



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Aplicación del análisis Nodal para la evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-sumergible del campo ESPOL III

TESIS DE SEMINARIO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

Presentado por:

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

Marco Alexander Caizapanta Apolo

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2011

AGRADECIMIENTO

A Dios por el amor y por ser mi guía en todas las decisiones tomadas

A los maestros de esta prestigiosa Universidad por compartir e impartir todos sus conocimientos

A todas las personas que de alguna manera ayudaron a la realización del presente trabajo.

A los ingenieros Bolívar Miranda y Kleber Malave por su gran colaboración en el desarrollo de este trabajo

Danilo A. Arcentales Bastidas

DEDICATORIA

A mis padres por ser ese apoyo incondicional que todo hijo necesita para salir adelante.

A mis hermanos por el cariño que siempre me dieron

A mis abuelos, a mis familiares y a mi novia, que estuvieron conmigo en todo momento

Danilo A. Arcentales Bastidas

AGRADECIMIENTO

A los Ingenieros Bolívar Miranda y Kleber Malavé por su gran colaboración en la organización y desarrollo de este trabajo.

A los prestigiosos docentes de esta prestigiosa universidad que inculcaron en mi dedicación y que compartieron sus conocimientos desinteresadamente.

A todas las personas que ayudaron a la culminación de este proyecto antes y durante la realización del mismo.

Marco A. Caizapanta Apolo

DEDICATORIA

A mis padres por confiar en mí y brindarme su ayuda, comprensión y dedicación durante toda mi vida, lo que hay hecho de mi una persona de bien con la confianza necesaria para enfrentar cualquier desafío.

A mi abuelita, Celeste Sánchez de Apolo que siempre ha sido un pilar fundamental para mí.

A mi novia por su incondicional apoyo y por estar a mi lado en los buenos y malos momentos.

Marco A. Caizapanta Apolo

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Gastón Proaño.

Sub DECANO DE LA FICT

PRESIDENTE

Ing. Bolívar Miranda

DIRECTOR DE TESINA

VICEPRESIDENTE

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por la investigación, ideas y doctrinas expuestos en este trabajo, nos corresponde exclusivamente y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

Danilo Arcentales B.

Marco Caizapanta A.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar el Sistema de levantamiento artificial por Bombeo-Eléctrico del Campo ESPOL III. Teniendo como objetivo la Optimización del mismo mediante un Análisis Nodal; considerando las características del yacimiento y los sistemas de producción instalados en los pozos del campo , mediante la realización de análisis de sensibilidad de las variables más importantes con el fin de cuantificar su impacto sobre la producción.

En el capítulo 1, describimos las principales características del campo ESPOL III entre ellas su litología, su ubicación e historia y su estratigrafía. Citamos también sus reservas.

En el capítulo 2, discutimos los principios básicos de la dinámica de yacimientos como el comportamiento de influjo y la altura total dinámica.

En el capítulo 3, presentamos todos los equipos del sistema de bombeo electro sumergible BES y sus funciones y las principales ventajas y desventajas del sistema.

En el capítulo 4, revisamos los parámetros más importantes para la correcta selección y diseño del equipo BES.

En el capítulo 5, describimos los principios del análisis nodal aplicando el mismo para la evaluación y el rediseño de un sistema BES.

En el capítulo 8, finalmente presentamos las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado, así como también se muestran los anexos utilizados en el mismo.

Índice General

	Pág.
RESUMEN.....	III
ÍNDICE GENERAL.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	IX
INDICE DE TABLAS.....	XI
INDICE DE ANEXOS.....	12
ABREVIATURAS.....	14
INTRODUCCION.....	17
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
 CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESPOL III	
1.1 Introduccion	19
1.2 Ubicación Geográfica e Historia.....	20
1.3 Estructura Geologica	21
1.4 Estratigrafía.....	22
1.4.1 Formacion Basaltena	23
1.4.2 Formacion Napo	24
1.4.2.1 Napo Superior	24
1.4.2.2 Napo Medio.....	24
1.4.2.3 Napo Inferior	24
1.4.2.3.1 Napo U.....	24
1.4.2.4 Napo Basal	24

1.4.2.4.1. Napo T	25
1.4.3 Formacion Hollin	25
1.4.3.1 Holln Superior	25
1.4.3.2 Hollin Inferior	25
1.5 Caracteristicas del crudo.....	25
1.6 Caracteristicas Petrofsicas de los yacimientos	26
1.7 Reservas.....	27
1.7.1 Volumen INSITU de los yacimientos	27
1.7.2 Reservas explotadas	27
1.7.3 Reservas remanentes.....	27

CAPÍTULO II: DINAMICA DE YACIMIENTOS

2.1 Comportamiento del Influj o	28
2.1.1 Indice de Productividad IP	29
2.1.2 Correlacon de Vogel para IPR	32
2.2 Altura Dinamica Total (TDH).....	34
2.2.1 Presion de cabeza (THP).....	34
2.2.2 Presion hidrostatica o levantamiento neto (LVN).....	34
2.2.3 Perdidas de presion por friccion (Pf).....	35

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)

3.1 Generalidades.....	38
3.2 Sistema BES.....	38
3.2.1 Equipo de Superficie	39
3.2.1.1 Transformador	40
3.2.1.1.1 Transformador Reductor	40
3.2.1.1.2 Transformador Elevador	40
3.2.1.2 Variador	41
3.2.1.3 Caja de venteo.....	42

3.2.1.4 Cable electrico para alta tension	43
3.2.2.5 Cabezal del pozo	44
3.2.2 Equipos de fondo	44
3.2.2.1. Sensor.....	45
3.2.2.2 Motor.....	45
3.2.2.3 Protectores.....	46
3.2.2.4 Separador de gas	47
3.1.2.5 Bomba.....	48
3.1.2.6 Descarga.....	49
3.1.2.7 Cable Eléctrico de Potencia	50
3.3 Ventajas y Desventajas	51

CAPÍTULO IV: SELECCIÓN DEL EQUIPO BASICO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

4.1. Datos Basicos Requeridos del Pozo	53
4.2. Selección de la Bomba Electro Sumergible	54
4.2.1 Serie de la Bomba	55
4.2.2 Tipo de Bomba.....	55
4.2.3 Calculo del numero de etapas	57
4.3 Selección del motor	59
4.4 Selección del Cable de Potencia	61
4.4.1 Tamaño del cable	61
4.4.2 Tipo de cable	62
4.4.3 Longitud del cable.....	63
4.5 Switchboard y VSD	63
4.6 Transformadores.....	65

CAPÍTULO V: ANALISIS NODAL

5.1 Analisis Nodal de un Sistema de Produccion.....	66
5.2 Analisis Nodal del Sistema de Produccion con BES.....	66

5.2.1 Curva de Rendimiento del Pozo con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro Sumergible	71
5.3 Curva de Rendimiento del Pozo con Levantamiento Artificial BES.....	71
5.4 Evaluacion del Pozo ESP-01	73
5.4.1 Datos del pozo	73
5.4.2 Historial de Produccion del Pozo ESP-01	74
5.4.3 Curva de Rendimiento del Pozo	74
5.5 Optimizacion del Pozo ESP-01	77
5.5.1 Dimensionamiento de la bomba.....	80
5.5.2 Selección del motor	80

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones	82
6.2 Recomendaciones	83
6.3 Referencias Bibliográficas.....	84
6.4 Anexos	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Mapa de Ubicación de los pozos del campo ESPOL III.....	20
Figura 1.2: Mapa de Ubicación del campo ESPOL III.....	21
Figura 1.3: Mapa Estructural del campo ESPOL III	22
Figura 1.4: Lítología de la Cuenca Oriente	23
Figura 2.1: Relacion del Comportamiento de Influjos	31
Figura 2.2: Correlacion de Vogel para el IPR	33
Figura 2.3: Diagrama para estimar las pérdidas de levantamiento por fricción vs la tasa de producción	36
Figura 2.4: Componentes del TDH	37
Figura 3.0: Diseño completo de un sistema BES.....	39
Figura 3.1: Transformadores.....	40
Figura 3.2: Equipos de superficie, Variador	42
Figura 3.3: Caja de Venteo	43
Figura 3.4: Cable eléctrico y los equipos que conecta	43
Figura 3.5: Cabezal del pozo	46
Figura 3.6: Equipos de fondo.....	46
Figura 3.7: Sensor	45
Figura 3.8: Motor.....	46
Figura 3.9: Protector	47
Figura 3.10: Separador de gas	48
Figura 3.11: Componentes de las etapas de la bomba: a) impulsor, b) difusor	48
Figura 3.12: Bomba centrífuga.....	49
Figura 3.13: Cable de Potencia.....	50
Figura 4.1: Curvas de Comportamiento de la Bomba	56
Figura 4.2: Levantamiento por etapa	58
Figura 4.3: Caída del voltaje del cable	62
Figura 4.4: Aplicación con VSD	65
Figura 4.4: Análisis Nodal de un pozo	67

Figura 5.1: Componentes del Sistema de Produccion con el perfil de presiones	67
Figura 5.2: Perfil de Presiones en Bombeo Electro Sumergible	69
Figura 5.3: Diagrama para estimar las pérdidas de levantamiento por fricción vs la tasa de producción	71
Figura 5.4: Curvas de presion de entrada y descarga del pozo.....	72
Figura 5.5: Curva de rendimiento del pozo con levantamiento artificial BES	73
Figura 5.6: Curva de rendimiento del pozo ESP-01.....	76
Figura 5.7: Curva de rendimiento del pozo ESP-01 optimizado	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Características del Campo ESPOL III	19
Tabla 1.2: Características del crudo.....	26
Tabla 1.3: Características Petrofísicas de los Yacimientos.....	26
Tabla 1.4: Características Petrofísicas de los Yacimientos.....	26
Tabla 1.5: Volumen INSITU de los Yacimientos del Campo ESPOL III	27
Tabla 1.6: Reservas Recuperadas.....	27
Tabla 1.7: Reservas Remanentes.....	27
Tabla 5.1: Datos requeridos del pozo	73
Tabla 5.2: Historial de Producción pozo ESP-01	74
Tabla 5.3: Perfil de presiones en el pozo	75
Tabla 5.4: Producción esperada del pozo ESP-01	77
Tabla 5.5: Nuevo perfil de presiones del pozo ESP-02.....	78

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1-A: COMPLETACION ACTUAL DEL POZO ESP-01	85
ANEXO 2-A: COMPLETACION ACTUAL DEL POZO ESP-01 (OPTIMIZACION)	87
ANEXO 1-B: CAPACIDADES RECOMENDADAS DE BOMBAS CENTRIFUGAS SUMERGIBLES OPERANDO A 60 Hz y 3500 RPM DE REDA- SCHLUMBERGER	89
ANEXO 2-B: DATOS OPERACIONALES DE MOTORES SUMERGIBLES SELECCIONADOS A 60 Hz y 3500 RPM DE REDA-SCHLUMBERGER....	93
ANEXO 3-B: CATALOGO DE BOMBAS SERIE 400 REDA-SCHLUMBERGER	97
ANEXO 4-B CURVA DE COMPORTAMIENTO BOMBA D475N REDA	99
ANEXO 5-B: CURVA DE CABEZA POR ETAPA BOMBA D475N REDA	101
ANEXO 6-B: CURVA DE COMPORTAMIENTO BOMBA DN1100	103
ANEXO 7-B: CURVA DE CABEZA POR CADA ETAPA BOMBA DN1100 REDA	105
ANEXO 8-B: TABLA DE MOTORES SERIE 400 REDA	107
ANEXO 9-B: TABLA DE PROTECTORES SERIE 400	109

ANEXO 10-B:
TABLA DE INTAKES – GAS SEPARATORS REDA.....111

ANEXO 1-C:
PROPIEDADES FISICAS DEL PETROLEO DE LOS CAMPOS DEL DISTRITO
EN BASE A LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL LABORATORIO DE
YACIMIENTOS.....113

ABREVIATURAS

BES = Bombeo Electro Sumergible

BPPD = Barriles de Petróleo Por Día

BFPD = Barriles de Fluidos Por Día

BSW = Sedimentos básicos y agua, %

Acres = Unidad de área

API = American Petroleum Institute, API

GOR o RGP = Relación gas- petróleo

SCF/STB = Standard cubic feet/Stock tank barrel

md = Milidarcy, unidad de permeabilidad

IPR = Relación de rendimiento de influjo del pozo

BT = Basaltena

Hs = Hollín Superior

Hi = Hollín Inferior

Bls = Barriles

Ø = Porosidad, %

h = Espesor de la formación, ft (pies)

Sw = Saturación de agua, %

So = Saturación de petróleo, %

IP o J = Índice de productividad, stb/psi-día

q = Tasa de producción, stb/d

k = Permeabilidad efectiva, md

h = Espesor de pago, ft

u = Viscosidad del liquido, cp (centipoise)

B = Factor volumétrico del liquido bbl/stb

r_e = Radio de drenaje del pozo, ft

r_w = Radio de la cara del pozo, ft

p_R = Presión del reservorio, psi

p_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi

$\overline{p_R}$ = Presión de reservorio, psi

q_{max} = Tasa máxima de producción, stb/d (stock tank barrel/día)

TDH = Cabeza Total Dinámica

THP = La presión de cabeza del tubing

LVN = Levantamiento neto, ft (pies)

PB = Profundidad de asentamiento de la bomba en TVD, ft

$P_{ca\ sin\ g}$ = Presión en la tubería de revestimiento, psi

PIP = Presión de entrada a la bomba, psi

G_g = Gradiente del gas, psi/ft

G_o = Gradiente del petróleo, psi/ft

Pf = Pérdidas de presión por fricción

V = Voltios

KVA = Potencia Aparente

V/Hz = Voltios/Hertz

CHP = Presión de cabeza del casing, psi

SGw = Gravedad específica del agua

SGg = Gravedad específica del gas

Pb = Presión de punto de burbuja del gas, psi

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp

BHP = Caballos de Potencia por cada etapa, HP

Eff = Eficiencia de la bomba, %

C = Capacidad de la bomba, bls/día

TVD = Profundidad total vertical

MD = Profundidad medida

PVT = Presión, volumen y temperatura (Análisis de laboratorio)

VSD = Variador de frecuencia

AM = Amperaje del motor

pws = Presión estática del yacimiento

pwh = Presión en el cabezal

Pdesc = Presión de descarga de la bomba

ΔP_{pump} = Diferencial de presión ocasionado por la bomba; psi

ΔP_{fr} = Diferencial de presión por fricción; psi

γ_f = *gravedad específica del fluido*

ID = Diámetro Interno

RPM = Revoluciones por minuto

HP = Potencia requerida por el motor

INTRODUCCION

Este documento trata sobre la aplicación y evaluación del sistema de levantamiento artificial de petróleo por bombeo electro sumergible en el campo ESPOL III y sobre sus requerimientos para una correcta selección de la bomba mediante un análisis nodal.

Los principales componentes del sistema de bombeo electro sumergible son el motor, el protector, el separador de gas, la bomba y el cable

A medida que vayamos desarrollando el tema, iremos explicando los componentes de este sistema

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La importancia del presente trabajo consiste en presentar una alternativa al diseño actual del sistema BES en los pozos del campo ESPOL III, mediante la aplicación de un análisis Nodal para optimizar la producción del campo en estudio. Debido a que las condiciones del pozo varían conforme su producción, este trabajo tiene como finalidad ser una solución a la baja productividad en un futuro.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCION DEL CAMPO ESPOL III

1.1 Introducción

El campo ESPOL III fue puesto en producción el 6 de Julio de 1972 con una producción máxima registrada de 117.591 BPPD. El campo tiene una longitud N-S de 28.5 Km, un ancho que varia entre 4 a 9 Km, el campo ESPOL III tienen un área de 41.000 acres, siendo el segundo campo más grande del país. Actualmente tiene una producción promedio de alrededor de 49.000 BPPD de un crudo de 28° API, proveniente de las arenas Hollín, Basal Tena, Napo U, Napo T. Tiene 225 pozos perforados, de los cuales 158 son productores, convirtiéndose en el segundo campo que aporta con mayor producción de petróleo. 100Km²

CARACTERISTICAS DEL CAMPO ESPOL III
TABLA 1.1

Area Desarrollada (Km ²)	100
Area Total (Km ²)	300
Nº De Pozos	225
Nº De Pozos Productores	158
Nº De Pozos Inyectores	6
Nº De Pozos con Flujo Natural	11
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	112
Nº De Pozos con Bombeo Electro sumergible	35
Grado API (°) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	49700

Fuente: Ingeniería de Petróleo – EP-PETROCUEDOR

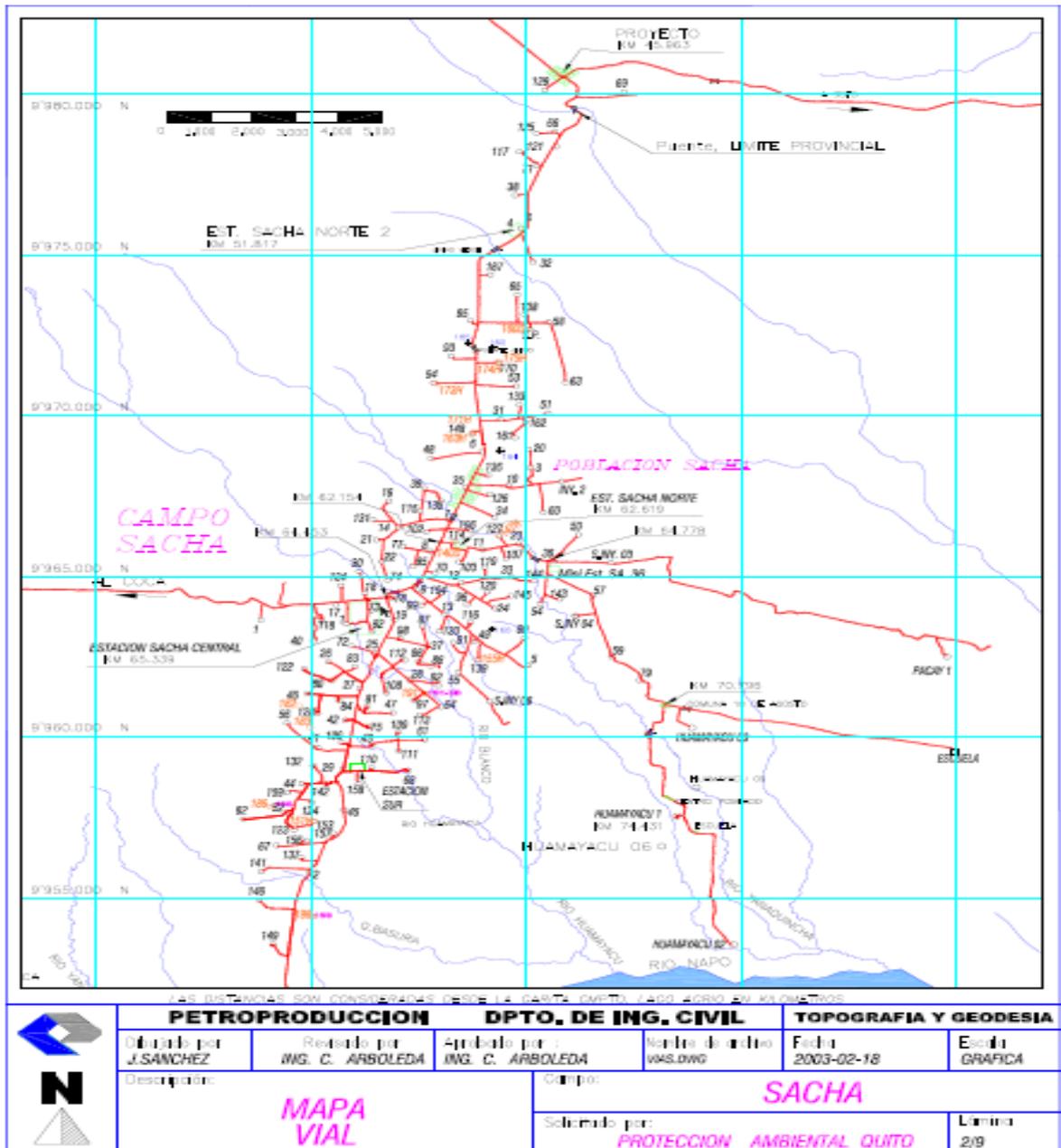


FIGURA 1.1
MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO ESPOL III
 Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.2 Ubicación e Historia

El campo ESPOL III se encuentra ubicado en la provincia de Francisco de Orellana al Nororiente de la región Amazónica Ecuatoriana, teniendo como limites: al Norte las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur los Campos Culebra – Yulebra, al Este los Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi – Aguarico mientras que al Oeste los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

El campo fue descubierto por la compañía Texaco – Gulf en 1969, el primer pozo exploratorio perforado fue el ESPOL I con una profundidad de 10160 ft y una producción inicial de 1328 BPPD de un petróleo de 29.9 °API y un BSW de 0.1% de Hollín Inferior.

En la figura 1.2 se visualiza la ubicación del Campo ESPOL III

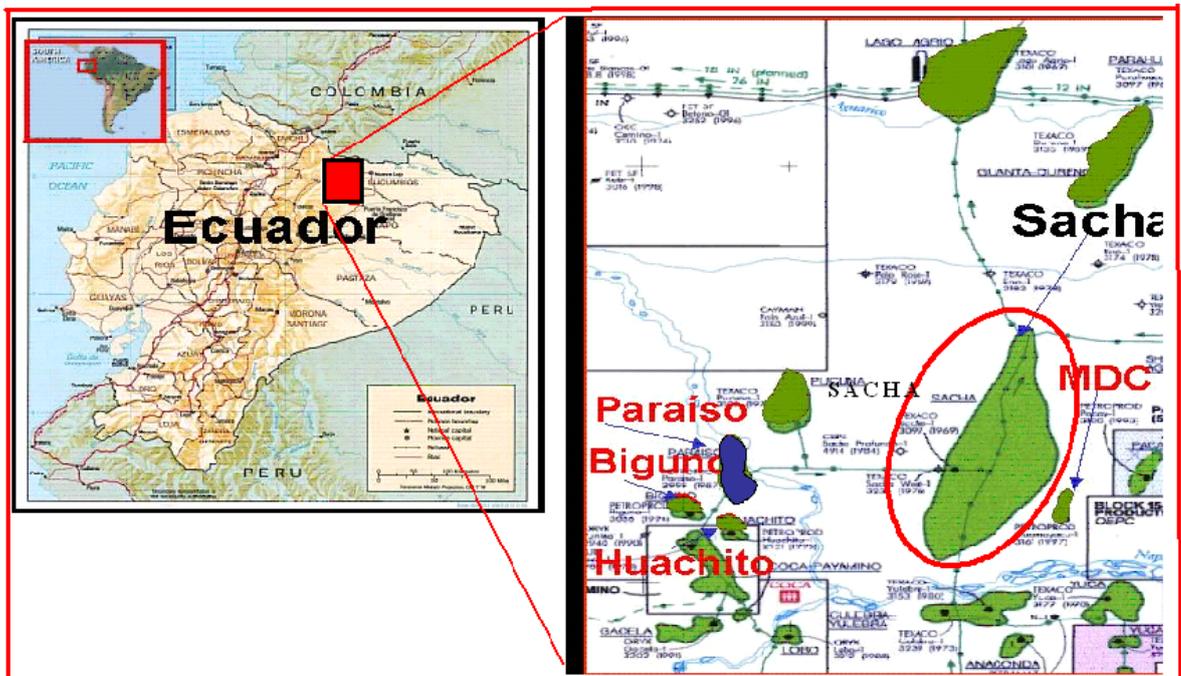


FIGURA 1.2
MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO ESPOL III

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.3 Estructura Geológica

El Campo ESPOL III se encuentra formado estructuralmente por un anticlinal asimétrico fallado al Oeste. Esta falla llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

Su eje principal está en dirección NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca.

Posee también un sistema de fallas secundarias, orientadas en dirección Sureste-Noroeste, que dividen algunos de sus yacimientos.

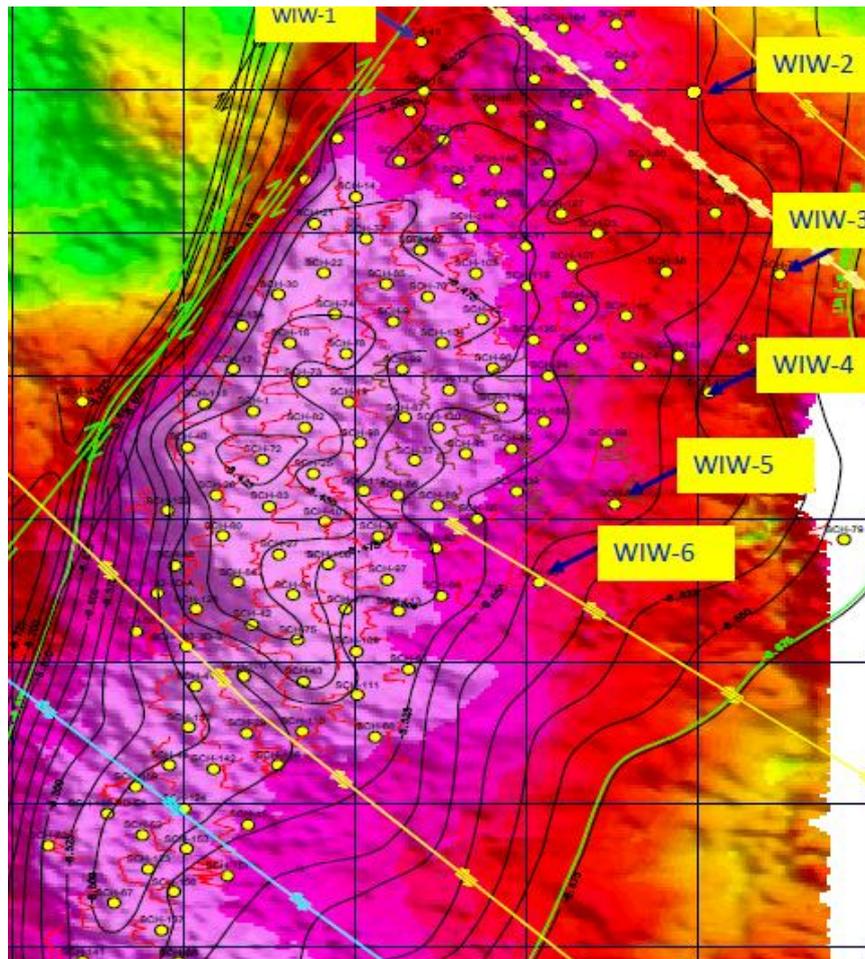


FIGURA 1.3
MAPA ESTRUCTURAL CAMPO ESPOL III
 Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

1.4 Estratigrafía del campo ESPOL III

El petróleo de la Cuenca Oriente proviene de las formaciones: Hollín (Superior e Inferior), Napo (Areniscas “T”, “U”) y Basal Tena.

A continuación se muestra una ilustración de la columna litológica de la cuenca.

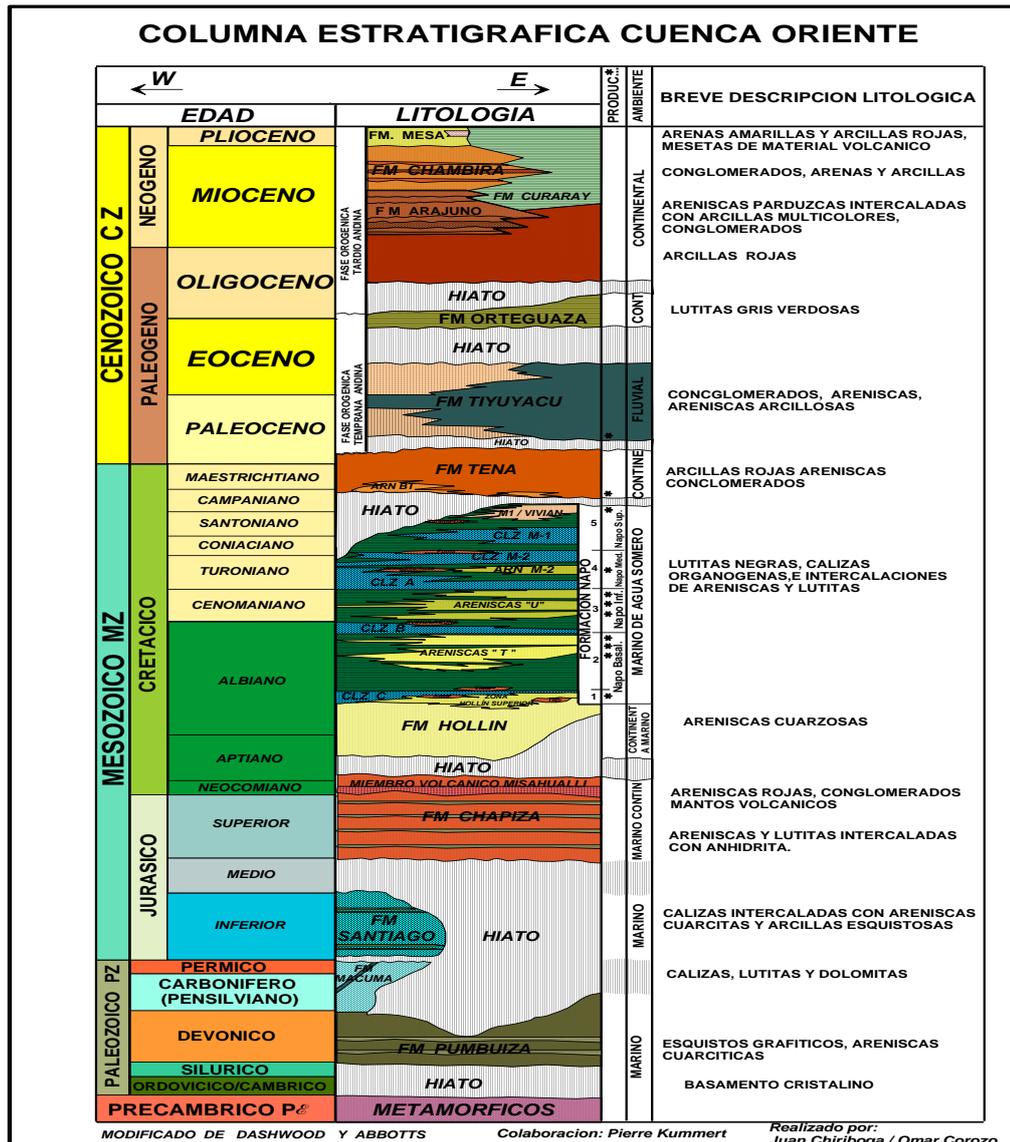


FIGURA 1.4
LITOLOGIA DE LA CUENCA ORIENTE

1.4.1 Formación Tena

Con un espesor aproximado de 400 a 3200 pies, se encuentra definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la formación Napo, de grano medio a fino y de matriz arcillosa.

Se la puede subdividir en:

- **Tena Superior:** Tiene un ambiente de depositación continental y pertenece al Paleoceno

- **Basaltena:** Tiene un ambiente de depositación entre continental y marina somera.

1.4.2 Formación Napo

Areniscas con dos acuíferos laterales siendo este y el gas en solución sus principales mecanismos de producción, se encuentra constituida por lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas y se la subdivide en:

1.4.2.1 Napo Superior

Constituida por las calizas “M-1”, las areniscas superiores “M-2”.

1.4.2.2 Napo Medio

Constituida por las Calizas “A” y las Calizas “M-2”.

1.4.2.3 Napo Inferior

Se encuentra sobre la formación Napo Basal y se está constituida por las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”.

1.4.2.3.1 Napo U

Se encuentra ubicada a 8530 ft con un espesor que va desde 20 a 60 ft. Es una arenisca que presenta de granos muy finos, sub-redondeados, con una porosidad de 17% y una permeabilidad de 100 md.

Posee un GOR de 270 para U Superior y 240 SCF/STB para U inferior, un crudo de 27° y 23° respectivamente.

1.4.2.4 Napo Basal

Constituidas por lutitas negras y las Areniscas "T".

1.4.2.4.1 Napo T

Se encuentra ubicada a 8765 ft, con un espesor que va de 20 a 44 ft. Es una arenisca con incrustaciones de lutita, presenta un grano de fino a medio, posee una porosidad de 18% y una permeabilidad de 200 md.

Posee un GOR de 436 SCF/STB y un crudo con un promedio de 30° API.

1.4.4 Formación Hollín

Arenisca con cemento de matriz silícea, ubicada a 8975 ft. Posee un empuje hidráulico de fondo.

1.4.4.1 Hollín Superior

Arenisca consolidada de grano fino a medio, con un espesor que va desde los 30 a 70 ft. Posee una porosidad de 14% y una permeabilidad de 70.md. Arena con un GOR de 124 SCF/STB y un crudo promedio de 27° API.

1.4.4.2 Hollín Inferior

Arenisca cuarzosa, de grano medio, espesor que va de 30 a 110 ft. Posee una porosidad de 18% una porosidad de 500 md.

Tiene un GOR de 35 SCF/STB y un crudo promedio de 29° API.

1.5 Características del Crudo

A continuación se muestra la tabla 1.2

CARACTERISTICAS DEL CRUDO

TABLA 1.2

ZONA	GRAVEDAD	AZUFRE
	°API	%
BT	27 a 29	Sin dato
“U”	27 a 29	1.15 a 1.23
“T”	27 a 28	0.80 a 0.90
Hollín	27 a 28	0.4 a 1.1

Fuente: Ingeniería de Petróleo – EP-PETROCUEDOR

1.6 Características Petrofísicas de los Yacimientos.

A continuación se muestra la tabla 1.3

CARACTERISTICAS PETROFISICAS DE LOS YACIMIENTOS

TABLA 1.3

RESERVORIO	VALORES PROMEDIOS					
	Espesor (ft)	Ø (%)	°API	Sw (%)	So (%)	K mD
BT	9	18	24.1	34.3	65.7	300
U	20-60	17	27-29	12.8	67.2	100
Ts			27-29			
Ti	20-44	15.6	27-28	20	80	200
Hs	30-70	14	27-29	33.3	66.7	70
Hi	30-110	18	27-28	29.4	70.6	500

CARACTERISTICAS PETROFISICAS DE LOS YACIMIENTOS

TABLA 1.4

RESERVORIO	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL	PUNTO DE BURBUJA
BT	3587	2800	807
U	4054	1460	1052
Ts			
Ti	4116	1411	1310
Hs	4450	2389	550
Hi	4450	3008	78

1.7 Reservas

1.7.1 Volumen INSITU de los Yacimientos

A continuación se muestra la tabla 1.5

Volumen INSITU de los Yacimientos del Campo ESPOL III	
ARENA	VOLUMEN INSITU (CS) BLS
BASAL TENA	67'692.332
U	762'615.924
T	483'325.941
HOLLÍN	2137'516.953
TOTAL	3451'151.150

1.7.2 Reservas Explotadas

A continuación se muestra la tabla 1.6

ARENA	RESERVAS RECUPERADAS BLS
BASAL TENA	15'771.662
U	176'320.446
T	83'419.766
HOLLÍN	430'687.635
TOTAL	706'199.509

1.7.3 Reservas Remanentes

A continuación se muestra la tabla 1.7

ARENA	RESERVAS REMANENTES BLS
BASAL TENA	1'848.305
U	128'115.831
T	101'500.739
HOLLIN	260'371.596
TOTAL	491'836.471

CAPITULO 2

2. DINAMICA DE YACIMIENTOS

2.1 COMPORTAMIENTO DEL INFLUJO

Introducción

Para el diseño de un sistema de levantamiento artificial se necesita conocer entre otros parámetros de la formación, las tasas de producción de los fluidos que son producidos por el reservorio y sus presiones fluyentes y estáticas. Estos parámetros de orden técnico permitirán :

- La selección correcta del sistema de levantamiento
- El diseño detallado del equipo de producción
- Predicción del comportamiento futuro del pozo

En la ingeniería de producción, el influjo de los fluidos desde la formación hacia el pozo es un indicativo de su potencial. El pozo y la formación productiva están interconectados en la cara de la arena donde el reservorio está abierto al flujo.

Si el pozo permanece cerrado por un largo periodo de tiempo la presión en la cara de la arena iguala la presión de reservorio y no ocurre influjo hacia el pozo. Un pozo empieza a producir cuando la presión de la cara de la arena decrece por debajo de la presión de reservorio.

Como resultado, las partículas de los fluidos en la vecindad del pozo se mueven en la dirección de la presión que decrece; de acuerdo con lo que

establece la ley de Darcy y después de un periodo inicial, se alcanza una tasa estabilizada.

La propia descripción del comportamiento del pozo requiere de la relación entre la presión de fondo y las tasas de producción estabilizadas. La función resultante es la relación de comportamiento de flujo del pozo (IPR) y usualmente es obtenida mediante pruebas de pozos

Podemos obtener el IPR graficando p_{wf} vs q . De esta manera el IPR puede ser representado por una constante de índice de productividad "J" conocida también como IP.

2.1.1. Índice de Productividad IP

El Índice de Productividad (IP) fue desarrollado usando las siguientes asunciones

- Que el flujo es radial alrededor del pozo
- Que está fluyendo un líquido incomprensible
- Que la distribución de la permeabilidad en la formación es homogénea
- Que la formación se encuentra totalmente saturada con un determinado líquido.

Para las condiciones previas, la ecuación de Darcy puede ser resuelta para encontrar la tasa de producción del pozo:

$$q = \frac{0.00708kh}{uB \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (p_R - p_{wf}) \quad \text{Ec. 2.1.1 (1)}$$

Donde:

q = tasa de liquido, stb/d

k = permeabilidad efectiva, md

h = espesor de pago, ft

u = viscosidad del liquido, cp

B = factor volumétrico del liquido bbl/stb

r_e = radio de drenaje del pozo, ft

r_w = radio de la cara del pozo, ft

p_R = presión del reservorio, psi

p_{wf} = presión de fondo fluyente, psi

La mayoría de estos parámetros que se encuentran del lado derecho de la ecuación son constantes y se puede convertir en un coeficiente llamado IP.

Este coeficiente es igual a la tasa de flujo dividida por la reducción de presión por producción (drawdown):

$$IP = \frac{q}{(p_R - p_{wf})}$$

Ec. 2.1.1 (2)

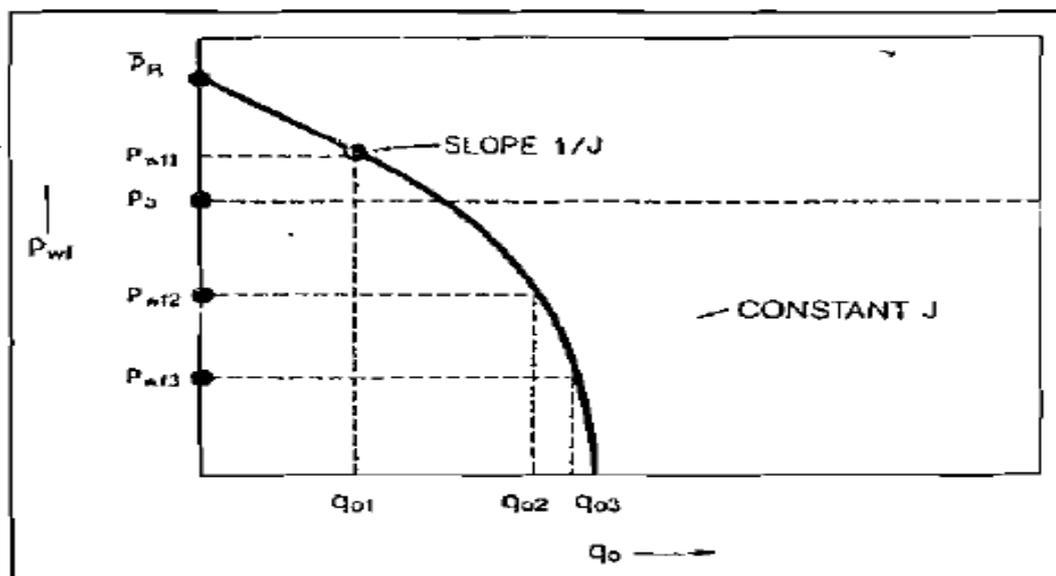


FIG 2.1 Relación del Comportamiento de Influjo (IPR)
Fuente: Dale Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis

La grafica p_{wf} vs q va a ser lineal y la pendiente de la recta será $-1/J$, con intercepciones de $p_{wf} = \bar{p}_R$ y $q = q_{max}$ para valores de $q = 0$ y $p_{wf} = 0$, respectivamente.

Si el valor de J cambia, la pendiente del grafico de IPR va a cambiar, y la relación lineal entre p_{wf} y q ya no va a existir. Para reservorios de petróleo, los principales factores que afectan el IPR son:

1. Una disminución en la permeabilidad relativa del petróleo a medida que la saturación de gas aumenta.
2. Un aumento en la viscosidad del petróleo a medida que la presión disminuye por debajo de la presión de saturación.
3. El daño de formación ó la estimulación alrededor del pozo

Estos factores pueden cambiar como resultado de un cambio en la caída de presión a un valor constante de P_R ó con una disminución de P_R debido a la depletación.

En algunos pozos con levantamiento artificial, la presión de fondo está por debajo de la presión de burbujeo. Por lo tanto, existe gas libre presente en el reservorio cerca de la cara de la arena, y las asunciones que fueron usadas para desarrollar la ecuación de IP ya no son válidas.

Este efecto fue observado notando que el IP no era constante como se sugirió en la ecuación 2.1 (2) y las pruebas de pozos nos indican que la línea recta se convirtió en una curva.

La principal causa de la forma de la curva es la liberación de gas en solución debido a la caída de presión en la vecindad de la cara del pozo. Este efecto crea un incremento de saturación de gas y una disminución simultanea de la permeabilidad efectiva del líquido.

La tasa de líquido disminuye en comparación a las condiciones de una sola fase y el pozo produce menos líquido que el que se producía en una línea recta de IP. Por lo tanto el concepto de IP no puede ser usado para pozos produciendo por debajo del punto de burbuja.

2.1.2 Correlación de Vogel para el IPR

Vogel consideró casos de presiones por debajo del punto de burbuja y los efectos de las caídas de presión en las propiedades de los fluidos. Luego de analizar varias combinaciones Vogel encontró que todas las curvas de IPR calculadas exhibían la misma forma general. Esta forma es aproximada por la ecuación que viene dada a continuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_R} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.1.2}$$

Donde:

q = tasa de producción a una p_{wf} , stb/d

q_{\max} = máxima tasa de producción, stb/d

p_R = presión promedio de reservorio, psi

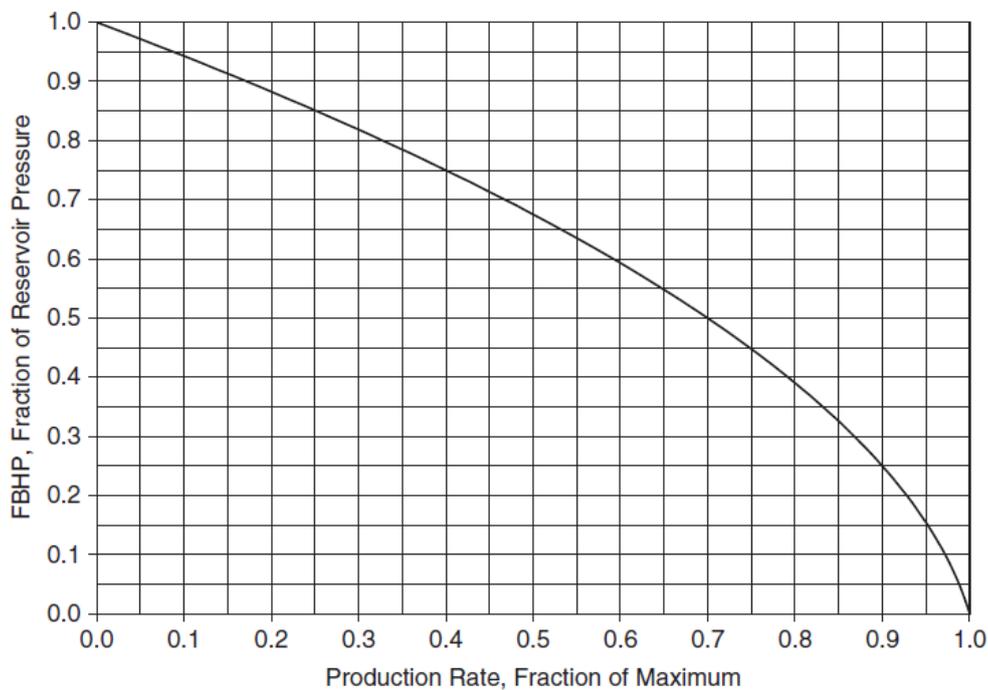


FIG 2.2 Correlación de Vogel para el IPR

Fuente: Electrical Submersible Pumps Manual - Design, Operations, and Maintenance, De Gabor Takacs

En el método de Vogel se necesita conocer la presión de reservorio con una tasa estabilizada y la correspondiente presión de fondo fluyente. Con estos datos es posible construir la curva de IPR del pozo.

En algunos casos, el IP de un pozo puede ser mejorado mediante procesos de estimulación: como acidificación o fracturamiento. La acidificación limpia la zona inmediata a las perforaciones y puede mejorar la porosidad en los yacimientos de calizas agrandando las cavidades que permiten el flujo del crudo.

El fracturamiento también puede mejorar la porosidad agrandando las grietas fracturas cercanas al pozo.

2.2 ALTURA DINAMICA TOTAL TDH

La altura dinámica total (TDH, total dynamic head) como sus siglas en inglés indican (TDH) es la altura total que tiene un líquido que debe ser bombeado, considerando las pérdidas por fricción en la tubería, esto quiere decir, la columna de fluido que la bomba necesita levantar para que este llegue a superficie.

Una vez que el fluido descargado por la bomba entra a la sarta de tubería, la presión de descarga de la bomba debe ser mayor a la suma de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo del camino del flujo a la tasa de producción actual del fluido.ç

Los componentes necesarios de la presión de descarga son:

2.2.1 La presión de cabeza (THP)

La presión de cabeza a una tasa dada de producción es encontrada a partir de la presión del separador y las pérdidas de presión a lo largo de la línea de flujo.

2.2.2 La presión hidrostática o levantamiento neto (LVN)

Ya que siempre hay una columna de fluido presente en el anular por encima de la bomba, la presión neta es igual a la profundidad vertical verdadera (TVD) del nivel dinámico del líquido, es decir la profundidad a la cual el nivel de líquido en la tubería de revestimiento se estabiliza. Este término se encuentra a partir de la presión de entrada en la bomba, suponiendo que hay una

columna de petróleo por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba como se muestra a continuación:

$$L_{Dinamico} = \frac{PB * G_o + P_{ca\ sin\ g} - PIP}{G_o - G_g} \quad \text{Ec. 2.2.}$$

Donde:

PB = Profundidad de asentamiento de la bomba en TVD, ft

$P_{ca\ sin\ g}$ = Presión en la tubería de revestimiento, psi

PIP = Presión de entrada a la bomba, psi

G_g = Gradiente del gas, psi/ft

La bomba generalmente se fija por debajo de esta profundidad para facilitar la inmersión necesaria para el buen funcionamiento de la misma y aumentar la vida útil. Una reglamentación en el Ecuador indica que la bomba debe estar al menos 500 pies por debajo del nivel estático, por seguridad para evitar problemas futuros de operación.

2.2.3 Las **pérdidas de presión por fricción (Pf)** que ocurren en la sarta de tubería a una tasa de flujo dada. Por lo general se aceptan pérdidas de fricción en la tubería de hasta 100 psi /1000 pies. Se aconseja un tamaño de tubería más grande cuando las pérdidas de levantamiento artificial por fricción son mayores a las recomendadas

Estas pérdidas pueden estimarse a partir de la **figura siguiente**, en donde las pérdidas están dadas por cada 1000 pies de longitud de tubería y se representan en función de la velocidad del líquido.

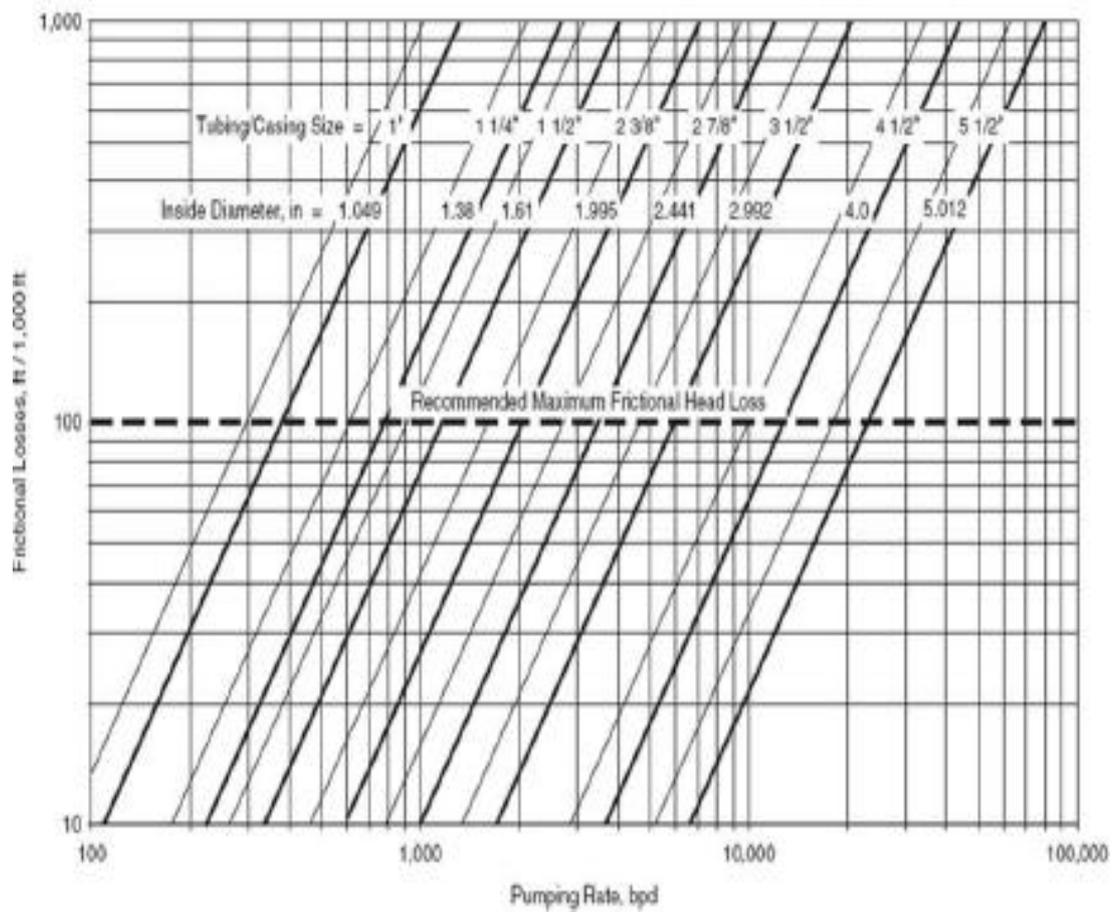


FIG 2.3: Diagrama para estimar las pérdidas de levantamiento por fricción vs la tasa de producción

El **TDH** es la suma de 3 componentes y se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{P.F} + \text{THP} \quad \text{Ec. 2.3}$$

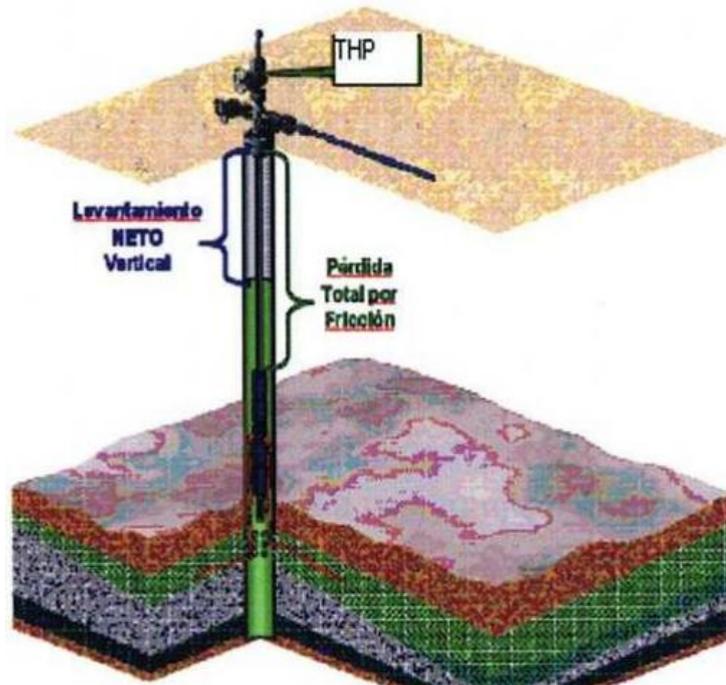


FIGURA 2.4 COMPONENTES DEL TDH

Fuente: Ruiz Jumbo Carlos Javier, Producción Simultanea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones concéntricas en el Bloque 15

CAPITULO 3

3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

3.1. GENERALIDADES

En la actualidad existen en nuestro País pocos pozos terminados que poseen aun la suficiente energía en el yacimiento, para que el flujo llegue hasta la estación de producción a una tasa que sea rentable y esta energía de levantamiento es producida fundamentalmente por el mecanismo de empuje natural que tiene cada yacimiento en particular.

La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que se hace necesario proporcionar energía externa para levantar la columna de fluido desde los yacimientos hasta el centro de producción.

3.2. SISTEMA BES

Una instalación de un sistema BES se encuentra formado por equipos de subsuelo y equipos de superficie.

En la figura 3.1 se muestran los principales componentes y las funciones que desempeñan dentro del sistema de bombeo electro sumergible

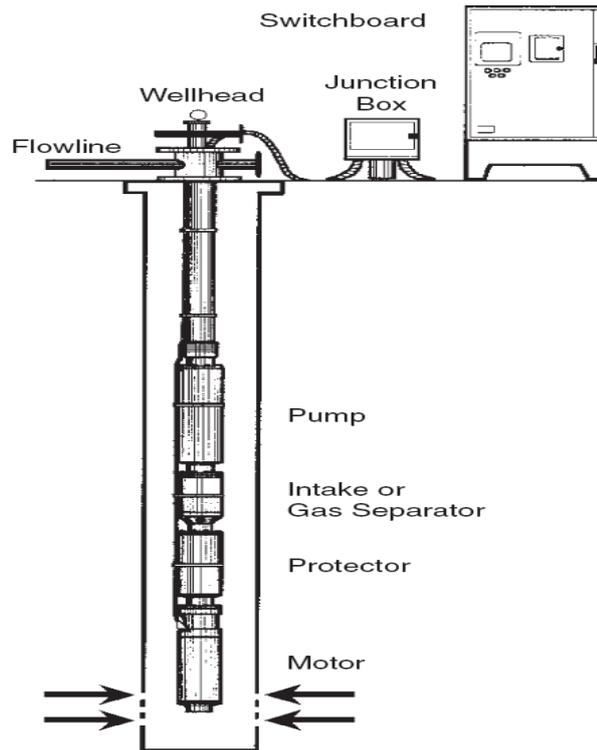


Figura 3.0: DISEÑO COMPLETO DE UN SISTEMA BES

3.2.1. Equipos de Superficie

Los equipos de superficie en un sistema BES están formados básicamente de:

- Transformador
- Variador
- Caja de venteo
- Cable eléctrico para alta tensión
- Cabezal del pozo

3.2.1.1. TRANSFORMADOR

La distribución de la potencia eléctrica a los campos petrolíferos varía generalmente de voltajes intermedios y altos entre los 6000 y 13800 voltios.

Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, es requerida una transformación de voltaje.

El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

Los transformadores pueden ser de una sola fase o de tres fases.

Normalmente cuando se usan transformadores de una sola fase para corriente de tres fases, se conectan tres transformadores juntos (uno por fase) y pueden configurarse de varias maneras.

Un transformador de una sola fase tiene un aspecto similar al de la figura.



FIGURA 3.1 Transformador

3.2.1.1.1 TRANSFORMADOR REDUCTOR

Transformador de potencia encargado de reducir la tensión de la línea de distribución, al nivel de tensión requerida por el variador de velocidad. En nuestro país generalmente se pasa de 13800V a 480V.

3.2.1.1.2 TRANSFORMADOR ELEVADOR

Utilizado para elevar la tensión de salida del variador, al valor de alimentación del motor. De esta manera se le puede entregar la potencia necesaria y así aumentar la eficiencia.

Dentro de este transformador funcionan múltiples etapas, elevando así en cada etapa el voltaje hasta llegar al voltaje óptimo el mismo que se basa en la potencia requerida por el motor en KVA.

3.2.1.2 VARIADOR

El variador o también conocido como VSD, es un dispositivo de potencia que permite controlar la velocidad de un motor de inducción al variar la frecuencia y el voltaje aplicado, en una relación constante (V/Hz) con el fin de mantener y conseguir condiciones óptimas de operación. Esto hace posible que, sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

El principio del VSD se basa en tomar corriente a una frecuencia fija para cambiarla a corriente de frecuencia variable y suministrarla al equipo de fondo; esto es al incrementar la frecuencia, produce un incremento de la velocidad y hace que la bomba genere más altura y caudal.



FIGURA 3.2: Equipos de superficie, Variador

Una de las ventajas de usar un variador tenemos:

- Provee arranques suaves sin picos de corriente.
- Extiende la vida útil del equipo.
- Mejora la eficiencia del sistema.
- Permite optimizar el sistema a medida que las condiciones del pozo cambian.

3.2.1.3 CAJA DE VENTEO

La caja de Venteo nos provee una conexión para el cable de superficie desde el tablero de control al cable de potencia en el pozo, además nos permite ventear cualquier cantidad de gas que haya migrado a través del cable de potencia, de allí su nombre.



FIGURA 3.3: Caja de Venteo

Provee fácil acceso para puntos de medición para chequeo de los parámetros eléctricos del equipo de fondo.

3.2.1.3 CABLE ELECTRICO PARA ALTA TENSION

Es la conexión entre la línea de alta tensión con el transformador primario.



FIGURA 3.4: Cable eléctrico y los equipos que conecta

FUENTE: Curso de Bombeo Electro Sumergible de Schlumberger (Julio 2006); Petroamazonas-Ecuador

3.2.1.4 CABEZAL DEL POZO

El propósito de colocar el cabezal es suspender la sarta de tubería dentro del pozo y monitorear y controlar altas presiones que frecuentemente se presentan en el pozo, además aquí se encuentra el quick connector, que es una conexión entre el cable de superficie y el cable de potencia.

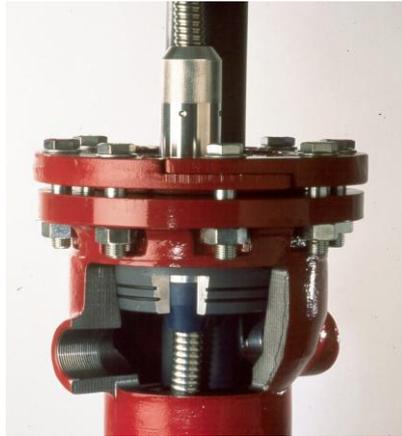


FIGURA 3.5: Cabezal del pozo

3.2.2 Equipos de Fondo



FIGURA 3.6: Equipos de fondo

3.2.2.1 SENSOR

El sensor de presión temperatura es un equipo que se coloca en la parte final del motor, está constituido por circuitos que permiten enviar señales a superficie, que nos brindan datos de presión y temperatura en tiempo real.



FIGURA 3.7: Sensor

3.2.2.2 MOTOR

Es la fuente de energía del movimiento a la bomba, si bien es cierto es considerado el corazón de todo el sistema BES.

Este recibe la energía desde superficie por el cable de potencia y se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.

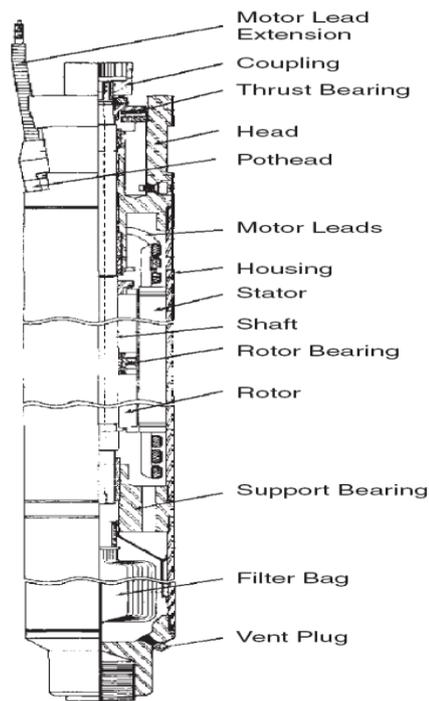


FIGURA 3.8: Motor

3.2.2.2 PROTECTORES

Este componente es también llamado sección sellante, localizado entre el motor y la bomba: una de sus funciones principales es prevenir la entrada de fluidos del pozo hacia el motor y está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido.

Las funciones básicas de este equipo son:

- Permitir la igualación de presión entre el motor y el anular.
- Absorber la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico.
- Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.

- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.



FIGURA 3.9: Protectores

Fuente: REDA ESP Catalog CD

3.2.2.4 SEPARADOR DE GAS

Los separadores de gas, además de hacer el papel de INTAKE permiten el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos. Su uso es opcional pero se recomienda usarlo cuando se prevé alta RGP, con el fin de prevenir efectos de cavitación.



FIGURA 3.10: Separador de gas

3.2.2.5 BOMBA

Es una bomba tipo centrifuga-multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento, la longitud y la potencia requerida para ello.



a) Impulsor

b) Difusor

Figura 3.11: Componentes de las etapas de la bomba:

a) impulsor, b) difusor

El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera

dirección y sentido de movimiento, mientras que el difusor transforma esta energía cinética en energía potencial.

Su función básica es llevar los fluidos del pozo hasta la descarga para ser producidos.

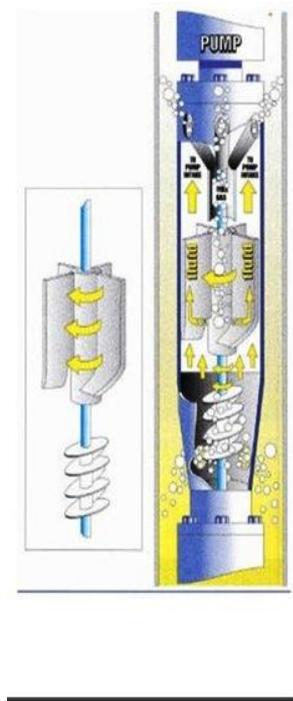


FIGURA 3.12: Bomba centrífuga

3.2.2.6 DESCARGA

Es la conexión entre todo el sistema BES con la tubería de producción.

Aquí los fluidos son descargados por la bomba para ser producidos a superficie.

3.2.2.7 CABLE DE POTENCIA

Mediante este cable llevaremos la energía eléctrica de superficie hasta el motor en el fondo, el mismo que va sujeto a la tubería de producción.

En el fondo tenemos: la extensión de cable plano y el cable de potencia.

La extensión de cable plano posee unas características especiales, por un extremo encontramos un conector para acoplarlo al motor mientras q el otro extremo este se empalma al cable de potencia.

Mientras que el cable de potencia se extiende desde el tope de la extensión del cable plano hasta la superficie, pegado al tubing.



FIGURA 3.13: Cable de Potencia

Fuente: REDA ESP Catalog CD

3.2.3 Ventajas y Desventajas

El sistema de Bombeo Electro-sumergible ha sido un método muy eficiente para la producción de altos volúmenes de crudos, ya sea liviano o mediano; sin embargo sus altos costos, complejidad del sistema y limitaciones físicas son algunas de sus desventajas.

Una de sus principales ventajas es su flexibilidad de aplicación, como por ejemplo:

- Pueden ser usadas en pozos desviados y costa afuera.
- Pueden ser usadas a bajas presión de fondo.
- Pueden ser usadas a altas temperaturas y en medios corrosivos si se usan materiales especiales.
- Trabaja con altos volúmenes de producción manejando alto corte de agua.
- Su vida útil es muy larga.

Su principal desventaja es que se requiere una inversión inicial muy alto, sumándole una baja rentabilidad en pozos con baja producción y ciertas limitaciones como:

- La temperatura del cable debe ser conocida y revisada.
- La potencia disponible debe suplir los HP requeridos por la bomba.
- Altos contenidos de gas pueden disminuir la capacidad del sistema

- Alto contenido de sólidos puede causar fallas prematuras en el sistema.

CAPÍTULO 4

4. SELECCIÓN DEL EQUIPO BÁSICO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE BES

4.1 Datos básicos requeridos del pozo

En este capítulo se detalla la información necesaria **requerida** para el correcto diseño **de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible BES**. La selección del equipo se fundamenta principalmente en la productividad del pozo, de acuerdo a lo cual se podrá determinar el sistema más eficiente.

La adecuada selección de los equipos de un sistema BES es crucial para poder conseguir una mayor producción, bajos costos de levantamiento e incremento de la vida útil del sistema. Para lograrlo es necesario determinar, en primer lugar, la tasa óptima de producción del pozo para el yacimiento en estudio.

A continuación se describe la lista de parámetros básicos requeridos para el proceso de diseño:

- 1) Datos del pozo:
 - a. Diámetro del casing
 - b. Diámetro y características del tubing
 - c. Profundidad de los disparos

- 2) Datos de producción actuales:

- a. Presión de cabeza del tubing (THP)
 - b. Presión de cabeza del casing (CHP)
 - c. Tasa de producción deseada
 - d. Nivel de fluido dinámico y presión de intake de la bomba (Pwf)
 - e. Nivel de fluido estático
 - f. Relación Gas/Petróleo (GOR)
 - g. Corte de agua (BSW)
 - h. Índice de Productividad (IP)
- 3) Condiciones de fluido del pozo:
- a. Gravedad específica del agua (SGw)
 - b. Gravedad API
 - c. Gravedad específica del gas (SGg)
 - d. Presión de punto de burbuja del gas (Pb)
 - e. Viscosidad del petróleo (μ)
- 4) Fuentes de energía:
- a. Voltaje disponible en la locación
 - b. Frecuencia disponible en la locación
- 5) Posibles problemas del pozo :
- a. Producción de Arena
 - b. Corrosión
 - c. Parafinas
 - d. Gas (Alto GOR)
 - e. Altas Temperaturas

4.2 Selección de la Bomba electro sumergible

Una vez determinada la información básica procederemos a calcular la información referente al: TDH y la Tasa Óptima de producción, con el objeto de realizar la selección de la bomba BES.

Los principales parámetros que determinarán el tipo de bomba que vamos a utilizar son:

- Diámetro de la bomba (Serie de la Bomba).
- La selección del tipo de bomba requerido (Rango Optimo).
- El cálculo del número de etapas.

4.2.1 Serie de la bomba

El diámetro del casing es un factor muy importante que se debe tomar en cuenta, ya que la bomba que seleccionemos deberá ser de menor diámetro que el casing.

Las bombas sumergibles son fabricadas de diferentes diámetros y su serie varia de acuerdo a estos y dependiendo del fabricante.

En el **anexo 1-B** se presenta una tabla resumen de la compañía REDA PUMP de Schlumberger, que contiene un Pump Summary, donde se observan los diferentes tamaños de diámetros y la respectiva serie correspondiente a cada bomba.

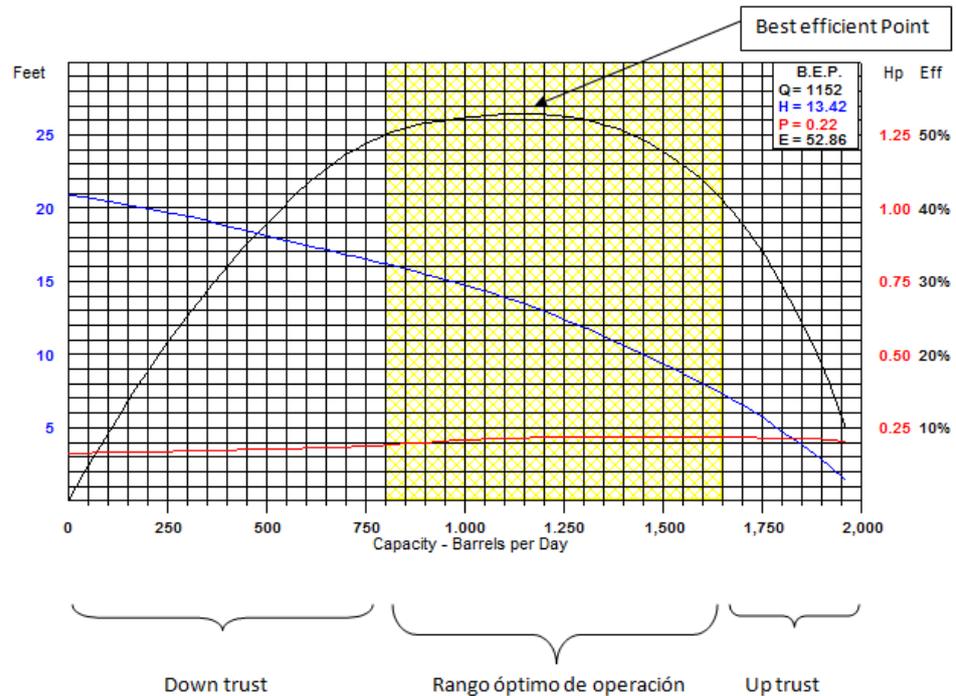
4.2.2 Tipo de Bomba

La diferencia entre las bombas está en el diseño de las etapas, principalmente en la forma e inclinación de los impellers, esto influye en el levantamiento desarrollado por cada etapa de la bomba.

Para realizar la selección del tipo de bomba para nuestro diseño, se necesita hacer un análisis de las graficas que corresponden al comportamiento de cada bomba, donde la tasa de producción

deseada deberá estar dentro del rango óptimo de operación de la bomba

Figura 4.1 Curvas de comportamiento de la bomba



En la gráfica 4.1 podemos observar tres curvas:

- BHP o potencia consumida por etapa (**roja**).
- Capacidad de cabeza o capacidad de elevación (**azul**).
- Eficiencia energética de la bomba (**negra**).

El tipo de bomba que seleccionemos deberá cumplir con los siguientes criterios:

- Que la tasa de producción deseada se encuentre dentro del rango óptimo de operación.
- La tasa de producción deseada deberá estar cerca del punto de eficiencia de la bomba (BEP, singlas en ingles).
- Descartar todo tipo de diseño de bomba en donde tengamos operación con downthrust ó upthrust.
- Hacer una selección considerando el comportamiento futuro de la producción del pozo.

Para fines de selección se presentan las tablas del **anexo 5B y 7B** con los rangos óptimos de operación de la bomba.

4.2.3 Cálculo del número de etapas

El funcionamiento de una bomba centrífuga multi-etapa se basa en la suma de los levantamientos idénticos de cada una de las etapas. Esto quiere decir que una bomba con un determinado número de etapas, es capaz de realizar un levantamiento total, igual a la suma de los levantamientos individuales de todas las etapas

De esta manera podremos conocer el número necesario de etapas para un determinado TDH (Total Dynamic Head)

Para el llevar a cabo este cálculo, necesitaremos ya contar con:

- El tipo de bomba con su respectiva grafica de comportamiento.
- La altura total dinámica (TDH), para la cual se requiere un levantamiento.

Es importante tomar en cuenta que las graficas del comportamiento de la bomba pueden estar elaboradas para una sola etapa o para un número determinado.

En ambos casos el dato más importante es el levantamiento por cada etapa, que lo determinamos en la gráfica del comportamiento de la bomba, en la **curva de capacidad de cabeza** leemos el **levantamiento desarrollado por cada etapa a la tasa de producción deseada** de fluido.

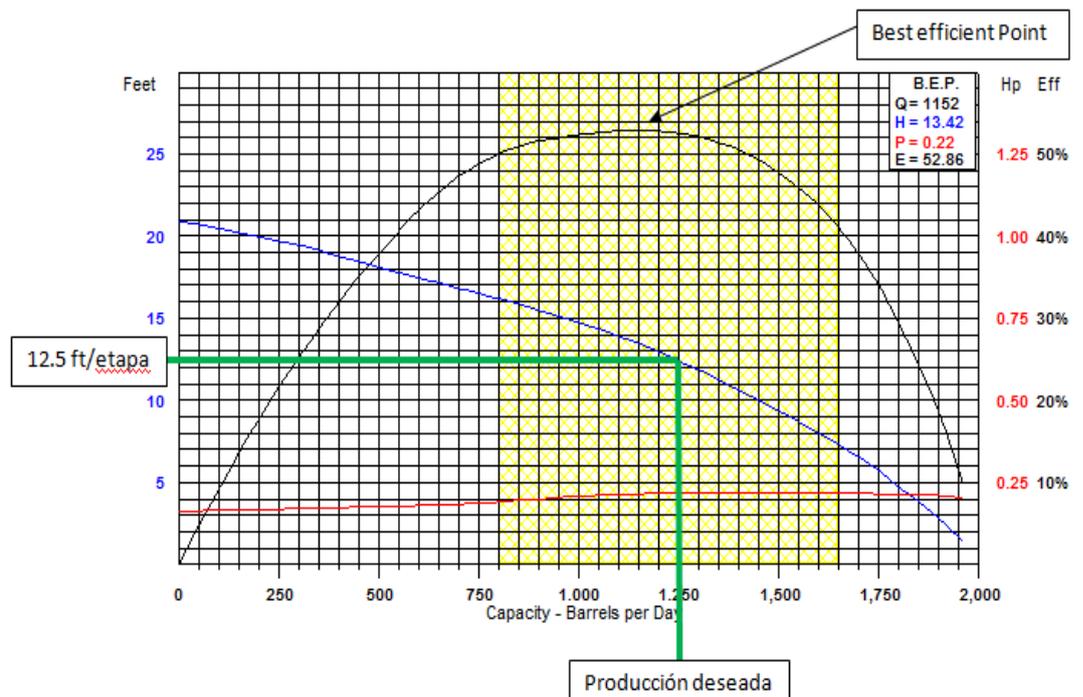


Figura 4.2 Levantamiento por etapa

En el caso de que la curva de levantamiento este en función de un número determinado de etapas diferente de uno, simplemente se divide este valor leído para el número de etapas y de esta manera obtendremos el levantamiento para una sola etapa.

Con el este valor obtenido de la gráfica, utilizamos la siguiente fórmula:

$$Etapas = \frac{TDH}{Levantamiento/Etapa} \quad Ec. 5.9$$

FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles (Pág. 195)

Donde:

Levantamiento / Etapa: El levantamiento en pies que una etapa es capaz de desarrollar.

TDH: Total Dynamic Head (Altura total Dinámica).

Con este valor calculado, sabremos el número de etapas que nuestra bomba seleccionada necesita.

El número de etapas también puede ser distribuido en más de una bomba, de acuerdo al número máximo de etapas del fabricante.

4.3 Selección del motor

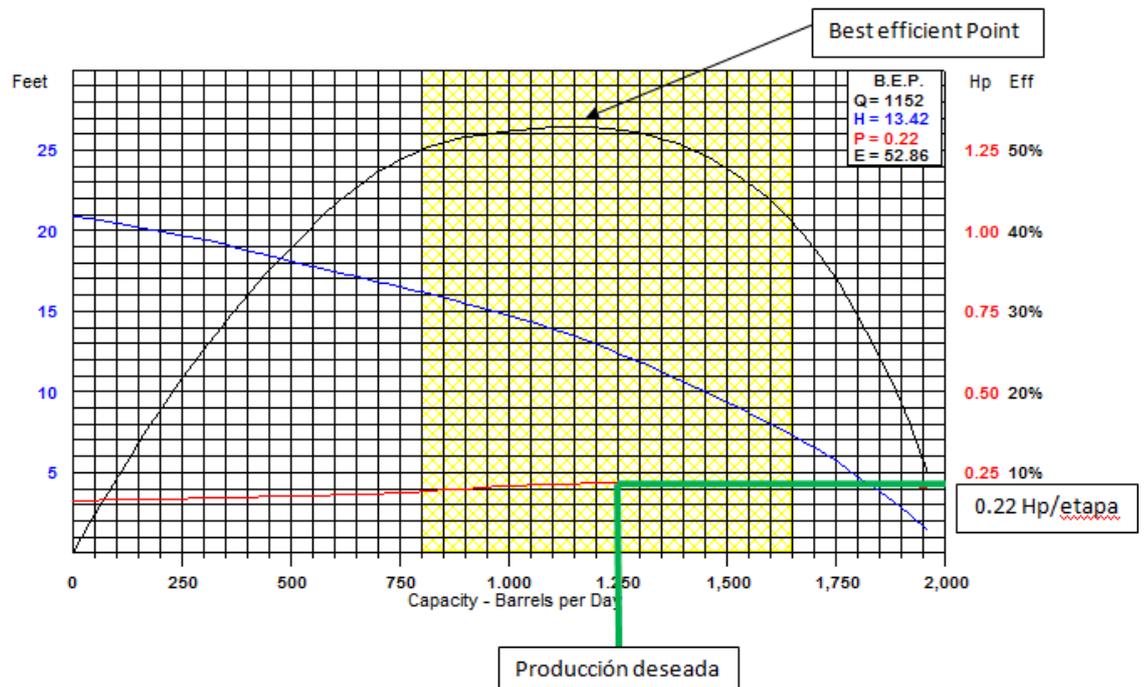
Una vez seleccionada la bomba, debemos seleccionar el motor necesario para que la bomba realice el levantamiento, para esto debemos hacerlo tomando en cuenta lo siguiente:

- Diámetro del motor

- Potencia requerida por la bomba en HP
- Voltaje y amperaje

En el **anexo 2-B** se presenta una tabla de la compañía REDA, Schlumberger en donde se muestra una lista de motores disponibles con su respectiva serie y demás especificaciones.

Una vez más utilizaremos la grafica del comportamiento de la bomba seleccionado, pero en este caso leeremos los **HP requeridos por etapa** utilizando la **curva de potencia** ó curva roja de la gráfica.



Una vez obtenido el valor de HP por etapa, calculamos la **potencia requerida por la bomba** usando la formula:

$$BH_{bomba} = \frac{BH}{Etapa} * Etapas \quad Ec. 4.3$$

Los HP requeridos de la bomba pueden ser distribuidos en uno o en varios motores según el criterio del diseñador que deberá tomar en cuenta las condiciones físicas del pozo y la disponibilidad según cada fabricante.

Cada motor funciona a un específico voltaje y amperaje y la selección del mismo se deberá hacer según la disponibilidad de la fuente eléctrica en superficie.

4.4 Selección del Cable de Potencia

Están normalmente disponibles en tamaños conductores de 1, 2, 4 y 6. Los tamaños son ofrecidos en configuraciones redondas y planas. Su selección no es solo una tarea técnica, sino que requiere de consideraciones económicas

Hay en diversos tipos de material y aislante como protección contra los fluidos corrosivos. La selección del cable implica la determinación de:

- Tamaño del cable
- Tipo del cable
- Longitud del cable

4.4.1 Tamaño del cable

El tamaño propio del cable es gobernado por el amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre el collar del tubing y el casing. El mejor tipo de cable está basado en la temperatura de fondo y los fluidos que se encuentran.

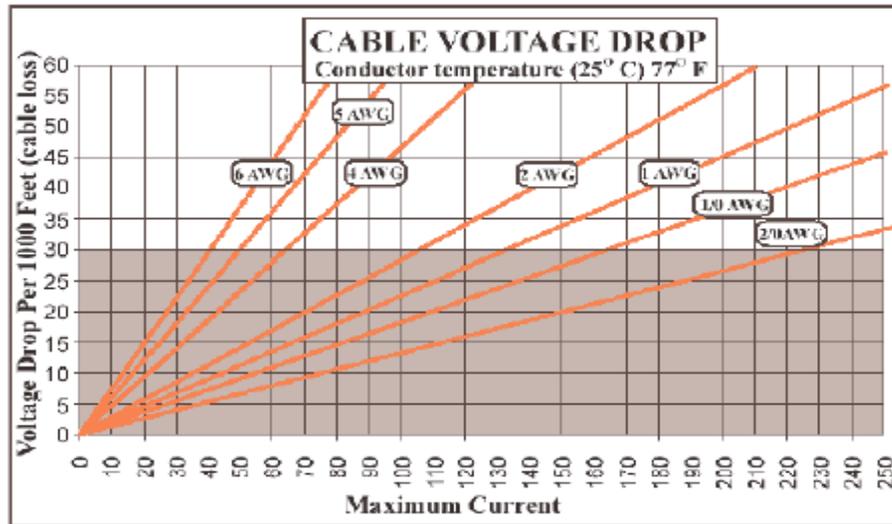


Figura 4.3 Caída de voltaje del cable

FUENTE: ESP Catalog

- ✓ La selección del mejor tipo de cable para cada aplicación depende del ambiente a que será expuesto.
- ✓ Es importante revisar toda la data y estudiar estos factores específicamente para cada condición de pozo para asegurar que el cable seleccionado es compatible con el ambiente a fondo de pozo.
- ✓ Los datos más críticos para seleccionar el cable son la temperatura y la composición del fluido de producción.

4.4.2 Tipo de cable

La selección del tipo de cable está basada en las condiciones del fluido, temperatura de fondo y limitaciones de espacio. En lugares donde no hay espacio suficiente para correr un cable redondo, usamos un cable eléctrico plano.

Varios factores están involucrados en el diseño y manufactura de los cables eléctricos Sumergibles.

- ✓ Propiedades eléctricas
- ✓ Dimensiones físicas

- ✓ Resistencia al ambiente
- ✓ Resistencia mecánica
- ✓ Temperatura
- ✓ Condiciones de manejo

4.4.3 Longitud del cable

La longitud total del cable debe ser al menos de 100 pies más larga que la profundidad de asentamiento de la bomba medida para asegurarnos de poder hacer conexiones de superficie a una distancia segura del cabezal.

4.5 Switchboard y VSD

También se los denomina paneles de control. Están disponibles para voltajes entre 440-5000 voltios. La selección está basada en sobre posiciones de voltaje, amperaje, caballos de fuerza y futuros requerimientos. Para seleccionarlos se requiere de la potencia máxima del sistema BES requerida en la superficie (KVA).

Antes de la selección del panel de control debemos determinar el voltaje del motor del controlador. El voltaje de superficie es la sumatoria del voltaje del motor y la pérdida total del voltaje hasta la profundidad de asentamiento.

Tomando como ejemplo tenemos:

$$SV = \text{voltaje del motor} + \left(\frac{\text{perdida de voltaje}}{1000 \text{ ft}} \times \text{profundidad asentamiento} \right) \quad \text{e} \quad \text{c.4}$$

Donde:

SV= Voltaje en superficie

El amperaje del motor supongamos que es 27amps, el KVA puede ser calculado de la siguiente manera:

$$KVA = \frac{SV \times Am \times 1.73}{1,000}$$

$$KVA = \frac{2,269v \times 27 \times 1.73}{1,000} = 106$$

Actualmente se prefiere el uso de **variadores de frecuencia** ya que utiliza la tecnología de punta. Se puede obtener un rendimiento alto y es muy confiable. Entre otras ventajas se tienen las siguientes :

- Elimina el uso de estranguladores en el sistema
- Provee arranques suaves sin picos de corriente en el arranque
- Protege el equipo de subsuelo contra tasa de bombeo máximo (achicamiento del pozo)
- Reduce daños en la bomba, previene infiltración de arena, todo esto para aumentar la vida útil del sistema
- Reduce tiempos de parada y mantenimiento

Aplicación con VSD

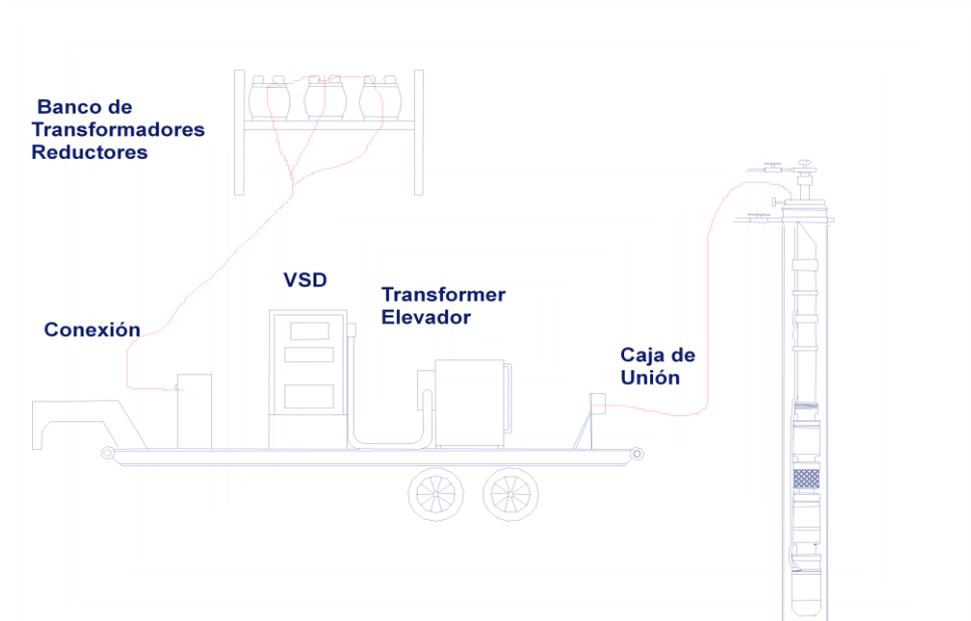


Figura 4.4 Aplicación con VSD

4.5 TRANSFORMADORES

Para la **selección de los transformadores**, también se necesita la potencia máxima del sistema requerida en superficie. Esto se puede obtener mediante el voltaje de superficie necesario y corriente del motor.

El **voltaje en superficie** se compone del voltaje en los terminales requeridos del motor

En casos donde el voltaje del sistema primario no es compatible con el voltaje de superficie requerido, el **transformador** va a ser necesitado. Los transformadores automáticos están disponibles para incrementar una línea de voltaje de 440/480 de 800 a 1000 de rango de voltaje

Los **transformadores trifásicos** están disponibles en cualquier rango común de voltaje primario y secundario. Sin embargo, en casos donde el mayor voltaje primario está disponible, es más económico usar un banco de transformadores simple trifásicos para reducir el voltaje primario a cualquier otro voltaje disponible del motor.

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS NODAL

5.1 Análisis Nodal de un Sistema de Producción

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento en un pozo.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos que fluyen por flujo natural como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción que se divide en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc. **F1**
2. Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empaaduras, válvulas de seguridad, expresados como pérdidas por fricción. **F2**
3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie. **F3**

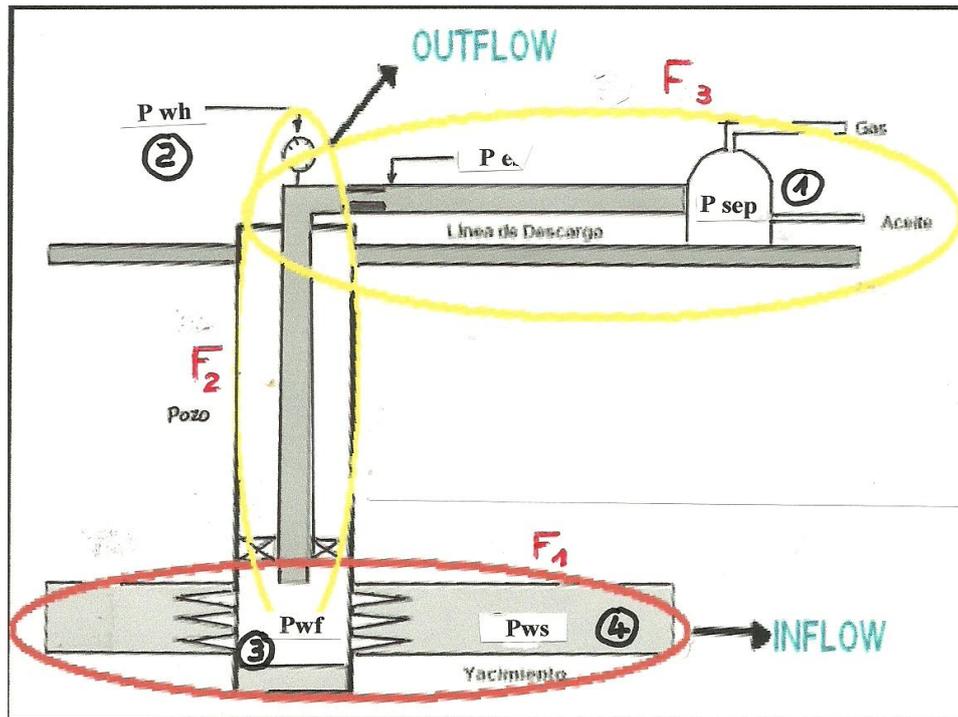


FIG 3.0: ANALISIS NODAL DE UN POZO

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema, dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

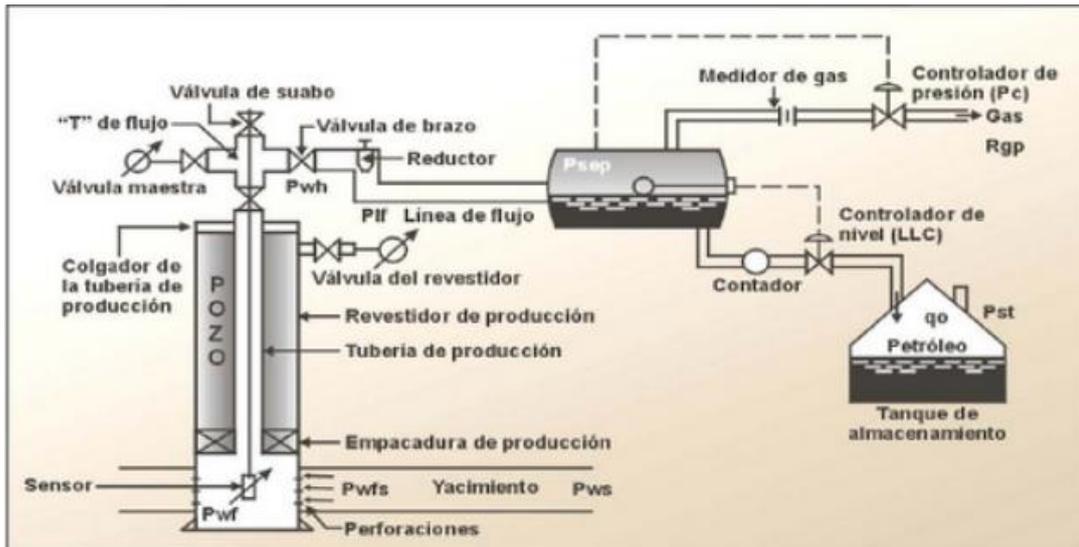
Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (p_{ws}), la presión en el cabezal (p_{wh}), necesaria para que el fluido llegue a la estación.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción. Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- a) Características del yacimiento
- b) Características de la tubería de producción y línea de descarga
- c) Presión en el nodo inicial y final del sistema

- d) Porcentaje de agua producido
- e) Relación gas-líquido
- f) Longitud de las tuberías
- g) Temperatura
- h) Características de los fluidos a manejar
- i) Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga
- j) Grado de desviación del pozo

FIGURA 5.1 Componentes del Sistema de Producción con el Perfil de Presiones



Fuente: Manual Optimización de la Producción ESP-OIL

5.2 Análisis Nodal del Sistema de Producción con BES.

Para realizar el análisis nodal y la selección posterior del equipo BES, se debe tomar en cuenta la bomba como un elemento independiente ya que este va a proveer de energía adicional al yacimiento para poder levantar una tasa de fluido deseada. En este equipo hay que considerar los elementos bajo y sobre la bomba, así como la presión de entrada y de descarga.

La mayor ventaja de un análisis nodal es que sirve para realizar cualquier tipo de evaluación de un sistema de producción con cualquier tipo de bomba en el pozo, esto quiere decir que un análisis nodal nos ayuda a

Figura 5.2: Perfil de Presiones en Bombeo Electro Sumergible
FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles
(Pág253)

Donde:

CHP = Presión en la tubería de revestimiento; psi

WHP = Presión en el cabezal del pozo; psi

PIP = Presión de entrada a la bomba; psi

Pd = Presión de descarga; psi

FBHP = Presión de fondo fluyente; psi

ΔP_{pump} = Diferencial de presión ocasionado por la bomba; psi

ΔP_{fr} = Diferencial de presión por fricción; psi

Subsistema Formación-Bomba

Encontramos la presión de entrada de la bomba disponible (PIP) considerando la gravedad específica del fluido que la presión de Fondo fluyente (pwf) debe levantar desde el Punto medio de las Perforaciones (PMP) hasta la profundidad de la bomba (PB).

$$PIP = Pwf - \frac{\gamma_f}{2.31} (PMP - PB) \quad \text{Ec. 5.1}$$

Donde:

PIP= Pump Intake Pressure (Presión de entrada de la bomba)

Pwf = Presión de fondo fluyente

γ_f = gravedad específica del fluido

PB=Profundidad de la bomba

Subsistema Cabezal-Bomba

Encontramos la Presión de descarga de la bomba requerida (Pdesc) tomando en cuenta la Presión en el cabezal, pérdidas por fricción en la tubería de producción y la columna de fluido presente en el tubing.

$$P_{desc} = P_{WH} + \Delta P_f + \frac{\gamma_f}{2.31} PB \quad Ec. 5.2$$

Donde:

P_{desc}: Presión de descarga

P_{WH}= Presión de cabezal

ΔP_f= Perdidas por fricción en la tubería de producción

Las perdidas por fricción para diferentes tamaños de tubería se determinan mediante la figura 5.2 o la Ec. 5.3 de Hazen-Williams.

Ecuación de Hazen-Williams:

$$\Delta h_{fr} = 0.2083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \frac{q^{1.85}}{ID^{4.86}} \quad Ec. 5.3$$

**FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles
(Pág21)**

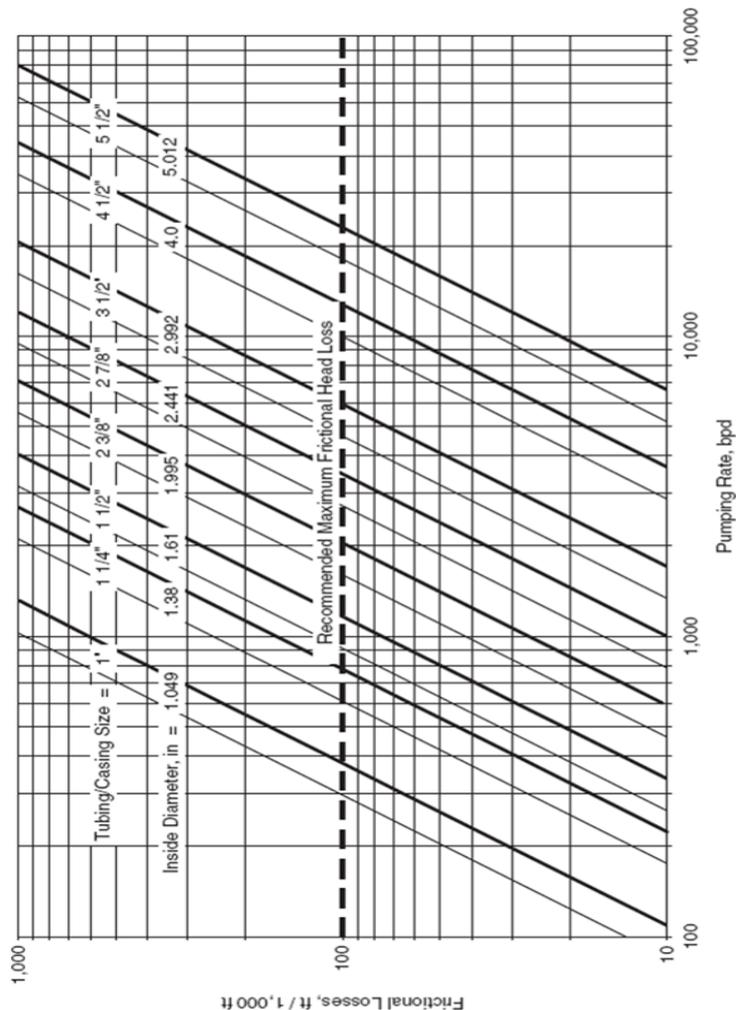


Figura 5.3: Diagrama para Estimar las Perdidas de Levantamiento por Fricción versus la Tasa de Producción

FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles (Pág360)

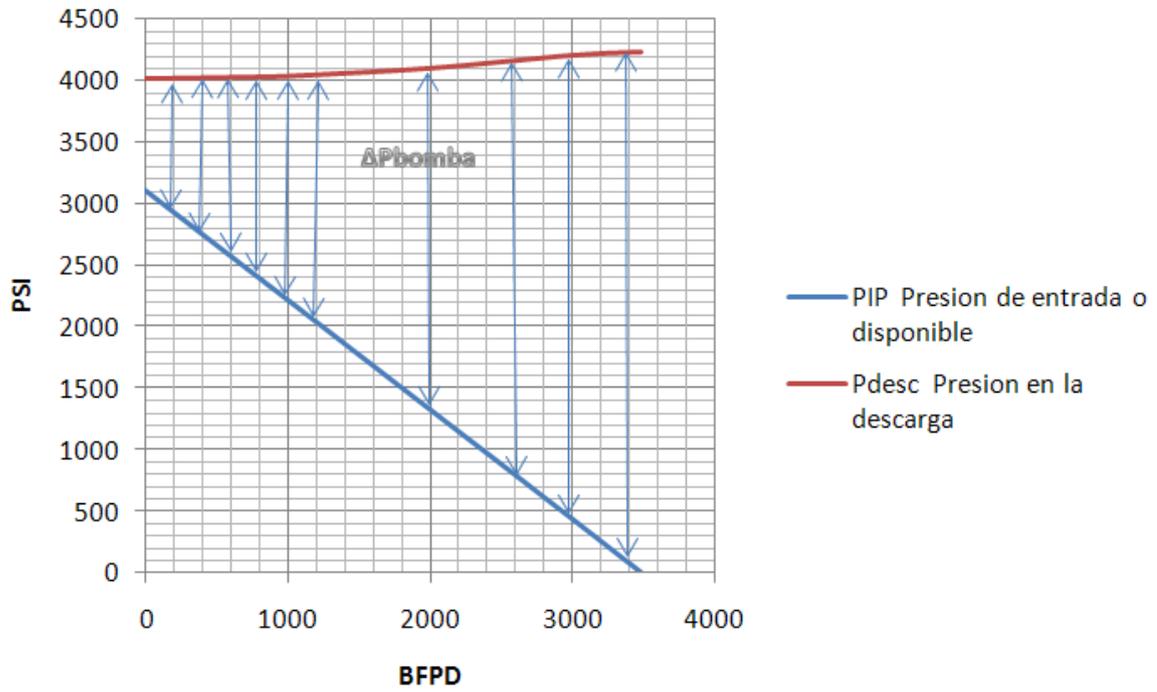
5.3 Curva de rendimiento del pozo con levantamiento artificial BES

Hemos calculado presión de descarga y presión de entrada, ambas al nodo profundidad de la bomba, esto por regla no podría existir ya que no puede haber dos presiones diferentes a un mismo punto en el espacio, pero esta diferencia de presiones ($P_{desc} - P_{IP}$) es la que realmente estamos buscando y nos ayudará a encontrar la curva de rendimiento del pozo con sistema BES.

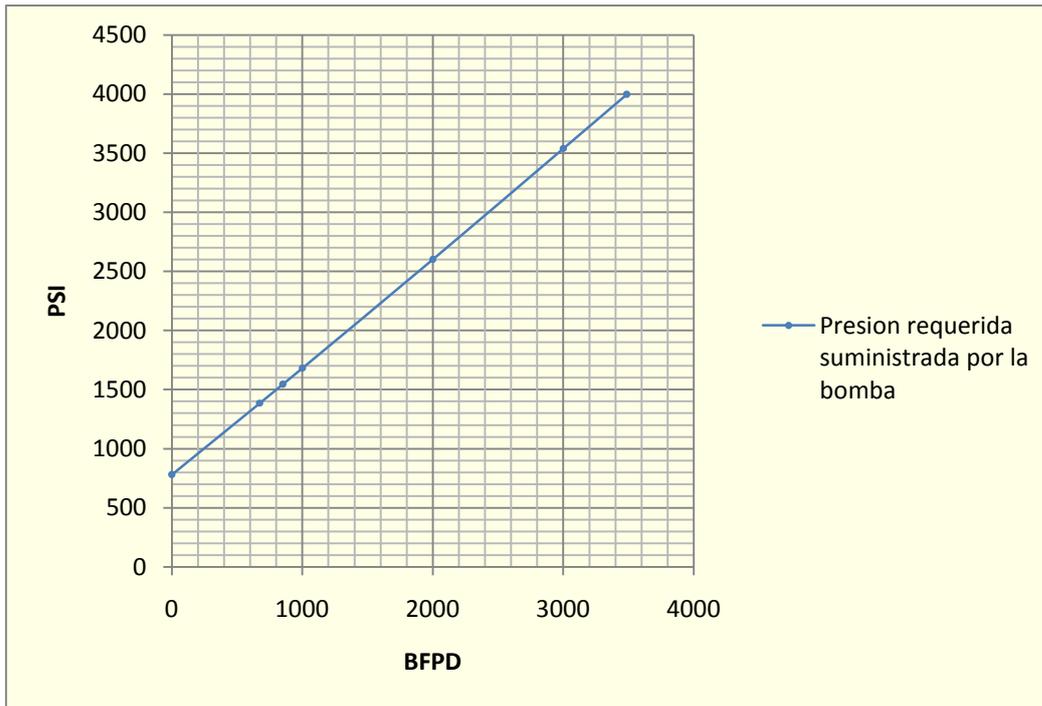
$$\Delta p_{bomba} = WHP + PMP * \frac{\gamma_f}{2.31} + \Delta p_{fr} - p_{wf} \quad Ec. 5.4$$

En la figura 5.4 podremos ver la curva de rendimiento del pozo con levantamiento artificial BES.

Figura 5.4: Curva de presión de entrada y descarga del Pozo



Creado: Marco Caizapanta, Danilo Arcentales



**Figura 5.5: Curva de Rendimiento del pozo con levantamiento artificial
BES**

Creado: Marco Caizapanta, Danilo Arcentales

5.4 Evaluación del Pozo ESP-01

En esta sección elaboraremos la curva del rendimiento del pozo mediante el análisis nodal para posteriormente analizar y evaluar si la producción actual del pozo se encuentra dentro del rango óptimo de operación.

5.4.1 Datos del Pozo

Con los datos proporcionados del cliente obtenemos la tabla 5.1

Presión de Reservorio	4207	psi
Tubería de Producción ID	2.992	pulgadas
Tubería Nueva C	120	adim.
Qo Actual @ Pwf = 3607ps	673	BFPD/psi
Gravedad Específica del Líquido	1	adim.
Profundidad Presiones (Sensor)	1085	pies

Profundidad de Asentamiento de la Bomba	7984	pies
Presión en la Cabeza del Pozo	120	psi

Creado por: Marco Caizapanta, Danilo Arcentales

En el anexo 1-A se presenta la Completación actual del pozo.

5.4.2 Historial de producción del pozo ESP-01

En la tabla 5.2 podemos observar la tasa de fluido actual del pozo ESP-01 proveniente de la Arena H Inf del Campo ESPOL III.

Tabla 5.2 Historial de producción Pozo ESP-01

FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	Arena	Método
22/05/2002	1801	1747	3	Hi	BES
22/02/2005	1450	1392	3	Hi	BES
07/02/2008	1103	1059	4	Hi	BES
26/10/2008	1000	960	4	Hi	BES
02/03/2009	840	798	4	Hi	BES
04/02/2010	673	673	5	Hi	BES

5.4.3 Curva de Rendimiento del pozo

Debido a que la presión de burbuja en Hollín inferior en el campo ESPOL III son alrededor de 70 psi, el GOR es bajo y no será un problema operativo.

Luego calculamos el Índice de productividad del pozo IP con los datos de la tabla 5.2:

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

$$IP = \frac{673}{4207 - 3607}$$

$$IP = 1.12 \text{ BFPD/psi}$$

Se calculó la presión de fondo fluyente despejando p_{wf} de la ecuación de IP, válida para varias tasa de producción menores al Q al punto de burbuja, como por ejemplo para Q= 850

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

$$P_{wf} = 4207 - \frac{850}{1.12}$$

$$P_{wf} = 3448 \text{ psi}$$

Calculamos el Q al punto de burbuja con la misma ecuación, que será el límite hasta donde usaremos la ecuación de IP.

$$Q = IP(P_s - P_{wf})$$

$$P_{wf} = 1.12(4207 - 78)$$

$$P_{wf} = 4624 \text{ psi}$$

Obtenemos tabla 5.3 para obtener la curva del rendimiento del pozo.

Tabla 5.3 Tabla de perfil de presiones en el pozo

Q(BFPD)	Pwf(psi)	PIP	PWH	Perd.fricción	Columna hidr.	Pdesc	ΔP_{bomba}
0	4207	3218	240	0	3767	4007	789
673	3607	2618	240	4	3767	4011	1393
850	3449.20	2460	240	7	3767	4014	1554
1000	3315.47	2326	240	9	3767	4016	1690
2000	2423.94	1435	240	38	3767	4045	2610
3000	1532.41	543	240	84	3767	4091	3548
3486.0	1095	106	240	104	3767	4111	4005
3500	1086.64	98	240	108	3767	4115	4017

Elaborado por: Marco Caizapanta, Danilo Arcentales.

Obtenemos la curva del rendimiento superpuesta a la curva de cabeza disponible de la bomba DN475 de REDA.

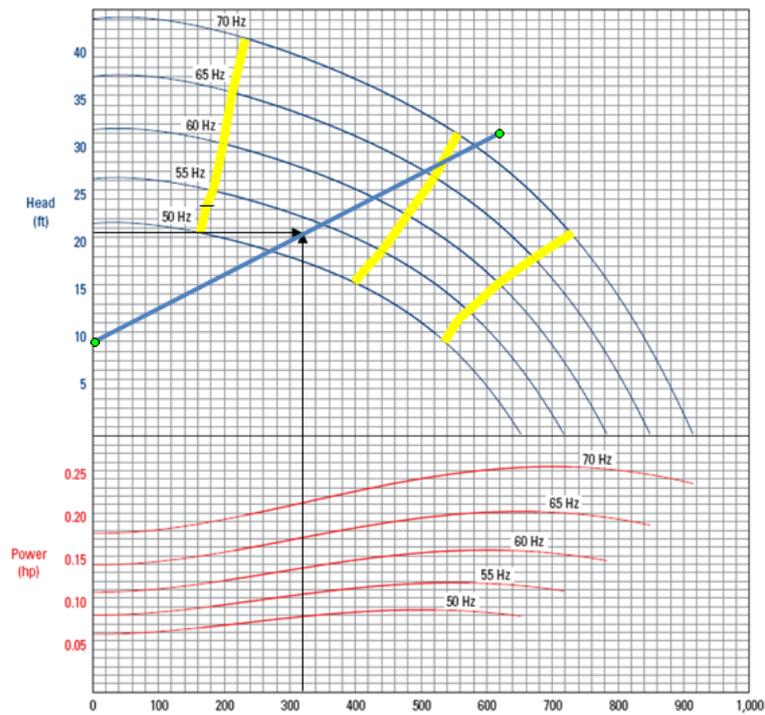


Figura 5.6 Curva de rendimiento del pozo ESP-01

De la tabla 5.3 se determina que el sistema requiere una presión de 1393 psi o 2952 pies de cabeza suministrada por la bomba para levantar 637 BFPD.

En la curva del rendimiento de la bomba podemos observar que una bomba D475 necesita de 21 pies de cabeza por etapa para levantar 320 BFPD a la frecuencia mínima de 53Hz.

En la completación actual se cuenta con 2 bombas D475N, ambas con 177 etapas, con la información adquirida de la tabla 5.3 procedemos a calcular las etapas que realmente se necesitan a las condiciones del pozo antes mencionadas.

$$\#etapas = \frac{2952}{\frac{21pies}{etapa}} = 141 etapas$$

Según el Catalogo de bombas REDA podríamos elegir 2 bombas D475N de 160 etapas.

Si las bombas actualmente instaladas poseen 177 etapas cada una, se podría decir que está un poco sobredimensionada aunque se encuentra trabajando dentro del rango optimo de operación de la bomba como lo podemos notar.

5.5 Optimización del Pozo ESP-01

5.5.1 Dimensionamiento de la bomba

En la tabla 5.4 mostramos la producción esperada del pozo ESP-01.

Q		850	BFPD
Rango de Q		750 1300	BFPD
Profundidad Bomba		8000	ft
T superficie		110	°F
Frecuencia		55	Hz
Rango de F		53 65	Hz

Debido a que vamos a dimensionar una nueva bomba para el mismo pozo, usaremos el IP calculado anteriormente lo que nos ayudara a ir construyendo nuestra curva del rendimiento del pozo a estas condiciones esperadas.

De la misma manera descrita anteriormente procedemos a construir la curva del rendimiento del pozo a estas condiciones.

Tabla 5.5 Nuevo Perfil de presiones del Pozo ESP-02

Q(BFP D)	Pwf(ps i)	PIP	PW H	Perd.fricci on	Columna hidr.	Pdes c	ΔP bom ba
0	4207	3226	240	0	3767	4007	781
673	3607	2626	240	4	3767	4011	1385
850	3449	2468	240	7	3767	4014	1546
1000	3315	2334	240	9	3767	4016	1682
2000	2423	1443	240	38	3767	4045	2602
3000	1532.41	551	240	84	3767	4091	3540
3486	1095	114	240	104	3767	4111	3997
3500	1086.64	106	240	108	3767	4115	4009

En la tabla **5.5** podemos ver la presión requerida para levantar 850 BFPD a estas nuevas condiciones.

De igual manera construimos la curva de rendimiento del pozo para dimensionar la nueva bomba.

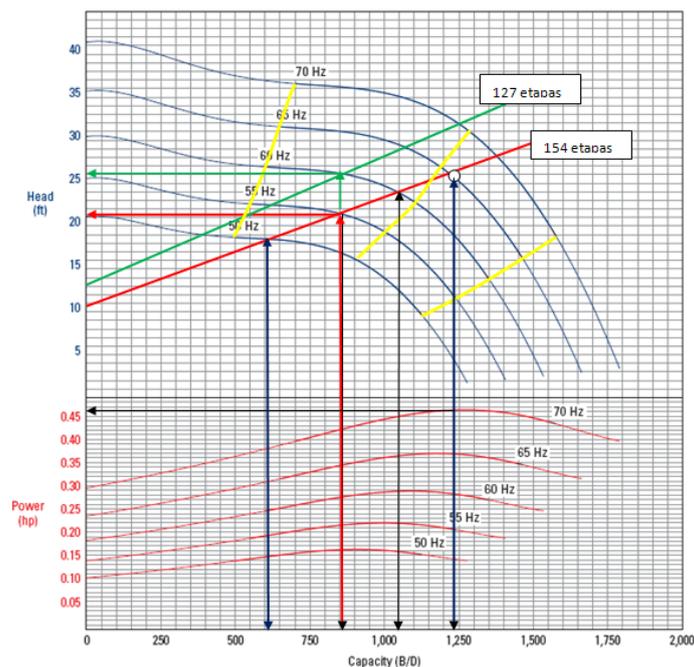


Figura 5.7 Curva de Rendimiento de Pozo ESP-01 optimizado.

Elaborado por: Marco Caizapanta, Danilo Arcentales

Todo dimensionamiento de bomba parte de la curva de 60 Hz, debido a que en nuestro país trabajamos a la misma frecuencia. Si bien es cierto ahora contamos con el variador que nos permite variar la frecuencia generando un aumento y disminución de las RPM del motor.

Como podemos notar en la grafica 5.7 para producir un caudal de 850 BFPD necesitaremos una bomba como mínimo de 127 etapas, pero al bajar la frecuencia a la cual se desea operar, estaríamos produciendo menos de nuestra tasa deseada.

Esto se debe a que al bajar la frecuencia las revoluciones del motor disminuyen provocando que las 127 etapas de la bomba sean incapaces de levantar 850 BFPD.

Para lograr nuestra producción deseada buscaremos en la gráfica la cantidad de pies por cabeza que deberá levantar cada etapa de la bomba.

Lo hacemos buscando nuestra tasa de 850BFPD en el eje de las X para luego interceptar verticalmente a la curva de cabeza de la bomba, por ultimo miramos el valor en Y que le corresponde y obtenemos:

$$Head = 21 \frac{pies}{etapa}$$

De la tabla 5.5 obtenemos la presión requerida por el sistema para producir 850BFPD:

$$\Delta P_{bomba} = 1546 \text{ psi} \quad @ 850 \text{ BFPD}$$

Que equivale a:

$$\Delta H_{bomba} = \frac{2.31(1546)}{1.09} = 3267 \text{ pies}$$

Dándonos como resultado:

$$\#etapas = \frac{3267 \text{ pies}}{\frac{21 \text{ pies}}{\text{etapas}}} = 156 \text{ etapas}$$

Lo que quiere decir que necesitaremos una bomba como mínimo de 156 etapas para producir 850 BFPD con una frecuencia de operación de 55 Hz.

Podemos notar también que se necesita un mayor número de etapas para producir un mismo caudal a menor frecuencia, esto era de esperarse debido a que el motor está trabajando a menos RPM.

Además notemos que la curva de rendimiento del pozo con BES cambia para diferente número de etapas que usemos, aunque parecen distintas tienen el mismo significado, al dividir la curva de rendimiento del pozo para un mayor número de etapas, estaremos aplanando la recta

De acuerdo al catálogo del fabricante REDA, seleccionaremos una bomba Serie 400 para casing de 5 ½ DN 1100 con 166 etapas.

5.5.2 Selección del motor

Elegiremos un motor con capacidad para poder trabajar a 70 HZ si el VSD lo permite.

Al respecto encontramos que necesitamos 0.47 HP/etapa para hacer trabajar nuestra bomba de 166 etapas en rangos de 50 a 70 Hz.

Calculamos los HP requeridos:

$$HP_{totales} = \frac{0.47HP}{etapa} (166 etapas) = 78 HP$$

Este valor nos dice que necesitamos un motor como mínimo de 78 HP, pero la selección será de acuerdo a la disponibilidad del fabricante.

En este caso seleccionaremos un motor Serie 456 para casing de 5 ½ de 1394 de voltaje s y 385 de amperaje.

En el anexo__ mostramos un cuadro donde se indica el tipo de bomba y motor para el pozo ESP-1 y ESP 2,

En el anexo 1A mostramos el diagrama de la nueva completación del pozo ESP-01 y ESP-02.

CAPÍTULO 6

6.1 CONCLUSIONES

- El campo ESPOL III es uno de los campos con mayor tiempo de explotación del país. Por esta razón se debe considerar y evaluar nuevos proyectos que alarguen la vida productiva del campo y que mantengan una tasa de producción rentable, mejorando el factor de recobro de cada uno de sus yacimientos.
- La formación Hollín se encuentra subdividida en dos zonas productoras que son Hollín Inferior y Hollín Superior. Estas zonas poseen un acuífero de fondo que contribuye al mantenimiento de la presión de estos yacimientos.
- En los cálculos que hemos realizado no hemos la consideramos presencia de Gas debido a que el GOR en nuestro pozo es menor al 30% y a que la presión de burbuja en Hollín Inferior es muy baja.
- Si el pozo permanece cerrado por un largo periodo de tiempo la presión en la cara de la arena iguala la presión de reservorio y no ocurre flujo hacia el pozo. Un pozo empieza a producir cuando producimos un ΔP al realizar los disparos y la presión en la cara de la arena p_{wf} disminuye por debajo de la presión de yacimiento o ps.
- Al incrementar la frecuencia, se produce un incremento de las RPM del motor y la bomba es capaz de levantar una columna de fluido mayor que significa una tasa de producción mayor.
- El sistema BES a pesar de ser un sistema de levantamiento costoso para manejar bajos volúmenes de fluidos, es beneficioso en el caso contrario cuando se manejan altos volúmenes de producción y puede trabajar en medios corrosivos.
- Una baja frecuencia suele producir efecto de downthrust mientras que el efecto inverso upthrust. Sin embargo ninguno de los dos estados es recomendado como frecuencia de trabajo normal.
- La vida útil de los equipos de un Sistema BES es mayor si se cuenta con un Variador, ya que este permite arranques suaves eliminando picos de corriente que generalmente dañan los equipos.

- Un análisis nodal resulta ser muy beneficioso ya que nos permite optimizar el comportamiento de la tasa de producción de un pozo y el perfil de presiones del mismo con cualquier tipo de Completación.
- Con el análisis nodal encontramos la curva de rendimiento de cada pozo la misma que la podemos utilizar para analizar el funcionamiento de una bomba ya instalada o también para el dimensionamiento de una nueva
- Encontramos que el pozo ESP-01 cuenta con una bomba trabajando dentro del rango optimo, pero sobredimensionada, ya que cuenta con dos bombas D475N cada una de 177 etapas para producir 673 BFPD.
- Al realizar la curva de rendimiento del Pozo ESP-1 mediante el análisis nodal, proponemos una nueva completación, la misma que cuenta con una Bomba DN1100 de 166 etapas, que producirá 800 BFPD a una frecuencia de 55 Hz.
- Como el cliente cuenta con un variador se puede conseguir una producción mayor a 800 BFPD si se opera a frecuencias mayores a 55 Hz.
- Como el rango de la frecuencia de operación de nuestro sistema BES es de 53Hz a 65 Hz hemos seleccionado un motor que nos suministre la potencia requerida, que en nuestro caso fue de 96 Hp.

6.2 RECOMENDACIONES

- Realizar un nuevo modelo de inyección con el fin de recuperar la energía perdida por diferencial de presión que no permite extraer reservas remanentes en zonas de baja presión en el campo ESPOL III.
- Desarrollar nuevos modelos de recuperación secundaria por inyección de agua que garanticen las condiciones adecuadas para aplicar el mantenimiento de presión en zonas de baja presión.
- Realizar una mayor cantidad de pruebas de restauración de presión con el sensor de fondo para actualizar los datos del yacimiento y poder realizar un análisis nodal mas exacto.
- En el caso de que se analicen yacimientos con alto GOR y con presiones bajo el punto de burbuja se debe considerar la presencia de Gas y se deberán usar las correlaciones de Vogel.

- Una bomba DN1100 dará una mayor producción y necesitará un motor de menos capacidad, lo que puede verse reflejado en una disminución en los costos de operación
- Se recomienda usar solo un Separador de Gas ya que no contamos con un GOR mayor al 30%. ya que el GOR del yacimiento productor de nuestro pozo es 24 scf/Bbl.

6.3 Referencias Bibliográficas

1. **Production Optimization using Nodal Analysis**, Dale Beggs
2. **REDA Basic equipment Selection and Catalog**, Schlumberger
3. **Catalogo de ESP REDA**, Schlumberger
4. **Nine Steps ESP Design**, Baker Hughes
5. **Electrical Submersible Pumps Manual**, Gabor Takacs
6. **Petroleum Engineering Handbook**, Bradley
7. **Manual de Tuberías**, Tenaris
8. **Apuntes Seminario de Graduación**, Dictado por el Ing. Bolívar Miranda, Director de la Tesina.

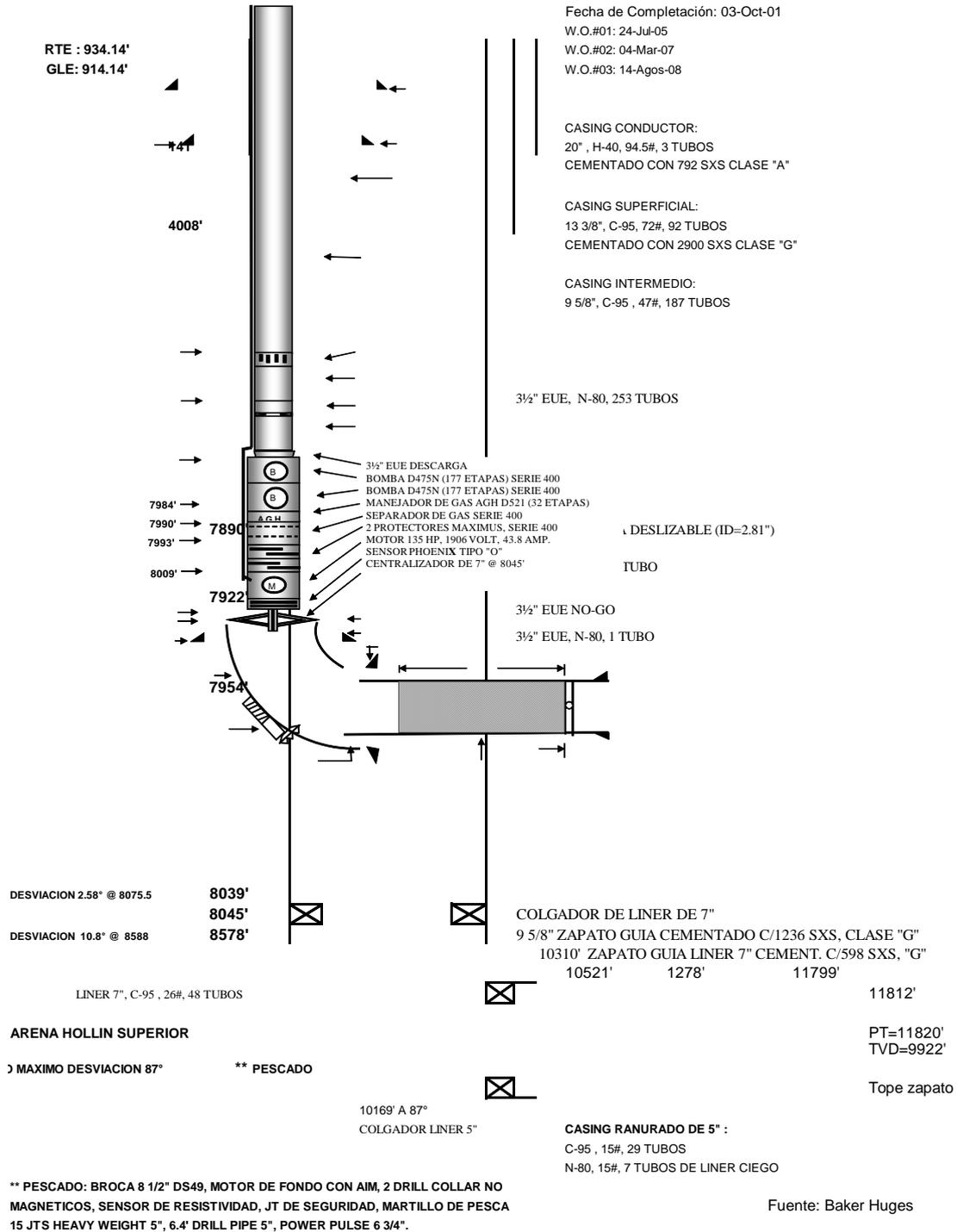
6.4 ANEXOS

ANEXO 1-A

Completación Actual del pozo ESP-01

POZO ESP-01

W.O.- 03



ANEXO 2-A

ANEXO1-B

**Capacidades Recomendadas de Bombas Centrifugas Sumergibles
operando a 60 Hz @ 3500 RPM de REDA**

Series de la Bomba	OD Nominal (pulg.)	Casing Mínimo (pulg.)	Designación de la Bomba	Tasa de Producción Recomendada, bfpd	Potencia del Eje		Diámetro del Eje (pulg.)
					Estándar HP	Alta HP	
338	3.38	4 1/2	A400	200—500	94	150	0.625
			AN550	400—700	94	150	0.625
			AN900	700—1060	94	150	0.625
			A1200	670—1380	78	125	0.625
			AN1200	800—1650	94	150	0.625
			A1500	1000—2000	125	200	0.687
			AN1500	1000—2000	125	200	0.687
			A2700N	1800—3400	125	200	0.687
400	4	5 1/2	D400	200—550	94	150	0.625
			D475N	200—625	94	150	0.625
			DN525	300—625	94	150	0.625
			D725N	350—925	94	150	0.625
			D950	600—1150	125	200	0.688
			DN1000	600—1250	125	200	0.688
			D1100X	600—1350	125	200	0.688
			D1400N	960—1700	125	200	0.688
			DN1750	1200—2050	125	200	0.688
			DN1800	1200—2400	125	200	0.688
			DN2150	1300—2600	125	200	0.688
			D2400N	1500—3200	162	245	0.688

			DN3000	2100—3700	256	410	0.875
			DN3100	2100—3900	256	410	0.875
			D3500N	2400—4500	316	492	0.875
			D4300N	3500—5400	256	410	0.875
			D5800N	4400—7000	256	410	0.875
540	5.13	6 5/8	GN1600	1000—2150	256	410	0.875
			GN2100	1650—2700	256	410	0.875
			G2700	2000—3400	256	410	0.875
			GN3200	2200—4100	256	410	0.875
			GN4000	3200—4800	375	600	1.000
			GN5200	3900—6600	375	600	1.000
			GN5600	4000—7500	375	600	1.000
			GN7000	5000—9000	375	600	1.000
			GN10000	7000—12000	637	1019	1.188
538	5.38	7	SN2600	1600—3200	256	410	0.875
			SN3600	2400—4600	256	410	0.875
			S5000N	4000—5400	375	600	1.000
			S6000N	3500—7800	463	720	1.000
			S8000N	3500—10500	463	720	1.000
			SN8500	6000—11000	375	600	1.000
562	5.63	7	HN13500	5000—18000	375	600	1,000
			H15500N	11000—20000	637	1019	1.188
			HN21000	17500—24000	637	1019	1.188

			H28000N	28000—36000	637	1019	1.188
675	6.75	8 5/8	J7000N	4500—9000	637	1019	1.188
			J12000N	8000—18500	637	1019	1.188
			JN16000	12800—19500	637	1019	1.188
			JN21000	16000—25000	637	1019	1.188
725	7.25	9 5/8	L16000N	11000—20000	637	1019	1.188
			L43000N	36000—54000	1000	1600	1.500
862	8.63	10 3/4	M520A	12000—24000	637	1019	1.188
			M520B	12000—23000	637	1019	1.188
			M520C	12000—22000	637	1019	1.188
			M675A	19000—32500	637	1019	1.188
			M675B	19000—29000	637	1019	1.188
			M675C	19000—28000	637	1019	1.188
1000	10	11 3/4	N1050	35000—64000	1500	2400	1.750
			N1400NA	35000—64000	1500	2400	1.750
			N1400NB	35000—60000	1500	2400	1.750

FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles (Pág. 360)

ANEXO 2-B

Datos Operacionales de Motores Sumergibles Seleccionados a 60 Hz y 3500 RPM de REDA

Serie del Motor	OD Nominal, (pulg)	Tipo de Motor	Potencia del Motor, PH	Voltaje, V	Amperaje, A
456	4.56	Dominator	24	439	35.0
				682	22.5
			36	415	55.5
				780	29.5
				901	25.5
			48	472	65.0
				877	35.0
				1039	29.5
				1363	22.5
			50	894	43.0
				995	38.5
				1097	35.0
				1198	32.0
				1400	27.5
			72	951	48.6
				1437	32.0
				2288	20.0
			84	968	55.5
				1252	43.0
				1394	38.5
				2102	25.5
			96	945	65.0
				1430	43.0
				2402	25.5
108	881	78.5			
	1427	48.5			
	2520	27.5			
120	1181	65.0			
	1586	48.5			
	2194	35.0			

				2598	29.5
			132	1076	78.5
				1299	65.0
				2413	35.0
				2635	32.0
			144	931	99.0
				1174	78.5
				2145	43.0
				2389	38.5
				2631	35.0
			156	1272	78.5
				1535	65.0
				2588	38.5
			168	1086	99.0
				2503	43.0
			180	2682	43.0
			192	1890	65.0
				2537	48.5
			204	2008	65.0
				2695	48.5
			216	1397	99.0
				1762	78.5
				2125	65.0
				2490	55.5
562	5.62	Dominator	30	460	39.5
				745	24.5
			60	495	73.5
				850	43.0
				1205	30.0
			90	850	64.0
				1275	43.0
				1380	39.5
				1490	36.5
				2125	35.5
			120	850	85.5

			990	73.5
			1275	57.0
			1415	51.5
			2550	28.5
			4160	17.0
		150	885	102.5
			1240	73.5
			1415	64.0
			2655	34.0
			3190	28.5
			4160	21.5
		180	1275	85.5
			2550	43.0
			3190	34.0
		210	1240	102.5
			2490	51.5
			3720	34.0
		240	1415	102.5
			2555	57.0
			4250	34.0
		270	1275	128.5
			1595	102.5
			2545	64.0
		300	1235	147.5
			1415	128.5

FUENTE: Gabor Takacs (2009); Manual de Bombas Electro Sumergibles (Pág. 360)

ANEXO 3-B

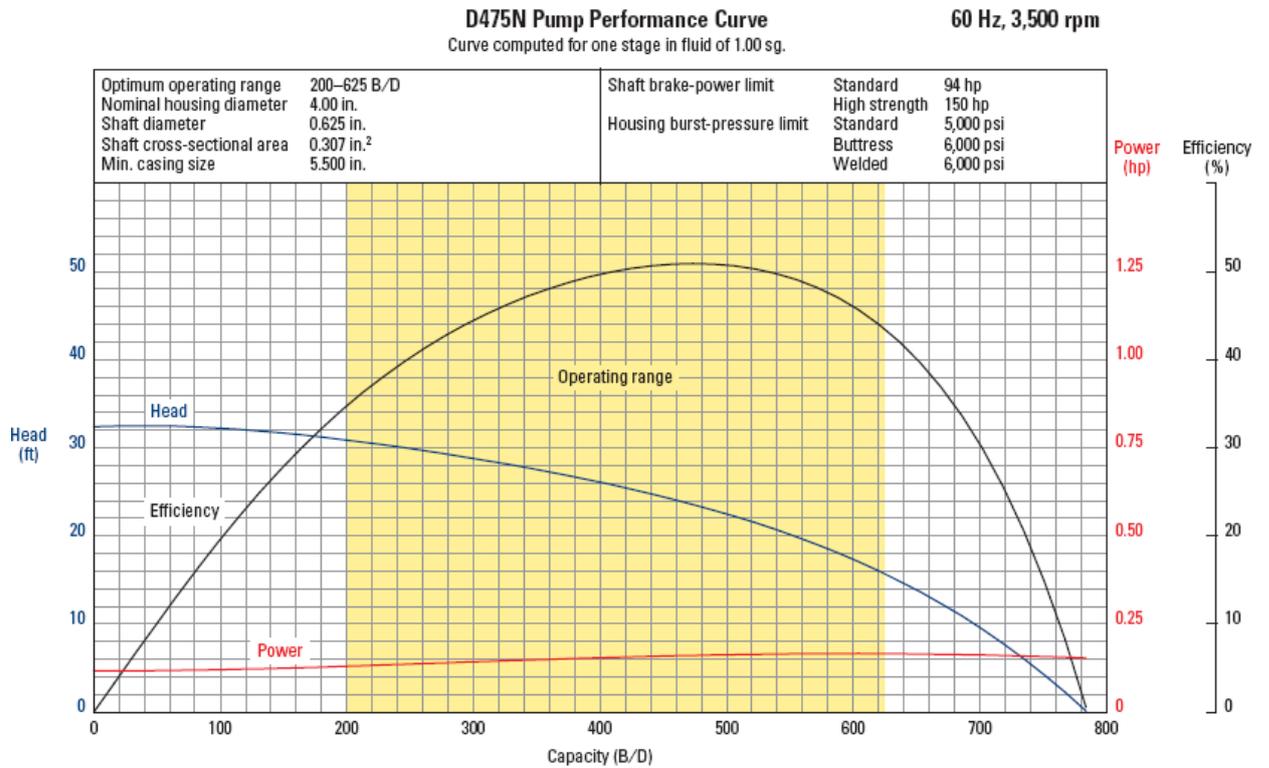
Catálogo de Bombas Serie 400 REDA-SCHLUMBERGER

400 Series, Min. Casing Size 5½-in. [139.7-mm] OD

Housing	Length, ft [m]	Weight, lbn [kg]	Carbon Steel		ES Carbon Steel		ARZ Carbon Steel	
			Max. Stages	FL-CT Part Number	Max. Stages	FL-CT-ES Part Number	Max. Stages	FL-CT-ARZ Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	16	tba [†]	16	tba	13	tba
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	34	tba	34	tba	29	tba
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	52	tba	52	tba	45	tba
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	70	1320712	70	D320712	60	1323450
50	7.7 [2.35]	165 [74.9]	88	1323310	88	D323310	77	1323468
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	106	1323328	106	tba	93	1323476
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	124	1323336	124	tba	109	1323484
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	142	1323344	142	tba	126	1323492
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	160	1323351	160	D323351	141	1323500
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	178	1323369	178	D323369	158	1323518
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	196	1323377	196	100004493	174	1323526
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	214	1323385	214	tba	190	1323534

ANEXO 4-B

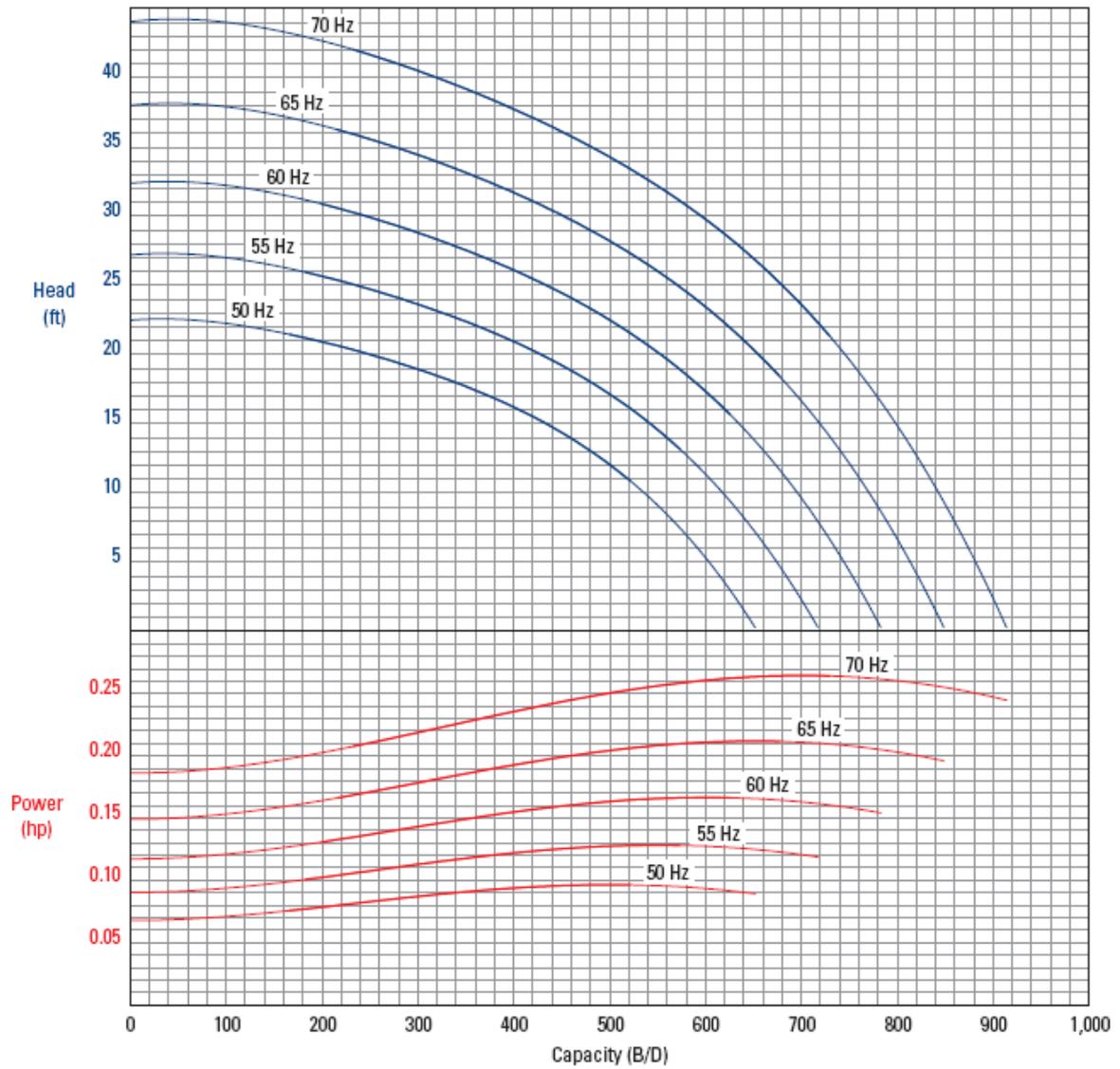
Curva de Comportamiento Bomba D475N REDA



Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 5-B

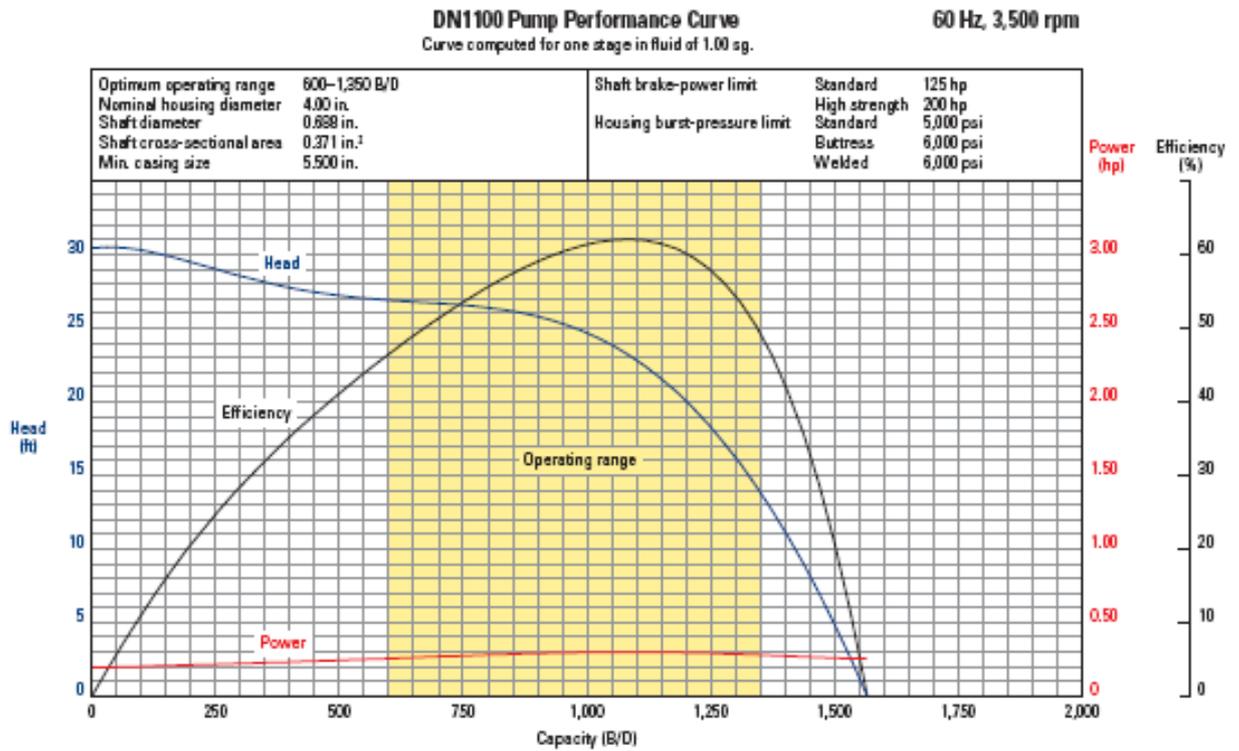
Curva de Cabeza por etapa Bomba D475N REDA



Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 6-B

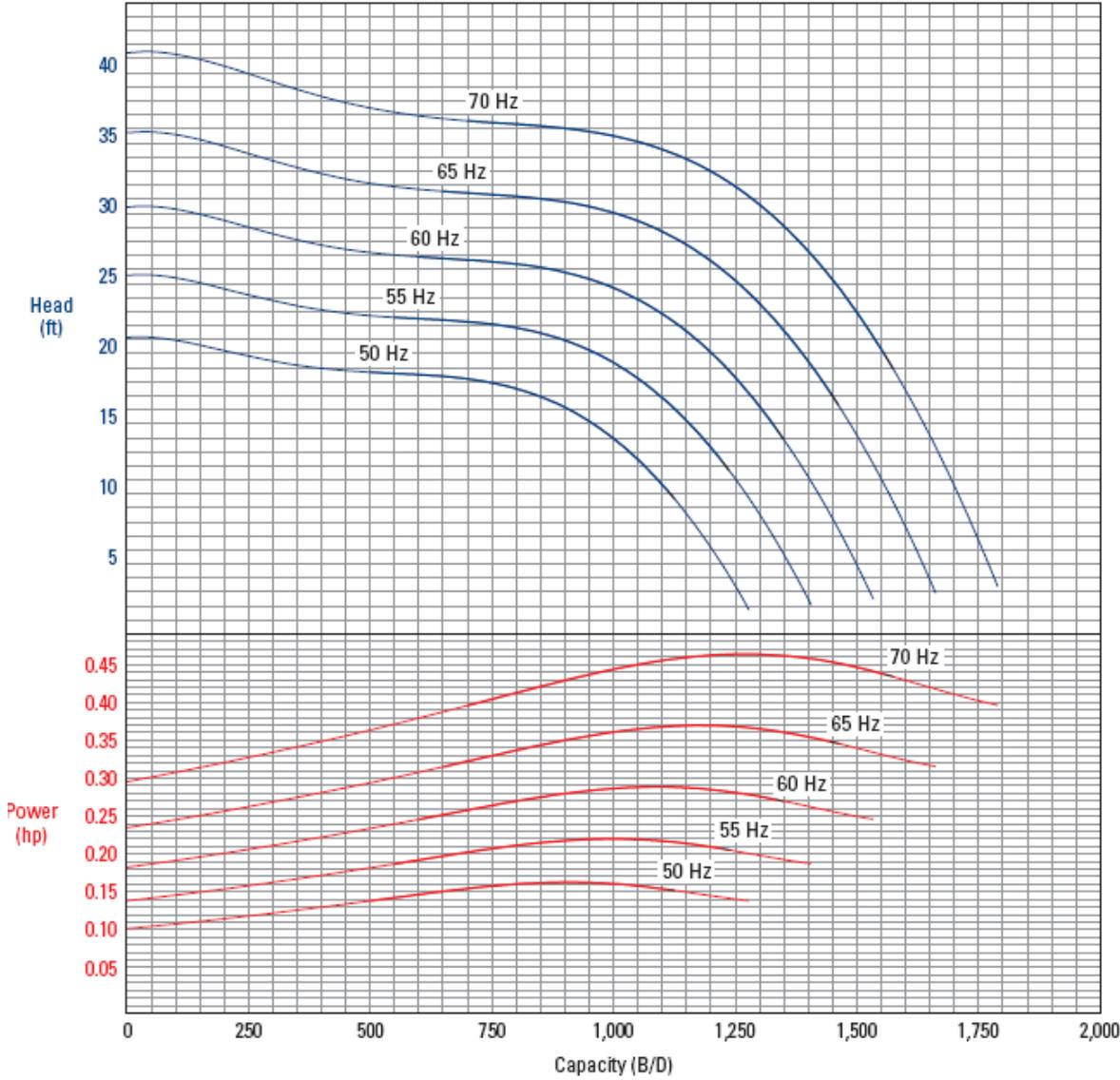
Curva de Comportamiento Bomba DN1100



Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 7-B

Curva de Cabeza por cada Etapa Bomba DN1100 REDA



Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 8-B

Tabla de Motores Serie 400 REDA

456 Motors											
Frequency, 60 Hz		Frequency, 50 Hz		Current, A	Type	Length, ft [m]	Weight, lbn [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy® Alloy Part Number		
Power Rating, hp	Voltage, V	Power Rating, hp	Voltage, V								
84	968	70	807	55.5	S	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004090	2004276		
					UT	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004571	2004668		
	1,252		1,043	43.0	S	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004091	2004279		
					UT	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004574	2004671		
	1,394		1,162	38.5	S	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2000864	2004277		
					UT	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004572	2004669		
	2,102		1,752	25.5	S	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2000865	2004278		
					UT	13.8 [4.2]	632 [286.9]	2004573	2004670		
96	945	80	788	65.0	S	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2004092	2004280		
					UT	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2004575	2004672		
	1,430		1,192	43.0	S	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2000866	2004281		
					UT	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2004576	2004673		
	2,402		2,002	25.5	S	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2000867	2004282		
					UT	15.4 [4.7]	705 [320.1]	2004577	2004674		
	108		881	90	734	78.5	S	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2000868	2004283
							UT	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2000822	2004675
1,427		1,189	48.5		S	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2000869	2004284		
					UT	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2004578	2004676		
2,520		2,100	27.5		LT	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2000830	2004794		
					S	17.0 [5.2]	779 [353.7]	2000870	2004285		
120		1,181	100		984	65.0	UT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2000871	2004286
							LT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2000831	2004795
	1,586	1,322		48.5	S	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2004093	2004287		
					UT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2000824	2004679		
	2,194	1,828		35.0	LT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2000832	2004796		
					S	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2004094	2004289		
	2,598	2,165		29.5	UT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2004581	2004681		
					LT	18.6 [5.7]	852 [386.8]	2004767	2004797		
132	1,076	110	897	78.5	S	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004095	2004290		
					UT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2003181	2004682		
	1,299		1,083	65.0	LT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2003524	2004798		
					S	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004096	2004291		
	2,413		2,011	35.0	UT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004582	2004683		
					LT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004768	2004799		
	2,635		2,196	32.0	S	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004097	2004293		
					UT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004584	2004685		
					S	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2000873	2004292		
					UT	20.2 [6.2]	925 [420.0]	2004583	2004684		

Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 9-B

Tabla de Protectores Serie 400

400/456		Protector—Single/Lower Tandem with HSN Elastomers			
Description	Length ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Carbon Steel w/Monel® Trim Part Number	Redalloy® Part Number
LSL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323805	100323825	100323842
LSL-HL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323817	100323833	100323850
LSB	5.8 [1.8]	156 [71]	100323807	100323826	100323843
LSB-HL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323818	100323834	100323851
BSB	5.8 [1.8]	156 [71]	100323808	100323827	100323844
BSB-HL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323819	100323835	100323852
BSL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323809	100323828	100323845
BSL-HL	5.8 [1.8]	156 [71]	100323820	100323837	100323853
BPBSL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293040	100293054	100293081
BPBSL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293041	100293067	100293084
BPBSL-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293046	100293071	100293095
BPBSL-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293048	100293075	100293100
BSBSL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293441	100293453	100293464
BSBSL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293442	100293454	100293466
BSBSL-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293445	100293459	100293469
BSBSL-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293446	100293460	100293470
LSBPB	8.0 [2.4]	206 [94]	100293215	100293237	100293256
LSBPB-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293217	100293238	100293257
LSBPB-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293230	100293245	100293262
LSBPB-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293232	100293250	100293263
LSBSB	8.0 [2.4]	206 [94]	100292371	100292312	100292386
LSBSB-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100292374	100292314	100292389
LSBSB-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100292365	100292307	100292378
LSBSB-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100292369	100292310	100292382
LSLSB	8.0 [2.4]	206 [94]	100293541	100293557	100293584
LSLSB-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293546	100293561	100293586
LSLSB-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293549	100293578	100293590
LSLSB-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293553	100293579	100293594
LSLSL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293874	100293884	100293897
LSLSL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293875	100293885	100293899
LSLSL-HL	8.0 [2.4]	206 [94]	100293879	100293890	100293906
LSLSL-HL-HSS	8.0 [2.4]	206 [94]	100293881	100293892	100293907

Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 10-B

Tabla de INTAKES - GAS SEPARATORS REDA

400 Series Bolt-On Intakes

Decription	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy Part Number
Intake: ARZ, carbon steel, 400/400	1.0 [0.3]	28 [12.7]	1145382	1129527
Intake: ARZ ZS intake, 400/400	1.0 [0.3]	28 [12.7]	1304567	100050260
Intake: ARZ, high-strength shaft, 400/400	1.0 [0.3]	28 [12.7]	1230838	1140029
Intake: ARZ ZS, high-strength shaft, 400/400	1.0 [0.3]	28 [12.7]	tba [†]	1275536
Intake: ARZ, 400/540	1.0 [0.3]	28 [12.7]	tba	1259092
Intake: ARZ ZS, 400/540	1.0 [0.3]	28 [12.7]	tba	1313832
Intake: ARZ, high-strength shaft, 400/540	1.0 [0.3]	28 [12.7]	100045111	1296128

[†]to be assigned

400 Series Rotary Gas Separators

Decription	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy Part Number
GS: DRS-ES, 400/375	2.6 [0.8]	70 [31.8]	tba [†]	1129998
GS: DRS-ES, high-strength shaft, 400/400	2.6 [0.8]	70 [31.8]	tba	1241272
GS: DRS-ES type, 400/400	2.6 [0.8]	70 [31.8]	tba	1160043

[†]to be assigned

400 Series D20-60 VGSA

Decription	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy Part Number
VGSA D20-60, ES, high-strength shaft	3.2 [1.0]	145 [65.9]	tba [†]	2003133
VGSA D20-60, ES-ZS, high-strength shaft	3.2 [1.0]	145 [65.9]	tba	2007915
VGSA D20-60, ES-SS, high-strength shaft	3.2 [1.0]	145 [65.9]	tba	100103337

Fuente: REDA ESP CATALOG

ANEXO 1-C

PROPIEDADES FISICAS DEL PETROLEO DE LOS CAMPOS DEL DISTRITO EN BASE A LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL LABORATORIO DE YACIMIENTOS

CAMP O	FOR M.	PRESION DE BURBUJA	TEMP. YACIM.	GRADO API	GO R	Bo	GRAVEDAD DEL GAS
SACHA	Hinf	78	225	27.1	24	1.162 5	1.5767
	Hsup	550	225	27.3	124	1.133 4	1.3561
	T	1310	216	30.3	436	1.372 6	1.2518
	U	1052	211	26.7	270	1.242 3	1.1324
	Uinf	1170	218	22.8	224	1.230 2	1.21
	BT	807	181	24.1	150	1.117	1.099