type 1. Intake T & P, motor vibration X & Y, motor oil temperature
NDS2	Novomet Downhole Sensor, Type 2. Intake T & P, motor vibration X & Y, motor oil temperature + pump discharge pressure
NDS3	Novomet Downhole Sensor, Type 3. Intake T & P, motor vibration X & Y, motor oil temperature + connector for Novomet Pump Discharge Sensor with Flow meter (NPDSF)

Table 2 - Series

Series	HSG OD, in	HSG OD, mm
319	3.19	81
378	3.78	96
512	5.12	130

Table 3 - Corrosion resistance

Abbr.	Full name	Fluid	Max chemical content, g/l			pH	Description
			H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	Cl		
CR0	Corrosion Resistant 0	Slightly aggressive fluid	0.01	0.01	20	5.0..8.5	Carbon Steel
CR2	Corrosion Resistant 2	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Housing is coated with thermal spray coatings
CR3	Corrosion Resistant 3	Highly aggressive fluid	1.25	1.45	200	3.0..9.0	Stainless Steel
UCR	Ultra Corrosion Resistant	Extremely aggressive fluid	>1.25	1.45	200	3.0..9.0	Materials resistant to Sulfide Stress Cracking are used.

## ANEXO No. 28

### SELECCIÓN DEL SENSOR DE FONDO



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**DOWNHOLE  
MONITORING SYSTEM**

### DOWNHOLE MONITORING SYSTEMS SPECIFICATION

Description	Housing OD		Weight		Installed Length (Overall dimensions)		Part Number
	in	mm	lb	kg	ft	m	
NDS1 319 DES1 5800PSI CR0 MOD0 HT	3.19	81	37.5	17	1.99	0.606	3018030376
NDS1 319 DES1 5800PSI CR2 MOD0 HT	3.19	81	37.5	17	1.99	0.606	3018030395
NDS1 319 DES1 5800PSI CR3 MOD0 HT	3.19	81	37.5	17	1.99	0.606	3018030394
NDS2 319 DES1 5800PSI CR0 MOD0 HT	3.19	81	44.1	20	2.32	0.708	3018030379
NDS2 319 DES1 5800PSI CR2 MOD0 HT	3.19	81	44.1	20	2.32	0.708	3018030409
NDS2 319 DES1 5800PSI CR3 MOD0 HT	3.19	81	44.1	20	2.32	0.708	3018030408
NDS1 378 DES1 5800PSI CR0 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.04	0.621	3018030353
NDS1 378 DES1 5800PSI CR2 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.04	0.621	3018030384
NDS1 378 DES1 5800PSI CR3 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.04	0.621	3018030383
NDS2 378 DES1 5800PSI CR0 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.19	0.666	3018030373
NDS2 378 DES1 5800PSI CR2 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.19	0.666	3018030375
NDS2 378 DES1 5800PSI CR3 MOD0 HT	3.78	96	50.7	23	2.19	0.666	3018030374
NSP-R	-	-	136.7	62	(24.17" x 62.99" x 12.59")	(614 mm x 1600 mm x 320 mm)	3018040004
NSP-B	-	-	14.3	6.5	(9.60" x 7.87" x 6.29")	(244 mm x 200 mm x 160 mm)	3018040007
NCU	-	-	172.0	78	(24.65" x 30.51" x 14.96")	(626 mm x 775 mm x 380 mm)	3018050001

## ANEXO No. 29

# NOMENCLATURA DEL SKID-MOUNTED VSD



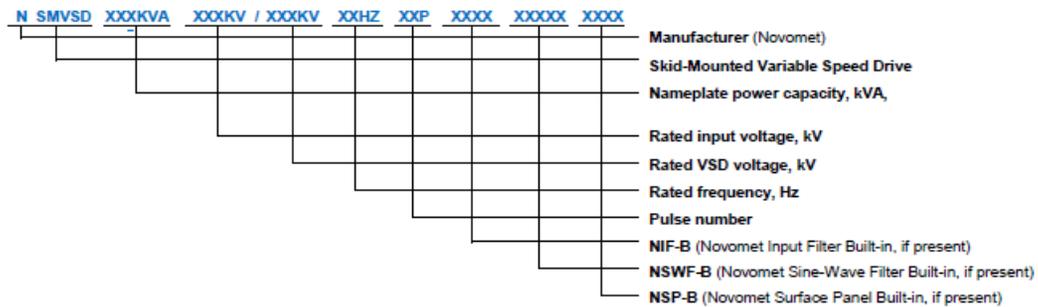
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**SKID-MOUNTED VSD**

## GLOSSARY

### SKID-MOUNTED VSD



e.g., NSMVSD 500KVA 11KV/0.48KV 50HZ 6P NIF-B NSWF-B NSP-B

Table 1 - Nameplate power capacity

Nameplate power capacity @480V, kVA	Output power capacity @480V/50Hz, kVA	Output amperage @50Hz, A
360	369	440

## ANEXO No. 30

### SELECCIÓN DEL SKID-MOUNTED VSD

#### SKID-MOUNTED VSD SPECIFICATION

Description	Output power capacity @480V, 50/60Hz, kVA	Input pulses	Rated input voltage, V	Input voltage deviation, %	Output voltage, V	Output amperage, A	Overall dimensions, Height x Width x Depth		Weight		Part Number
							in	mm	lb	kg	
NSMVSD 360KVA 33KV/480V 50HZ 12P NSWF-B NSP-B	360	12	480	-15...+15	0...480	440	99 x 226 x 88	2520 x 5740 x 2240	19845	9000	3017010064
NSMVSD 250KVA 33KV/0.48KV 50HZ 12P NSWF-B NSP-B	250	12	480	-15...+15	0...480	440	TBA	TBA	TBA	TBA	TBA
NSMVSD 800KVA 6.6KV/0.4KV 50HZ 6P NIF-B NSWF-B NSP-B	800	6	480	-15...+15	0...480	440	TBA	TBA	TBA	TBA	TBA

# ANEXO No. 31

## NOMENCLATURA DEL SUT



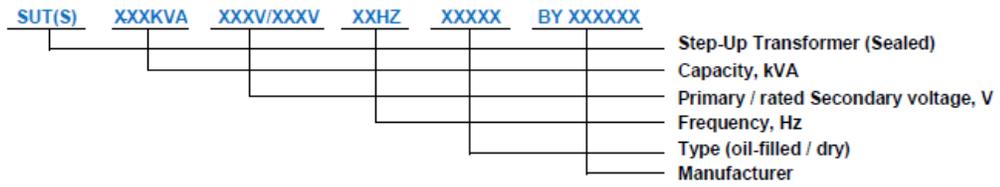
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**TRANSFORMERS**

### GLOSSARY

#### STEP-UP TRANSFORMERS



# ANEXO No. 32

## SELECCIÓN DEL SUT

Nomenclature	Part number	Rated capacity, kVA	Winding connection Prim./Sec. Notation (Delta or Y)	Rated voltage, V	Output frequency, Hz	# of taps	Tap voltages, V (amps)		Losses, W		Number of Phase	Type	Dimensions						Weight			
							Primary voltage, V	Secondary voltage, V	# load	Load			mm			in			lb			
													D	W	H	D	W	H	Oil Total	Oil Total		
SUT, 160kVA, 380V/1902V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	3016010003	160	Yn/Y-0	1902	20-90 Hz	25	380	2408(38.4)-2362(39.1)-2316(39.9)-2270(40.7)-2224(41.6)-2178(42.5)-2132(43.4)-2086(44.3)-2040(45.3)-1994(46.4)-1948(47.5)-1902(48.6)-1856(49.6)-1810(50.6)-1764(51.6)-1718(52.6)-1672(53.6)-1626(54.6)-1580(55.6)-1534(56.6)-1488(57.6)-1442(58.6)-1396(59.6)-1350(60.6)-1304(61.6)	440	2650	3	Oil	1300	900	1600	51	35	63	TBA	800	TBA	1763
SUT, 160kVA, 380V/2050V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	160	Yn/Y-0	2050	20-90 Hz	5	380	2200(42)-2125(43.5)-2050(45)-1975(46.5)-1900(48)	440	2650	3	Oil	1300	900	1600	51	35	63	TBA	820	TBA	1807
SUT(S), 160kVA, 380V/1355V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	160	Yn/Yn-0	1355	20-90 Hz	25	380	2400(39.7)-2325(41.0)-2250(42.3)-2175(43.6)-2100(45.0)-2025(46.4)-1950(47.8)-1875(49.2)-1800(50.6)-1725(52.0)-1650(53.4)-1575(54.8)-1500(56.2)-1425(57.6)-1350(59.0)-1275(60.4)-1200(61.8)-1125(63.2)-1050(64.6)-975(66.0)-900(67.4)-825(68.8)-750(70.2)-675(71.6)-600(73.0)-525(74.4)-450(75.8)-375(77.2)-300(78.6)-225(80.0)-150(81.4)-75(82.8)	440	2650	3	Oil	1200	1100	1550	47	43	61	TBA	875	TBA	1929
SUT(S), 160kVA, 380V/1902V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	3016010039	160	Yn/Yn-0	1902	20-90 Hz	25	380	2408(38.4)-2362(39.1)-2316(39.9)-2270(40.7)-2224(41.6)-2178(42.5)-2132(43.4)-2086(44.3)-2040(45.3)-1994(46.4)-1948(47.5)-1902(48.6)-1856(49.6)-1810(50.6)-1764(51.6)-1718(52.6)-1672(53.6)-1626(54.6)-1580(55.6)-1534(56.6)-1488(57.6)-1442(58.6)-1396(59.6)-1350(60.6)-1304(61.6)	440	2650	3	Oil	1200	1100	1550	47	43	61	TBA	875	TBA	1929
SUT, 250kVA, 380V/2247V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	250	Yn/Y-0	2247	20-90 Hz	25	380	2947(49)-2897(49.8)-2847(50.7)-2797(51.6)-2747(52.5)-2697(53.4)-2647(54.3)-2597(55.2)-2547(56.1)-2497(57.0)-2447(57.9)-2397(58.8)-2347(59.7)-2297(60.6)-2247(61.5)-2197(62.4)-2147(63.3)-2097(64.2)-2047(65.1)-1997(66.0)-1947(66.9)-1897(67.8)-1847(68.7)-1797(69.6)-1747(70.5)-1697(71.4)-1647(72.3)-1597(73.2)-1547(74.1)-1497(75.0)-1447(75.9)-1397(76.8)-1347(77.7)-1297(78.6)-1247(79.5)-1197(80.4)-1147(81.3)-1097(82.2)-1047(83.1)-997(84.0)-947(84.9)-897(85.8)-847(86.7)-797(87.6)-747(88.5)-697(89.4)-647(90.3)-597(91.2)-547(92.1)-497(93.0)-447(93.9)-397(94.8)-347(95.7)-297(96.6)-247(97.5)-197(98.4)-147(99.3)-97(100.2)	540	3700	3	Oil	1470	1180	1660	58	46	65	TBA	1086	TBA	2394
SUT, 250kVA, 380V/3564V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	250	Yn/Y-0	3564	20-90 Hz	25	380	3564(40.5)-3478(40.5)-3392(40.5)-3306(40.5)-3220(40.5)-3134(40.5)-3048(40.5)-2962(40.5)-2876(40.5)-2790(40.5)-2704(40.5)-2618(40.5)-2532(40.5)-2446(40.5)-2360(40.5)-2274(40.5)-2188(40.5)-2102(40.5)-2016(40.5)-1930(40.5)-1844(40.5)-1758(40.5)-1672(40.5)-1586(40.5)-1500(40.5)	650	3700	3	Oil	1400	1040	1700	55	41	67	TBA	1086	TBA	2394
SUT(S), 250kVA, 380V/2247V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	3016010007	250	Yn/Yn-0	2247	20-90 Hz	25	380	2950(48.9)-2895(49.9)-2840(50.9)-2785(51.8)-2730(52.9)-2675(53.8)-2620(54.8)-2565(55.8)-2510(56.8)-2455(57.8)-2400(58.8)-2345(59.8)-2290(60.8)-2235(61.8)-2180(62.8)-2125(63.8)-2070(64.8)-2015(65.8)-1960(66.8)-1905(67.8)-1850(68.8)-1795(69.8)-1740(70.8)-1685(71.8)-1630(72.8)-1575(73.8)-1520(74.8)-1465(75.8)-1410(76.8)-1355(77.8)-1300(78.8)-1245(79.8)-1190(80.8)-1135(81.8)-1080(82.8)-1025(83.8)-970(84.8)-915(85.8)-860(86.8)-805(87.8)-750(88.8)-695(89.8)-640(90.8)-585(91.8)-530(92.8)-475(93.8)-420(94.8)-365(95.8)-310(96.8)-255(97.8)-200(98.8)-145(99.8)-90(100.8)	TBA	TBA	3	Oil	1350	1120	1480	53	44	58	TBA	1180	TBA	2601
SUT(S), 250kVA, 380V/2050V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	3016010023	250	Yn/Yn-0	2005	20-90 Hz	25	380	3100(47.1)-3025(48.2)-2945(49.4)-2865(50.6)-2785(51.8)-2705(53.0)-2625(54.2)-2545(55.4)-2465(56.6)-2385(57.8)-2305(59.0)-2225(60.2)-2145(61.4)-2065(62.6)-1985(63.8)-1905(65.0)-1825(66.2)-1745(67.4)-1665(68.6)-1585(69.8)-1505(71.0)-1425(72.2)-1345(73.4)-1265(74.6)-1185(75.8)-1105(77.0)-1025(78.2)-945(79.4)-865(80.6)-785(81.8)-705(83.0)-625(84.2)-545(85.4)-465(86.6)-385(87.8)-305(89.0)-225(90.2)-145(91.4)-75(92.6)	650	3700	3	Oil	1350	1120	1480	53	44	58	TBA	1180	TBA	2601
SUT(S), 300kVA, 380V/3819V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	3016010035	300	Yn/Yn-0	3819	20-90 Hz	25	380	3819(45.4)-3742(46.3)-3662(47.3)-3581(48.4)-3500(49.5)-3420(50.6)-3339(51.7)-3258(52.8)-3177(53.9)-3096(55.0)-3015(56.1)-2934(57.2)-2853(58.3)-2772(59.4)-2691(60.5)-2610(61.6)-2529(62.7)-2448(63.8)-2367(64.9)-2286(66.0)-2205(67.1)-2124(68.2)-2043(69.3)-1962(70.4)-1881(71.5)-1800(72.6)-1719(73.7)-1638(74.8)-1557(75.9)-1476(77.0)-1395(78.1)-1314(79.2)-1233(80.3)-1152(81.4)-1071(82.5)-990(83.6)-909(84.7)-828(85.8)-747(86.9)-666(88.0)-585(89.1)-504(90.2)-423(91.3)-342(92.4)-261(93.5)-180(94.6)-99(95.7)	650	3850	3	Oil	1370	1230	1490	54	48	59	TBA	1290	TBA	2843
SUT(S), 400kVA, 380V/2989V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	400	Yn/D-11	2988	20-90 Hz	36	380	4510(54.5)-4438(54.5)-4366(54.5)-4294(54.5)-4222(54.5)-4150(54.5)-4078(54.5)-4006(54.5)-3934(54.5)-3862(54.5)-3790(54.5)-3718(54.5)-3646(54.5)-3574(54.5)-3502(54.5)-3430(54.5)-3358(54.5)-3286(54.5)-3214(54.5)-3142(54.5)-3070(54.5)-2998(54.5)-2926(54.5)-2854(54.5)-2782(54.5)-2710(54.5)-2638(54.5)-2566(54.5)-2494(54.5)-2422(54.5)-2350(54.5)-2278(54.5)-2206(54.5)-2134(54.5)-2062(54.5)-1990(54.5)	800	6100	3	Oil	1350	1235	1720	53	49	68	TBA	1785	TBA	3934
SUT(S), 426kVA, 380V/2989V, 50Hz, oil-filled, by METZ	TBA	400	Yn/D-11	2988	20-90 Hz	36	380	4510(54.5)-4438(54.5)-4366(54.5)-4294(54.5)-4222(54.5)-4150(54.5)-4078(54.5)-4006(54.5)-3934(54.5)-3862(54.5)-3790(54.5)-3718(54.5)-3646(54.5)-3574(54.5)-3502(54.5)-3430(54.5)-3358(54.5)-3286(54.5)-3214(54.5)-3142(54.5)-3070(54.5)-2998(54.5)-2926(54.5)-2854(54.5)-2782(54.5)-2710(54.5)-2638(54.5)-2566(54.5)-2494(54.5)-2422(54.5)-2350(54.5)-2278(54.5)-2206(54.5)-2134(54.5)-2062(54.5)-1990(54.5)	TBA	TBA	3	Oil	1300	1060	1750	51	42	69	TBA	1750	TBA	3857
SUT(S), 404kVA, 380V/2470V, 50Hz, oil-filled, by METZ	3016010044	400	Yn/Yn-0	2470	20-90 Hz	25	380	3105(75.1)-3035(76.9)-2965(78.7)-2895(80.5)-2825(82.3)-2755(84.1)-2685(85.9)-2615(87.7)-2545(89.5)-2475(91.3)-2405(93.1)-2335(94.9)-2265(96.7)-2195(98.5)-2125(100.3)-2055(102.1)-1985(103.9)-1915(105.7)-1845(107.5)-1775(109.3)-1705(111.1)-1635(112.9)-1565(114.7)-1495(116.5)-1425(118.3)-1355(120.1)-1285(121.9)-1215(123.7)-1145(125.5)-1075(127.3)-1005(129.1)-935(130.9)-865(132.7)-795(134.5)-725(136.3)-655(138.1)-585(139.9)-515(141.7)-445(143.5)-375(145.3)-305(147.1)-235(148.9)-165(150.7)-95(152.5)	900	5300	3	Oil	1350	1270	1600	53	50	63	TBA	1581	TBA	3485
SUT(S), 630kVA, 380V/3822V, 20-90Hz, oil-filled, by METZ	TBA	630	Yn/D-11	3812	20-90 Hz	25	480	3812(78.8)-3699(78.8)-3586(78.8)-3473(78.8)-3360(78.8)-3247(78.8)-3134(78.8)-3021(78.8)-2908(78.8)-2795(78.8)-2682(78.8)-2569(78.8)-2456(78.8)-2343(78.8)-2230(78.8)-2117(78.8)-2004(78.8)-1891(78.8)-1778(78.8)-1665(78.8)-1552(78.8)-1439(78.8)-1326(78.8)-1213(78.8)-1100(78.8)	TBA	TBA	3	Oil	1770	1100	2000	70	43	79	TBA	2930	TBA	6458



**NOVOMET®**

ESP CATALOG

TRANSFORMERS

# ANEXO No. 33

## NOMENCLATURA DEL SDT



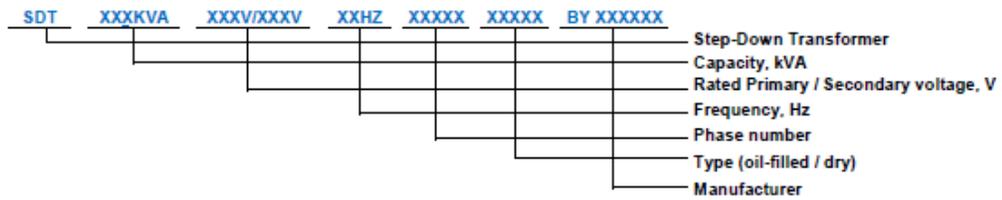
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**TRANSFORMERS**

### GLOSSARY

#### STEP-DOWN TRANSFORMERS



## ANEXO No. 34

# SELECCIÓN DEL SDT

### STEP-DOWN TRANSFORMERS (OPERATING FREQUENCY 60 HZ) BY METZ (BELARUS)

Part number	Rated capacity, kVA	Winding connection Prim./Sec. Notation (Delta or Y)	Rated voltage, V	# of taps	Tap voltages, V (amps)		Losses, W		Operating frequency, Hz	Number of Phase	Type	Dimensions						Weight			
					Primary voltage, V	Secondary voltage, V	# load	Load				mm			in			kg		lb	
												D	W	H	D	W	H	Oil	Total	Oil	Total
TBA	25	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	11000	1	11000	230	95	550	60	3	oil-filled	850	650	1050	34	26	41	TBA	300	TBA	661
TBA	25	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	22000	1	22000	230	105	550	60	3	oil-filled	950	680	1120	37	27	44	TBA	350	TBA	771
TBA	25	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	33000	1	33000	230	140	690	60	3	oil-filled	1200	700	1500	47	28	59	TBA	560	TBA	1234
TBA	50	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	11000	1	11000	230	140	1100	60	3	oil-filled	880	680	1150	35	27	45	TBA	380	TBA	838
TBA	50	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	22000	1	22000	230	175	1100	60	3	oil-filled	950	720	1180	37	28	47	TBA	440	TBA	970
TBA	50	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	33000	1	33000	230	230	1150	60	3	oil-filled	1250	800	1600	49	32	63	TBA	610	TBA	1344
TBA	63	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	11000	1	11000	230	165	1300	60	3	oil-filled	900	680	1150	35	27	45	TBA	420	TBA	927
TBA	63	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	22000	1	22000	230	205	1300	60	3	oil-filled	980	720	1200	39	28	47	TBA	500	TBA	1102
TBA	63	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	33000	1	33000	230	270	1400	60	3	oil-filled	1300	800	1650	51	32	65	TBA	780	TBA	1719
TBA	100	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	11000	1	11000	230	235	1750	60	3	oil-filled	1000	720	1250	40	28	49	TBA	630	TBA	1389
TBA	100	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	22000	1	22000	230	290	1750	60	3	oil-filled	1050	780	1450	41	31	57	TBA	650	TBA	1433
TBA	100	$\Delta/Yn-11, Y/Zn-11$	33000	1	33000	230	380	2000	60	3	oil-filled	1350	800	1680	53	32	66	TBA	820	TBA	1807
TBA	160	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	330	2350	60	3	oil-filled	1150	750	1350	45	30	53	TBA	850	TBA	1873
TBA	160	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	410	2350	60	3	oil-filled	1150	780	1450	45	31	57	TBA	890	TBA	1962
TBA	160	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	520	2750	60	3	oil-filled	1400	850	1700	55	34	67	TBA	1000	TBA	2204
TBA	200	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	400	2850	60	3	oil-filled	1200	800	1350	47	32	53	TBA	1000	TBA	2204
TBA	200	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	490	2850	60	3	oil-filled	1200	800	1550	47	32	61	TBA	1050	TBA	2314
TBA	200	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	580	3250	60	3	oil-filled	1400	900	1700	55	35	67	TBA	1390	TBA	3064
TBA	250	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	470	3250	60	3	oil-filled	1220	800	1400	48	32	55	TBA	1200	TBA	2645
TBA	250	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	580	3250	60	3	oil-filled	1250	850	1550	49	34	61	TBA	1220	TBA	2689
TBA	250	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	680	3900	60	3	oil-filled	1580	900	1750	62	35	69	TBA	1380	TBA	3042
TBA	315	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	580	3900	60	3	oil-filled	1280	880	1480	50	35	58	TBA	1350	TBA	2975
TBA	315	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	685	3900	60	3	oil-filled	1300	850	1600	51	34	63	TBA	1400	TBA	3086
TBA	315	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	820	4100	60	3	oil-filled	1580	960	1780	62	38	70	TBA	1800	TBA	3967
TBA	400	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	740	4600	60	3	oil-filled	1280	880	1480	50	35	58	TBA	1600	TBA	3637
TBA	400	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	830	4600	60	3	oil-filled	1320	950	1600	52	37	63	TBA	1750	TBA	3747
TBA	400	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	950	5500	60	3	oil-filled	1650	1000	1800	65	39	71	TBA	1980	TBA	4364
TBA	500	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	880	5500	60	3	oil-filled	1350	900	1520	53	35	60	TBA	2000	TBA	4408
TBA	500	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	980	5500	60	3	oil-filled	1400	980	1630	55	39	64	TBA	2100	TBA	4628
TBA	500	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	1200	6300	60	3	oil-filled	1720	1050	1870	68	41	74	TBA	2350	TBA	5179
TBA	630	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	1050	6500	60	3	oil-filled	1550	950	1520	61	37	60	TBA	2300	TBA	5069
TBA	630	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	1150	7200	60	3	oil-filled	1650	1000	1630	65	39	64	TBA	2500	TBA	5510
TBA	630	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	1450	7500	60	3	oil-filled	1750	1050	2100	69	41	83	TBA	2900	TBA	6392
TBA	800	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	1250	8000	60	3	oil-filled	1650	1000	1550	65	39	61	TBA	2700	TBA	5951
TBA	800	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	1390	8600	60	3	oil-filled	1700	1100	1680	67	43	66	TBA	2950	TBA	6502
TBA	800	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	1750	9000	60	3	oil-filled	1800	1150	2200	71	45	87	TBA	3200	TBA	7053
TBA	1000	$\Delta/Yn-11$	11000	1	11000	230	1500	9500	60	3	oil-filled	1650	1000	1580	65	39	62	TBA	3000	TBA	6612
TBA	1000	$\Delta/Yn-11$	22000	1	22000	230	1650	10500	60	3	oil-filled	1750	1100	1800	69	43	71	TBA	3450	TBA	7604
TBA	1000	$\Delta/Yn-11$	33000	1	33000	230	2000	10500	60	3	oil-filled	1900	1150	2300	TBA	TBA	TBA	TBA	3800	TBA	8375

# ANEXO No. 35

## NOMENCLATURA DEL CABLE DE SUPERFICIE



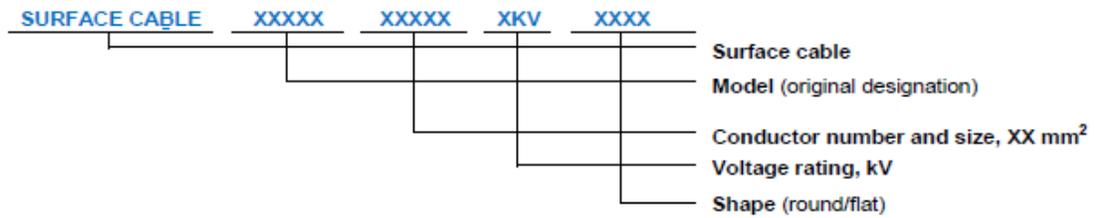
**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**SURFACE CABLE**

### GLOSSARY

### SURFACE CABLE



## ANEXO No. 36

### SELECCIÓN DEL CABLE DE SUPERFICIE



**NOVOMET®** |

ESP CATALOG

**SURFACE CABLE**

#### SURFACE CABLE SPECIFICATION

Description	Conductor size		Conductor	Current rate, amps	Weight		Part Number
	AWG#	mm <sup>2</sup>			lb/ft	kg/m	
<b>Surface cable, 1kV, round (temperature rating - 400 °F / 205 °C) by Kamkabel</b>							
SURFACE CABLE, KGHL, 3X35MM2+1X16MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	35	Solid	160	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X50MM2+1X16MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	50	Solid	250	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X70MM2+1X25MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	70	Solid	400	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X95MM2+1X35MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	95	Solid	630	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X120MM2+1X50MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	120	Solid	800	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X150MM2+1X70MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	150	Solid	1000	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X185MM2+1X95MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	185	Solid	1200	TBA	TBA	TBA
SURFACE CABLE, KGHL, 3X240MM2+1X120MM2, 1KV, ROUND, BY KAMKABEL	-	240	Solid	1600	TBA	TBA	TBA