

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE COMPLETACIONES
DOBLES Y SU APLICACIÓN EN POZOS DE LA CUENCA
AMAZÓNICA DEL ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

**GARCÍA FRANCO LENÍN RAYMUNDO
(leningarciaf85@hotmail.com)**

**DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc
(raul.valencia@epn.edu.ec)**

Quito, Junio 2009

DECLARACIÓN

Yo, Lenín Raymundo García Franco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Lenín Raymundo García Franco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue desarrollado por Lenín Raymundo García Franco, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia

DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

Por la forma en cómo me han enseñado a afrontar la vida, por enseñarme a luchar por mis sueños, por ser mi inspiración y levantarme en esos momentos de tristeza y derrota, nunca me abandonen. Este proyecto de titulación se lo dedico

a:

A mi madre,

Al Hip Hop,

A mis amigos de estuRAPrecords (Rappaz, Estereo, Donstone).

AGRADECIMIENTOS

A la empresa de servicios Halliburton, por abrirme las puertas para realizar este proyecto en HCT (Halliburton Completion Tools) representada por los Ingenieros José Suárez, Byron Calvopiña, Catalina Puente, José Franco por guiarme y proporcionarme las facilidades en la elaboración de este proyecto.

De igual importancia expreso mi gratitud al Ingeniero Raúl Valencia, docente de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional y director del presente proyecto, gracias por el tiempo invertido, sus recomendaciones fueron puntos clave para el desarrollo del proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional, que me ha forjado, me ha brindado herramientas para luchar y sobresalir en mi futura vida profesional.

Gracias a todos los que me han acompañado por ver al fin culminado este sueño.

CONTENIDO

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES

1.1.	PARÁMETROS DE INGENIERÍA Y PRINCIPIOS DE FLUJO DE FLUIDOS	1
1.1.1.	LEY DE DARCY	1
1.1.2.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT)	4
1.1.2.1.	<i>Prueba de Liberación Instantánea o Flash</i>	5
1.1.2.1.1.	Proceso de Liberación Instantánea o Flash	5
1.1.2.1.2.	Resultados de la Prueba de Liberación Instantánea o Flash.....	6
1.1.2.2.	<i>Prueba de Liberación Diferencial</i>	6
1.1.2.2.1.	Proceso de Liberación Diferencial	6
1.1.2.2.2.	Resultados de la Prueba de Liberación Diferencial	7
1.1.2.3.	<i>Validación de los Resultados de un Análisis PVT</i>	8
1.1.3.	FACTORES DE RECOBRO	8
1.1.4.	CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA LA SELECCIÓN DE POZOS	9
1.1.4.1.	<i>Tipo de pozo</i>	9
1.1.4.2.	<i>Diámetro de casing</i>	9
1.1.4.3.	<i>Producción deseada de petróleo</i>	9
1.1.4.4.	<i>Producción de agua</i>	9
1.1.4.5.	<i>Producción de gas</i>	10
1.1.4.6.	<i>Producción de arena</i>	10
1.1.4.7.	<i>Análisis de yacimientos</i>	10
1.2.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES.....	10
1.2.1.	PRINCIPIOS HIDRÁULICA.....	10
1.2.2.	CARGA	10
1.2.3.	GRAVEDAD ESPECÍFICA.....	11
1.2.4.	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA	11
1.2.5.	GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN FLUÍDO	12
1.2.6.	GRADIENTE DE PRESIÓN DE MEZCLA	12
1.2.7.	PRESIÓN DE SUBSUELO.....	12
1.2.8.	PRESIÓN EN EL FONDO DEL POZO.....	13
1.2.9.	PRESIÓN DE YACIMIENTO	13
1.2.10.	DIFERENCIAL DE PRESIÓN (DRAWDOWN DD):.....	13
1.2.11.	PRESIÓN DE SURGENCIA DE SUBSUELO	14
1.2.12.	PROFUNDIDAD DEL PUNTO MEDIO DE PERFORACIONES MPP	14
1.2.13.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	14
1.2.14.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE FRICCIÓN EN TUBERÍAS CONCÉNTRICAS	15
1.3.	DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA	16
1.3.1.	PARÁMETROS REQUERIDOS	16
1.3.2.	TAMAÑO, PESO Y PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DEL REVESTIMIENTO.....	16
1.3.3.	PROFUNDIDAD DE LOS INTERVALOS PERFORADOS.....	16
1.3.4.	TAMAÑO Y ROSCA DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	16
1.3.5.	GRAVEDAD API DEL PETRÓLEO, CORTE DE AGUA Y RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR)	17
1.3.6.	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS GASES QUE SE VAN A PRODUCIR.....	17
1.3.7.	TEMPERATURA DEL FONDO DEL POZO (BHT)	17
1.3.8.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR)	17
1.3.9.	PRESIÓN DE CABEZA DEL POZO (THP)	17
1.3.10.	NIVEL DE SUMERGENCIA DESEADO Y PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP) DESEADA	18
1.3.11.	VOLTAJES DISPONIBLES EN SUPERFICIE	18

1.4.	PARÁMETROS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE	19
1.4.1.	RECOPIACIÓN DE PARÁMETROS	19
1.4.1.1.	<i>Estado Mecánico</i>	19
1.4.1.2.	<i>Parámetros de Producción</i>	19
1.4.1.3.	<i>Proyección</i>	20
1.4.1.4.	<i>Parámetros del fluido a producir</i>	20
1.4.1.5.	<i>Fuentes de energía</i>	20
1.4.1.6.	<i>Posibles problemas</i>	20
1.4.2.	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.....	20
1.4.3.	CÁLCULOS DE GAS	21
1.4.4.	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO	21
1.4.5.	FACTOR VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO	21
1.4.6.	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.....	22
1.4.7.	CÁLCULO DE LA CABEZA DINÁMICA TOTAL EN PIES (TOTAL DINAMIC HEAD TDH)	23
1.4.8.	SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA	24
1.4.9.	DETERMINAR EL TAMAÑO ÓPTIMO DE COMPONENTES	25
1.4.10.	SELECCIÓN DEL CABLE.....	25
1.4.11.	DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO ELÉCTRICO	26

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y TIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES

2.1.	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES	28
2.1.1.	UNION AJUSTABLE (ADJUSTABLE UNION)	28
2.1.2.	BLAST JOINT	28
2.1.3.	LANDING NIPPLE AND LOCK MANDRELS.....	29
2.1.4.	PACKER	31
2.1.5.	SEALBORE, MILLOUT EXTENSIONS.....	36
2.1.6.	SEAL ASSEMBLIES	37
2.1.7.	SEAL UNITS	38
2.1.8.	MULESHOE GUIDE	40
2.1.9.	DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR, CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	40
2.1.10.	CABEZAL DUAL	42
2.1.11.	SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE	44
2.1.11.1.	<i>Componentes de superficie de un Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible</i>	45
2.1.11.1.1.	Tablero Conmutador (Switchboard)	45
2.1.11.1.2.	Transformadores.....	46
2.1.11.1.3.	Caja de Empalme (Junction Box).....	47
2.1.11.2.	<i>Componentes de fondo de un Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible</i>	48
2.1.11.2.1.	Bomba.....	48
2.1.11.2.2.	Protector o sección de sello	51
2.1.11.2.3.	Motor	53
2.1.11.2.4.	Separador de Gas (Intake).....	55
2.1.11.2.5.	Cables.....	57
2.1.11.2.6.	Y Tool	58
2.2.	TIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	60
2.2.1.	COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO	61
2.2.2.	COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER.....	65
2.2.3.	COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS	69

CAPITULO III**DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES Y PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS**

3.1.	DISEÑO DE COMPLETACIÓN DOBLE.....	72
3.1.1.	ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U	72
3.1.1.1.	Recopilación de Datos.....	73
3.1.1.2.	Cálculos de las gravedades específicas	74
3.1.1.3.	Construcción de la curva IPR.....	75
3.1.1.4.	Cálculos de la presión de entrada de la bomba PIP	76
3.1.1.5.	Cálculo del porcentaje de gas libre que manejará la bomba	85
3.1.1.6.	Cálculo del levantamiento neto vertical.....	87
3.1.1.7.	Cálculo de la columna dinámica total en pies.....	87
3.1.1.8.	Selección del tipo de bomba	88
3.1.2.	ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA T.....	90
3.1.2.1.	Recopilación de Datos.....	90
3.1.2.2.	Cálculos de las gravedades específicas	92
3.1.2.3.	Construcción de la curva IPR.....	92
3.1.2.4.	Cálculos de la presión de entrada de la bomba PIP	93
3.1.2.5.	Cálculo del porcentaje de gas libre que manejará la bomba	99
3.1.2.6.	Cálculo del levantamiento neto vertical.....	100
3.1.2.7.	Cálculo de la columna dinámica total en pies.....	100
3.1.2.8.	Selección del tipo de bomba	101
3.1.3.	DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER	102
3.2.	PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE CORRIDA (COMPLETACION DUAL)	102
3.2.1.	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL.....	102
3.2.2.	HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA CORRIDA	110

CAPITULO IV**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO**

4.1.	TIEMPOS Y COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE Y COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ESP PACKER).....	113
4.2.	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	114
4.3.	COSTOS DE LA COMPLETACIÓN.....	117
4.4.	BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA.....	119

CAPITULO V**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1.	CONCLUSIONES	121
5.2.	RECOMENDACIONES	123
	BIBLIOGRAFÍA	125
	ANEXOS	126

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO III

DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES Y PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

TABLA 3.1. CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)	73
TABLA 3.2. INFORMACION DEL POZO	73
TABLA 3.3. PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	74
TABLA 3.4. CÁLCULO DE LA IPR	75
TABLA 3.5. CÁLCULO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA	77
TABLA 3.6. CÁLCULO ACTUALIZADO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA	78
TABLA 3.7. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	80
TABLA 3.8. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA	81
TABLA 3.9. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.....	83
TABLA 3.10. DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA	88
TABLA 3.11. DESCRIPCIÓN DEL CABLE	89
TABLA 3.12. DESCRIPCIÓN DEL MOTOR	89
TABLA 3.13. DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR	89
TABLA 3.14. INFORMACION DEL POZO	90
TABLA 3.15. CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)	91
TABLA 3.16. CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	91
TABLA 3.17. CÁLCULO DE LA IPR	92
TABLA 3.18. CÁLCULO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA	94
TABLA 3.19. CÁLCULO ACTUALIZADO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA	94
TABLA 3.20. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	96
TABLA 3.21. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA	96
TABLA 3.22. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.....	97
TABLA 3.23. DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA	101
TABLA 3.24. DESCRIPCIÓN DEL CABLE	101
TABLA 3.25. DESCRIPCIÓN DEL MOTOR	101
TABLA 3.26. DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR	102
TABLA 3.27. TAMAÑOS DE LA TUBERÍA CON VALOR DEL TORQUE	111

CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

TABLA 4.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS.....	112
TABLA 4.2. COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE)	113
TABLA 4.3. COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ESP PACKER)	114
TABLA 4.4. COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U).....	116
TABLA 4.5. COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T)	117
TABLA 4.6. COSTO DE UNA COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U)	118
TABLA 4.7. COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T)	118
TABLA 4.8. INVERSIÓN DE LAS COMPLETACIONES.....	119
TABLA 4.9. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	120

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES

FIGURA 1.1. ESQUEMA DEL EXPERIMENTO DE DARCY.....	2
FIGURA 1.2. ESQUEMA DE DARCY APLICADO EN UN POZO.....	4
FIGURA 1.3. PROCESO DE LIBERACIÓN INSTANTÁNEA O FLASH	5
FIGURA 1.4. PROCESO DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL.....	7
FIGURA 1.5. PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	15
FIGURA 1.6. COMPONENTES DEL TDH	24
FIGURA 1.7. CAÍDA DE VOLTAJE	26

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y TIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES

FIGURA 2.1. UNIÓN AJUSTABLE	28
FIGURA 2.2. BLAST JOINT	29
FIGURA 2.3. LANDING NIPPLE AND LOCK MANDREL.....	30
FIGURA 2.4. ESP PACKER.....	33
FIGURA 2.5. PACKER DE PRODUCCIÓN	34
FIGURA 2.6. ARREGLOS ESPECIALES.....	34
FIGURA 2.7. INSTALACION DE PACKER.....	35
FIGURA 2.8. EXTENSIONES SEALBORE Y MILLOUT	37
FIGURA 2.9. SEAL ASSEMBLIES.....	38
FIGURA 2.10. SEAL UNITS.....	39
FIGURA 2.11. MULESHOE GUIDE	40
FIGURA 2.12. DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR	42
FIGURA 2.13. CABEZAL DUAL CONCÉNTRICO.....	43
FIGURA 2.14. CABEZAL DUAL PARALELO.....	44
FIGURA 2.15. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	45
FIGURA 2.16. TÍPICO TABLERO CONMUTADOR (SWITCHBOARD).....	46
FIGURA 2.17. PERALTE DE TRES TRANSFORMADORES.....	47
FIGURA 2.18. CONEXIÓN DE LA CAJA DE EMPALME (JUNCTION BOX)	48
FIGURA 2.19. BOMBA ELÉCTRICO SUMERGIBLE	49
FIGURA 2.20. IMPULSOR Y DIFUSOR.....	50
FIGURA 2.21. POSICIONES DEL IMPULSOR (EFICIENCIA).....	51
FIGURA 2.22. SECCIÓN DE SELLO CON BOLSA ELASTOMÉRICA	52
FIGURA 2.23. SECCIÓN DE SELLO LABERÍNTICO	53
FIGURA 2.24. MOTOR	54
FIGURA 2.25. SEPARADORES DE GAS	56
FIGURA 2.26. INTAKE (OPCIONES PARA ELIMINAR GAS).....	57
FIGURA 2.27. TIPO DE CABLE	58
FIGURA 2.28. Y TOOL	59
FIGURA 2.29. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASING DE 9 5/8"	62
FIGURA 2.30. BES SUPERIOR E INFERIOR EN UNA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASING DE 9 5/8"	63
FIGURA 2.31. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7" ...	64
FIGURA 2.32. EMPACADURA BES.....	65
FIGURA 2.33. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER	67

FIGURA 2.34. BES SUPERIOR E INFERIOR EN UNA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER...	68
FIGURA 2.35. COMPLETACIÓN DOBLE CON BES PARALELAS CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7"	70
FIGURA 2.36. COMPLETACIÓN DOBLE CON BES PARALELAS CON ESP PACKER.....	71

CAPITULO III

DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES Y PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

FIGURA 3.1. CURVA IPR.....	76
FIGURA 3.2. CURVA DE LA PRESIÓN DISPONIBLE	78
FIGURA 3.3. CURVAS DEL SISTEMA	82
FIGURA 3.4. CURVA DEL SISTEMA	83
FIGURA 3.5. CURVA IPR.....	93
FIGURA 3.6. CURVA DE LA PRESIÓN DISPONIBLE	95
FIGURA 3.7. CURVAS DEL SISTEMA	97
FIGURA 3.8. CURVA DEL SISTEMA	98
FIGURA 3.9. ESQUEMA PARA ARMAR LA PRIMERA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN	103
FIGURA 3.10. ESQUEMA PARA ARMAR LA SEGUNDA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN	105
FIGURA 3.11. ESQUEMA DEL ARMADO DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN.....	106
FIGURA 3.12. ESQUEMA DEL SWIVEL TELESCÓPICO	108

CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

FIGURA 4.1. PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO (USD/BARRIL)	115
FIGURA 4.2. PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	115

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPITULO III

DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES Y PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

ANEXO No. 3.1.	
PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.	127
ANEXO No. 3.2.	
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.	129
ANEXO No. 3.3.	
PROGRAMA SUBPUMP Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	131
ANEXO No. 3.4.	
DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER.	159

RESUMEN

El objetivo principal del presente Proyecto de Titulación es realizar un análisis del mejor diseño de completaciones dobles para incrementar la recuperación de petróleo con la finalidad de sustentar su aplicación en los campos petroleros ecuatorianos.

El capítulo I empieza con una recopilación de los fundamentos teóricos para el diseño de completaciones dobles relacionados con bombeo eléctrico sumergible debido a que en nuestro país se utiliza principalmente este tipo de levantamiento artificial.

Presentadas estas bases, en el capítulo II se realizará una descripción del funcionamiento de los equipos de completaciones dobles y de sus respectivas herramientas. Se especifica el funcionamiento de producción y características de los principales tipos de completaciones dobles utilizadas en el Ecuador.

En el capítulo III se elabora el diseño de la completación doble enfocando el procedimiento de dimensionamiento del equipo Electrosumergible, el cuál es realizado a través del software SUBPUMP 8.0 de la empresa WOOD GROUP. También se explicará el procedimiento operativo de corrida de una completación doble con ESP packer.

En el capítulo IV se complementa la justificación del proyecto desarrollando un análisis técnico económico de una completación doble concéntrica con ESP packer comparándola con una completación básica con bombeo eléctrico sumergible para establecer las conclusiones y recomendaciones del proyecto en el capítulo V.

PRESENTACIÓN

Las compañías operadoras tienen como propósito aumentar la producción de petróleo de una forma segura y confiable, es decir optimizar sus operaciones de completación, requiriendo procesos que sean prácticos, rápidos y económicamente rentables. Una alternativa para conseguir este propósito es producir simultáneamente de dos arenas diferentes de un mismo pozo. Las completaciones dobles concéntricas están diseñadas para producir dos arenas de una manera independiente y controlada usando bombas eléctricas sumergibles.

Es por ello que Halliburton – HCT (Halliburton Completion Tools) ha visto la necesidad de realizar un análisis técnico económico de una completaciones doble a emplearse en la cuenca amazónica del Ecuador comparándola con una completación básica con bombeo eléctrico sumergible y determinar su rentabilidad.

Para la instalación de la completación doble se realiza un análisis nodal de la arena U y T, lo que sirve para optimizar y saber el comportamiento futuro de producción. Se escoge el diseño del equipo de bombeo eléctrico sumergible superior e inferior mediante un software, se procede a realizar el diagrama de completación con los espaciamientos correspondientes para su instalación.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES.

El presente capítulo revisa brevemente los parámetros de ingeniería que se usan para el diseño de completaciones dobles y los principios de flujo de fluidos que se aplican en bombas.

También se va a explicar como se obtienen las pérdidas por fricción en tuberías, se enumerará los parámetros necesarios para el dimensionamiento de una bomba eléctrica sumergible y del sistema de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible.

1.1. PARÁMETROS DE INGENIERÍA Y PRINCIPIOS DE FLUJO DE FLUIDOS:

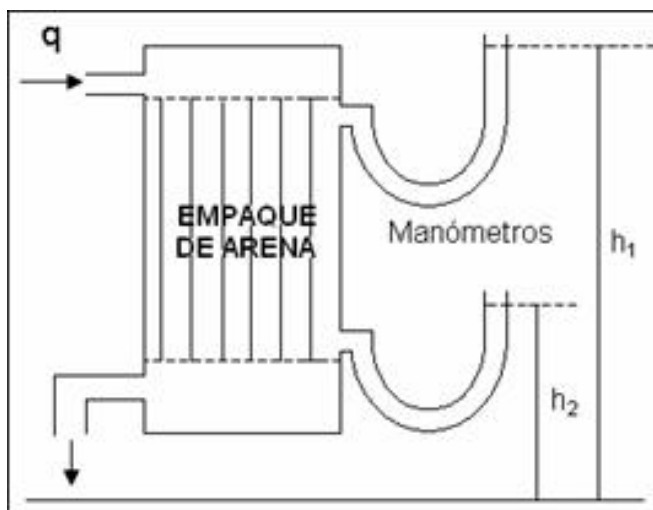
1.1.1. LEY DE DARCY:

El experimento de Darcy que consistió en un gran cilindro que contenía un paquete de arena no consolidada de un metro de longitud, el cual estaba sostenido entre dos pantallas de gasa permeable.

En cada extremo había un manómetro conectado, los cuales medían la presión en la entrada y la salida del filtro cuando se dejaba fluir agua a través del paquete de arena no consolidada.¹ Ver Figura 1.1.

¹ www.lacomunidadpetrolera.com

FIGURA 1.1. ESQUEMA DEL EXPERIMENTO DE DARCY.



Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

$$v = K \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right) = K \frac{\Delta h}{L} \quad (1.1.)$$

Donde:

- v = Velocidad aparente de flujo (cm/seg).
- L = Longitud del empaque de arena (cm).
- Δh = Diferencia de los niveles manométricos (cm).
- K = Constante de proporcionalidad (permeabilidad).
- La velocidad, v , de la ecuación de Darcy es una velocidad aparente de flujo. La velocidad real de flujo se determina dividiendo la velocidad aparente por la porosidad.

Darcy concluyó que la cantidad de flujo homogéneo que pasa a través de un medio poroso es proporcional a la pérdida de carga e inversamente proporcional a la distancia del recorrido del flujo dada por la ley de Darcy para flujo radial que se expresa de la siguiente manera:². Ver Figura 1.2.

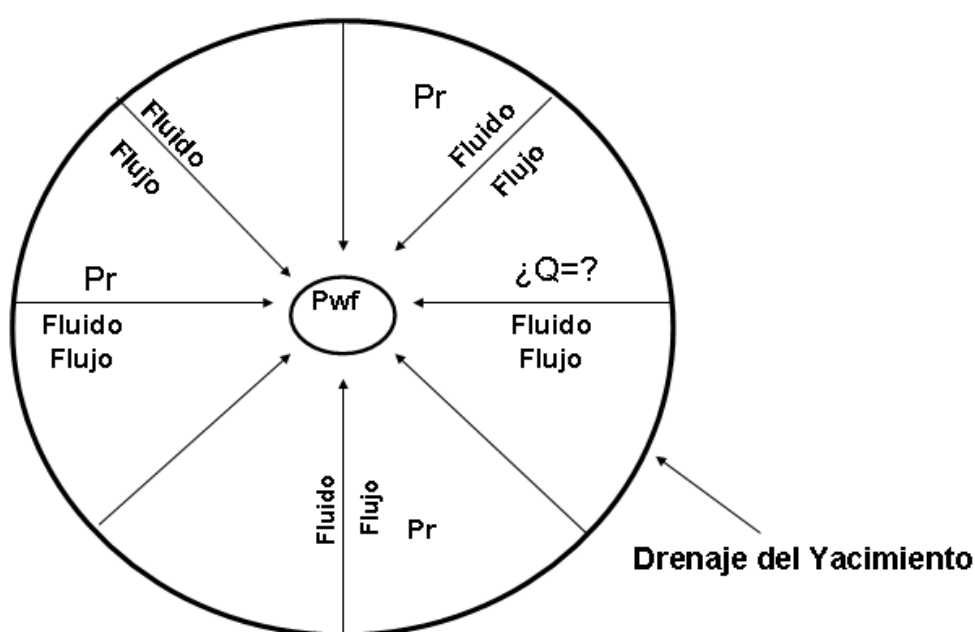
² B. C. CRAFT Y M. F. HAWKINS. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.

$$q = \frac{7.08 \times k \times h \times (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (1.2.)$$

Donde:

q = Caudal.	[Bls/dia]	μ_o = Viscosidad prom. del petróleo.	[cp]
h = Espesor efectivo.	[ft]	P_{wf} = Presión de fondo fluyente.	[psi]
P_r = Presión de yacimiento.	[psi]	r_w = Radio del pozo.	[ft]
r_e = Radio de drenaje.	[ft]	B_o = Factor volumétrico pet.	[Bls/BF]
k = Permeabilidad.	[Darcy]	$(P_r - P_{wf})$ = Caída de presión.	[psi]

FIGURA 1.2. ESQUEMA DE DARCY APLICADO EN UN POZO.



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

1.1.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT):

Las pruebas PVT consisten en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Es muy importante para un buen análisis la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo para determinar las propiedades de los fluidos de dicho yacimiento petrolífero.

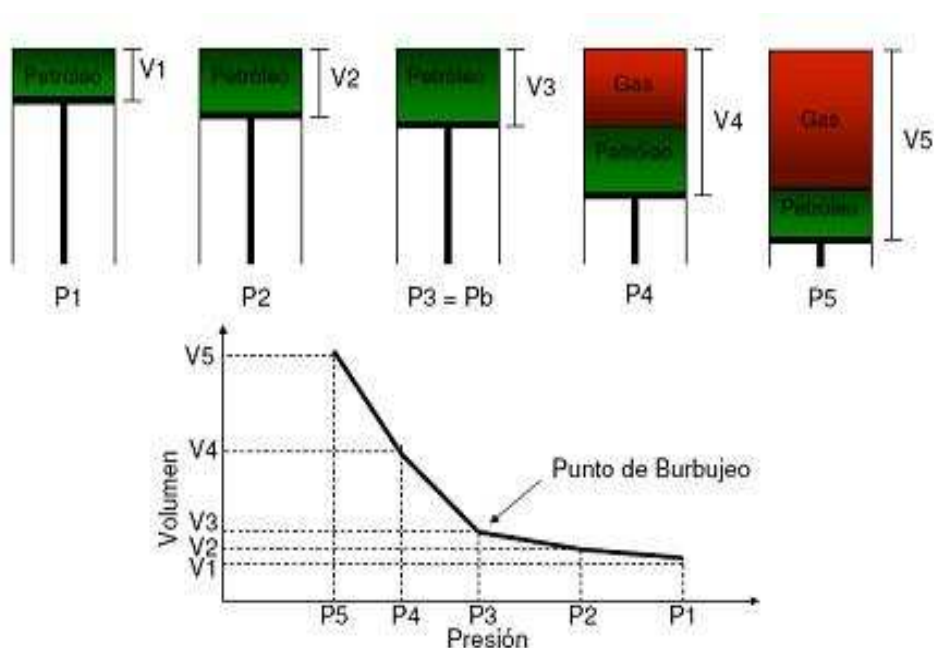
1.1.2.1. Prueba de Liberación Instantánea o Flash:

Todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión permanecen en contacto íntimo y en equilibrio con la fase líquida de la que se liberaron.

1.1.2.1.1. *Proceso de Liberación Instantánea o Flash. Ver Figura 1.3.*

- La presión inicial del petróleo es mayor que la presión de burbujeo ($P_1 > P_b$) y la temperatura inicial es igual a la temperatura del yacimiento.
- El petróleo se expande isotérmicamente en varias etapas hasta alcanzar la presión de burbujeo.
- El petróleo se expande isotérmicamente en varias etapas por debajo de la presión de burbujeo y el gas liberado se mantiene dentro de la celda en contacto con el líquido.

FIGURA 1.3. PROCESO DE LIBERACIÓN INSTANTÁNEA O FLASH.



Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

1.1.2.1.2. Resultados de la Prueba de Liberación Instantánea o Flash.

- Presión de Burbujeo.
- Volumen Relativo en Función de la Presión, V/V_b .
- Compresibilidad del Petróleo

$$C_o = -\frac{1}{V_{o_1}} \left(\frac{V_{o_1} - V_{o_2}}{P_1 - P_2} \right) \quad (1.3.)$$

- Función “Y”

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V}{V_b - 1} \right)} \quad (1.4.)$$

Donde:

P_b = Presión de burbujeo, lpc.a.

P = Presión inferior a P_b , lpc.a.

V = Volumen bifásico a P , cm³.

V_b = Volumen a P_b , cm³.

Los sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos muestran una relación lineal de “Y” con presión. Cerca del punto de burbujeo se observa dispersión debido a errores de medición. La presencia de componentes no hidrocarburos (CO₂, agua, etc.) aleja el comportamiento lineal de la función “Y”.

1.1.2.2. Prueba de Liberación Diferencial

El gas liberado durante una reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el petróleo.

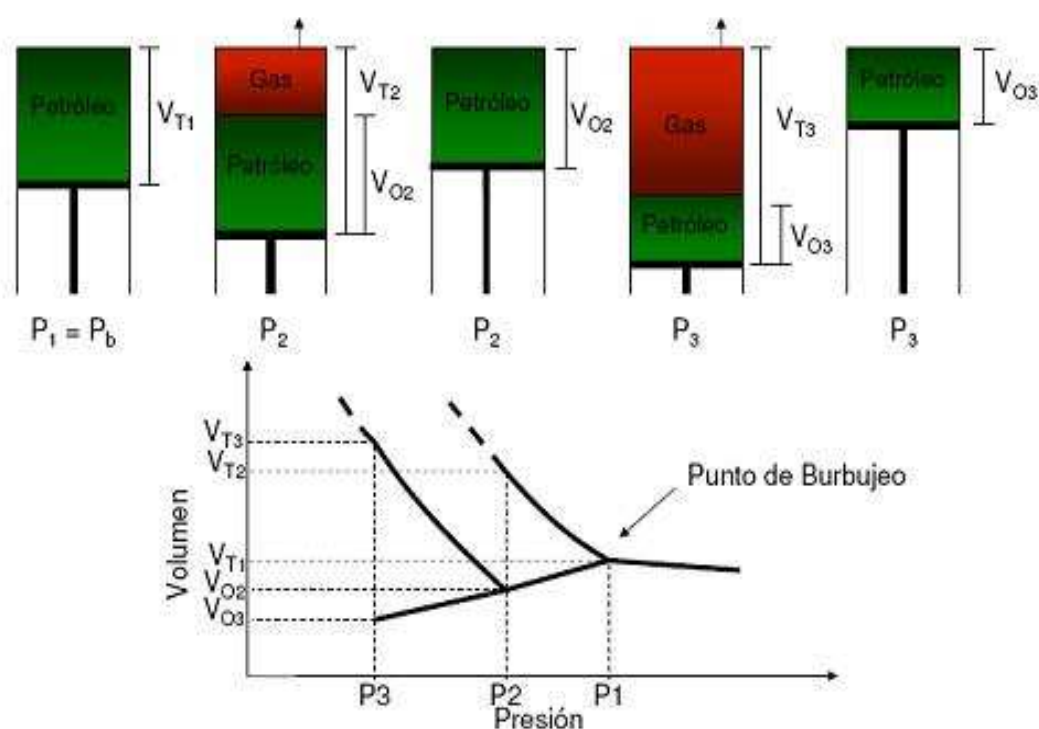
1.1.2.2.1. Proceso de Liberación Diferencial. Ver Figura 1.4.

- La presión inicial del petróleo es mayor o igual a la presión de burbujeo ($P_1 \geq P_b$) y la temperatura inicial es igual a la temperatura del yacimiento.³

³ www.lacomunidadpetrolera.com

- La presión es disminuida aumentando el espacio disponible en la celda para el fluido. Al caer la presión ocurre la liberación del gas, el cual es removido de la celda manteniendo la presión constante.
- El procedimiento es repetido varias veces hasta alcanzar la presión atmosférica.

FIGURA 1.4. PROCESO DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL.



Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

1.1.2.2.2. Resultados de la Prueba de Liberación Diferencial

- Factor de Compresibilidad del gas (Z).
- Relación Gas Petróleo en solución (Rs).
- Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).
- Factor Volumétrico del Gas (Bg).
- Factor Volumétrico Total (Bt).
- Densidad del Petróleo (ρ_o).
- Gravedad Específica del Gas (γ_g).
- Gravedad API del crudo residual ($^{\circ}\text{API}$).

1.1.2.3. Validación de los Resultados de un Análisis PVT.

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio. El chequeo de consistencia de estos datos se hace a través de las siguientes pruebas:

- Chequeo de la temperatura de la prueba: Se debe chequear que las condiciones de P y T del separador al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra de líquido.
- Chequeo de las condiciones de recombinación: Para muestras tomadas en el separador, se debe cumplir que las condiciones de P y T de recombinación en el laboratorio sean iguales a las del separador.
- Prueba de densidad: La densidad del petróleo saturado con gas a la P_b de la prueba de liberación diferencial debe ser igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores.
- Prueba de la linealidad de la función “Y”: Los valores de la función Y se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.
- Prueba de balance de materiales: La prueba consiste en verificar si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. Información necesaria para realizar la prueba:
 - Gravedad API del crudo residual.
 - Relación gas – petróleo en solución a diferentes presiones.
 - Factor volumétrico de formación del petróleo a diferentes presiones.
 - Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de la liberación.

1.1.3. FACTORES DE RECOBRO:

Los factores de recobro se obtienen de la simulación matemática para cada yacimiento. En el modelo matemático se ingresan las variables del reservorio: geológicas, estratigráficas, propiedades de fluidos, datos PVT, curvas de

permeabilidad relativa, tipo de empuje, acuíferos y número de pozos, tipo de roca, propiedades de la roca, porosidad, permeabilidad. Estas variables intervienen en el modelo para determinar el factor de recobro para cada yacimiento.

1.1.4. CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA LA SELECCIÓN DE POZOS:

Antes de seleccionar un pozo se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1.1.4.1. Tipo de pozo:

Esta completación se puede instalar en pozos verticales y direccionales, teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación (dog leg)⁴ no afecte la instalación de la completación.

1.1.4.2. Diámetro de casing:

El equipo que se utiliza en la completación doble es diseñado para instalarse en casing de 9-5/8" y con liner de 7", con esta consideración se comienza a seleccionar los pozos.

1.1.4.3. Producción deseada de petróleo:

Se seleccionarán pozos que produzcan de los yacimientos de la formación Napo, U y T con buenas reservas.

1.1.4.4. Producción de agua:

Se tomará en cuenta el contacto agua - petróleo (CAP) al seleccionar el espesor saturado de petróleo para que no exista producción excesiva de agua.

⁴ Es la desviación o inclinación del pozo cada 100 pies.

1.1.4.5. Producción de gas:

Se debe tener en cuenta que el gas libre no afecte el funcionamiento del equipo.

1.1.4.6. Producción de arena:

Los yacimientos que tengan producción de arena no se los tomará en cuenta por problemas ocasionados en el equipo de la completación.

1.1.4.7. Análisis de yacimientos:

Los yacimientos deben poseer buenas reservas remanentes o no se los tomará en cuenta debido a la excesiva producción de arena lo que puede ocasionar problemas en los componentes de la completación doble.

1.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES:

Los fundamentos teóricos para el diseño de completaciones dobles que se va a explicar son los relacionados con bombeo eléctrico sumergible debido a que en nuestro país se utiliza principalmente este tipo de levantamiento artificial.

1.2.1. PRINCIPIOS HIDRÁULICA:

La Hidráulica puede definirse como el comportamiento de los líquidos en reposo y en movimiento. La presión absoluta existente en un líquido en reposo consiste en el peso del líquido que está por encima de ese punto, este peso se expresa en $\frac{lbs}{pu\lg^2}$ más la presión barométrica (14.7 psi a nivel del mar).

1.2.2. CARGA:

La presión que ejerce un líquido a cualquier superficie que este en contacto con el

mismo es perpendicular y es igual en todas las direcciones. La presión del líquido se puede considerar como el peso de su columna en un punto dado. Esta columna de líquido se llama carga estática y generalmente se expresa en pies del líquido. Por lo tanto la presión y los pies de carga son diferentes formas de expresar el mismo valor. En Bombeo Eléctrico Sumergible el término de **presión** se refiere a las unidades en psi y cuando se usa el término **carga o cabeza** se refiere a las unidades en pies. La expresión que se usa para convertir de un valor a otro es:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi] \times 2.31 \left[\frac{pies}{psi} \right]}{SG_{mezcla}} \quad (1.5.)$$

Donde:

SG_{mezcla} = Gravedad específica de la mezcla.

1.2.3. GRAVEDAD ESPECÍFICA:

Es la relación de la densidad de una sustancia con la de otra sustancia de referencia. Para líquidos la sustancia de referencia es el agua a 60°F. Las características del rendimiento de una bomba eléctrico sumergible se determinan empleando agua de gravedad específica 1.0. La ecuación que se usa para calcular la gravedad específica de los crudos es la siguiente:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (1.6.)$$

1.2.4. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA:

La gravedad específica de una mezcla de fluidos (petróleo, agua) puede ser calculada a partir de los cortes de agua y de las gravedades específicas de las sustancias puras con la siguiente ecuación:

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) \quad (1.7.)$$

Donde:

SG_{mezcla} = Gravedad específica de la mezcla.

SG_w = Gravedad específica del agua.

SG_o = Gravedad específica del petróleo.

f_w = Corte de agua.

1.2.5. GRADIENTE DE PRESIÓN DE UN FLUÍDO:

Se define como el cambio de presión por pie [psi/pie] que ejerce la columna del fluido. El gradiente se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\gamma = 0.052 \times \rho \quad (1.8.)$$

Donde:

γ = Gradiente de presión del fluido [psi/pie]

ρ = Densidad del fluido [lbs/gal]

1.2.6. GRADIENTE DE PRESIÓN DE MEZCLA:

Se calcula con el corte de agua y los gradientes de presión de las sustancias puras con la siguiente expresión:

$$\gamma_{mezcla} = f_w \times \gamma_{agua} + [1 - f_w] \times \gamma_o \quad (1.9.)$$

1.2.7. PRESIÓN DE SUBSUELO:

Es la presión en cualquier punto de la columna de flujo bajo cualquier condición de trabajo.

1.2.8. PRESIÓN EN EL FONDO DEL POZO:

Es la presión de subsuelo pero referidas a la profundidad promedio de las formaciones productoras (MMP), cuando el pozo está en producción se la conoce como presión de surgencia o presión de fondo fluyente (P_{wf}), cuando el pozo está cerrado se la conoce como presión estática del fondo del pozo (P_{ws}).

1.2.9. PRESIÓN DE YACIMIENTO:

Se considera para todo propósito que la presión estática del fondo del pozo es igual a la presión del yacimiento. Se la relaciona con la presión de los fluidos dentro del reservorio, por lo general es la presión hidrostática, o la presión ejercida por la columna de agua de la formación desde la profundidad de la formación a nivel del mar.

Debido a los cambios de presión en el reservorio como los fluidos que son producidos a partir de un reservorio, la presión debe ser descrita como una medida a un tiempo específico, como la presión de reservorio al inicio.

1.2.10. DIFERENCIAL DE PRESIÓN (DRAWDOWN DD):

Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo. Cuando un pozo se perfora en un receptáculo de petróleo y éste comienza a escurrir de la roca receptora, las condiciones originales de aquel sufren un cambio.

La reducción en presión permite que el gas se desprenda del petróleo en forma de burbujas diminutas, si el agua no avanza rápidamente y fuerza al petróleo a escurrir dentro del pozo; pero, si el agua avanza rápidamente la presión permanece constante, aportando ella la energía necesaria para el escurrimiento.⁵ Naturalmente, que en cualquiera de los dos casos hay desprendimiento de gas

⁵ Explotación de campos petroleros. Ing. Alfonso Barnetche.

del petróleo, si éste está tan saturado que un pequeño descenso en la presión basta para causarlo; pero en el primer caso es solo la energía del gas la que provoca el escurrimiento, mientras que en el segundo es casi totalmente la presión hidráulica.

1.2.11. PRESIÓN DE SURGENCIA DE SUBSUELO:

Es la presión de subsuelo o presión de fondo pero con el pozo en producción.

$$P_{wf} = P_r - DD \quad (1.10.)$$

Donde:

P_{wf} = Presión de surgencia de subsuelo.

P_r = Presión de reservorio.

DD = Drawdown (diferencia de presión entre la estática y la de surgencia del pozo).

1.2.12. PROFUNDIDAD DEL PUNTO MEDIO DE PERFORACIONES MPP:

Corresponde a la profundidad promedio de los intervalos cañoneados de las arenas productoras. MPP se calcula con el promedio aritmético de los intervalos abiertos, mediante la siguiente ecuación:

$$MPP = \frac{h_{tope} - h_{fondo}}{2} [pies] \quad (1.11.)$$

Donde:

h_{tope} = Profundidad del primer intervalo perforado.

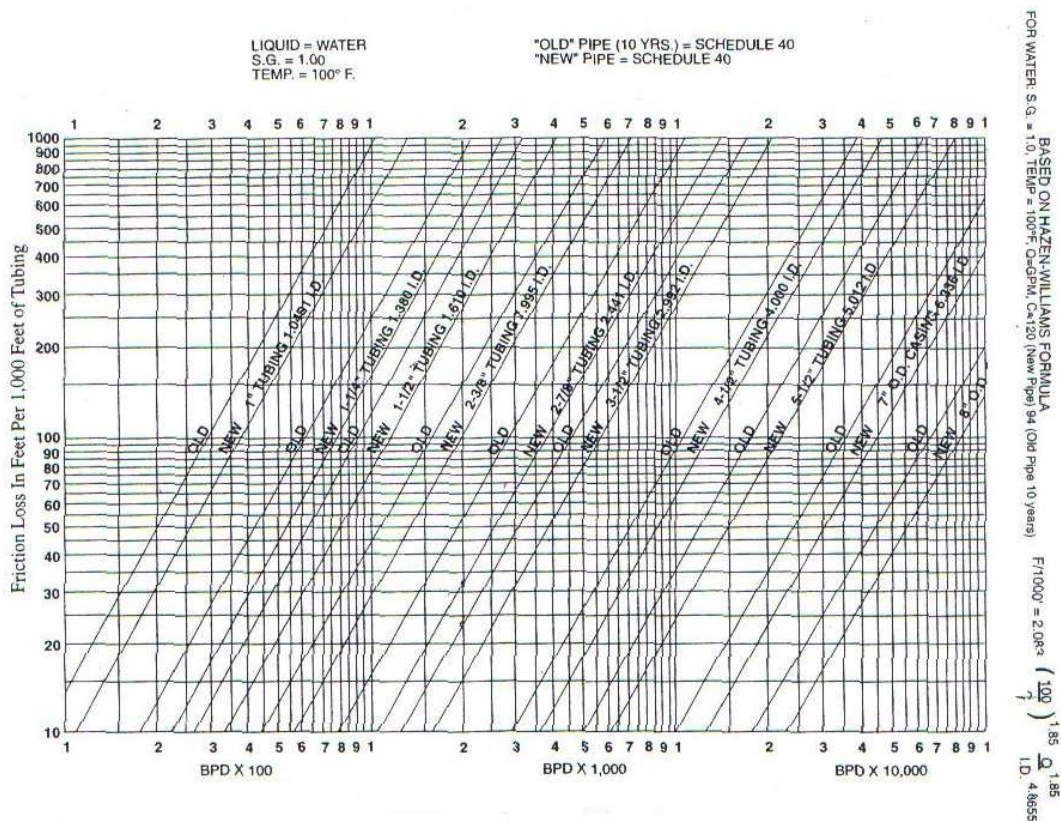
h_{fondo} = Profundidad del último intervalo perforado.

1.2.13. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN:

Las pérdidas por fricción es la pérdida de energía debido al esfuerzo realizado por el flujo del fluido, aunque en la práctica se mide como pérdidas de presión.

Estudios realizados han construido cartas muy útiles para calcular las pérdidas por fricción. Ver Figura 1.5.

FIGURA 1.5. PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.



Fuente: CENTRILIFT (Equipment Sizing).

1.2.14. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE FRICCIÓN EN TUBERÍAS CONCÉNTRICAS:

Para calcular las pérdidas por fricción en tuberías concéntricas es necesario calcular el diámetro hidráulico con la siguiente ecuación:

$$\text{Diámetro hidráulico} = 2(r_o - r_i) \tag{1.12.}$$

Donde:

r_o = Radio interno de la tubería de producción externa.

r_i = Radio externo de la tubería de producción interna.

1.3.DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA:

1.3.1. PARÁMETROS REQUERIDOS:

Para garantizar que el bombeo eléctrico sumergible sea el apropiado para determinado pozo, se debe tener los datos iniciales sobre los cuales se va a elaborar el dimensionamiento del equipo. Estos datos proporcionados deben ser confiables, verificados y actuales. Existe un conjunto de datos mínimos que se requieren para realizar el dimensionamiento inicial de la unidad eléctrica sumergible y cada uno de ellos tiene una justificación de su necesidad.

1.3.2. TAMAÑO, PESO Y PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DEL REVESTIMIENTO:

Tanto el equipo y las bombas eléctricas sumergibles existen en diferentes diámetros externos con el fin de ofrecer diversas opciones de aplicación y también para manejar diferentes tasas de producción. Por eso se debe conocer el tamaño de la tubería de revestimiento y el diámetro interno para garantizar que la unidad encaje dentro de la tubería de revestimiento.

1.3.3. PROFUNDIDAD DE LOS INTERVALOS PERFORADOS:

El fluido de producción es el que se encarga de refrigerar el motor del sistema cuando este se encuentra en operación. Si se ubica la unidad por debajo de los intervalos perforados, se debería realizar una instalación encamisada con el fin de lograr que el fluido de producción pase por la carcasa del motor disipando el calor generado.

1.3.4. TAMAÑO Y ROSCA DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN:

El tamaño de la tubería de producción es de suma importancia para calcular cuanta pérdida por fricción debe incluirse en el diseño, este valor de pérdidas por

fricción es uno de los tres parámetros para el cálculo de carga dinámica total en pies que debe generar la bomba para lograr llevar hasta la superficie el fluido de la producción desde el fondo.

1.3.5. GRAVEDAD API DEL PETRÓLEO, CORTE DE AGUA Y RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR):

Para calcular la viscosidad del líquido que se va a producir se requieren estos datos y otros más tales como temperatura.

1.3.6. GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS GASES QUE SE VAN A PRODUCIR:

Es necesario conocer la gravedad específica del líquido que se va a producir, puesto que es indispensable para calcular cuanta potencia se requiere para producir el fluido, (mezcla de agua, petróleo y gas dado el caso).

1.3.7. TEMPERATURA DEL FONDO DEL POZO (BHT):

Es un dato indispensable para seleccionar el tipo de cable que se utilizará, además tiene un efecto directo sobre la temperatura a la cual el sistema va a operar, aunque no es tan significativo como la temperatura que genera el motor, pero si es un punto sobre el cual se puede saber que tanto puede llegar a refrigerarse el motor o no.

1.3.8. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR):

El índice de productividad es importante para conocer la capacidad de producción que tiene el pozo a medida que se va generando una caída de presión en la cara del pozo.

1.3.9. PRESIÓN DE CABEZA DEL POZO (THP):

Para garantizar que el fluido de producción llegue hasta la estación de recolección

o batería, es necesario incluir la presión en el cabezal de la tubería de producción en los cálculos de la carga dinámica total en pies (TDH).

1.3.10. NIVEL DE SUMERGENCIA DESEADO Y PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP) DESEADA:

Ayuda a determinar la profundidad de asentamiento de la bomba. Muchas veces no es necesario sumergir la bomba hasta el valor máximo posible. Esto permite ahorrar en el uso innecesario de la tubería de producción y del cable el cual es uno de los componentes más costosos del sistema de bombeo eléctrico sumergible.

$$\Delta P = (MPP - \text{prof. bomba}) \times SG_m \times 0.433 \quad (1.13.)$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P \quad (1.14.)$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{PIP}{0.433 \times SG_o} \quad (1.15.)$$

Donde:

CHP = Presión en la cabeza del casing.

PIP = Presión de entrada a la bomba.

1.3.11. VOLTAJES DISPONIBLES EN SUPERFICIE:

Antes de determinar el diseño de bombeo electro sumergible y seleccionar los componentes eléctricos tales como transformadores y variador o controlador de frecuencia es importante conocer los voltajes o potencia disponible.

La selección de estos equipos es de suma importancia por dos aspectos:

- El primero evitar que por una fuente errada de potencia se genere daño en cualquiera de los componentes eléctricos tales como motor, transformador elevador (SUT), variador o controlador de frecuencia y del transformador reductor.

- Evitar que a las condiciones de operación el sistema se quede limitado por el hecho de no poder someter uno de los componentes a cargas eléctricas superiores de las que puede soportar y que aún la bomba y motor puedan obtener ganancia en producción.

1.4. PARÁMETROS DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE:

1.4.1. RECOPIACIÓN DE PARÁMETROS:

1.4.1.1. Estado Mecánico:

- Diámetro de revestimiento.
- Diámetro de tubería de producción y características.
- Intervalos abiertos (perforaciones).
- Verificación del Survey.

1.4.1.2. Parámetros de Producción:

Actuales

- Presión estática del pozo a nivel de referencia.
- Presión de cabeza (THP y CHP).
- Presión de revestimiento en la cabeza del casing (CHP).
- Rata de producción deseada.
- Rata de producción permitida por la DNH.
- Profundidad del tope de las perforaciones (TPP).
- Temperatura del fondo del pozo (BHT).
- Relación gas/petróleo (GOR).
- Corte de agua (BSW).
- Índice de productividad (IP).
- Correlaciones a utilizar de acuerdo a las propiedades del fluido del pozo.

1.4.1.3. Proyección:

La proyección de producción depende directamente del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería del yacimiento incluyendo los siguientes datos:

- Presión estática del pozo a nivel de referencia.
- Presión de Cabeza (THP y CHP).
- Temperatura del fondo del pozo (BHT).
- Relación gas/petróleo (GOR).
- Corte de agua (BSW).
- Índice de productividad (IP).

1.4.1.4. Parámetros del fluido a producir:

- Gravedad específica del agua (SGW).
- Gravedad API del petróleo.
- Gravedad específica del gas (SG_g).
- Presión de burbuja (P_b).
- Viscosidad del petróleo (μ_o).

1.4.1.5. Fuentes de energía:

- Voltaje disponible en superficie.
- Frecuencia en superficie.

1.4.1.6. Posibles problemas:

- Producción de arena.
- Formación de escamas.
- Depositación de parafinas.

1.4.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN:

Se debe determinar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento de la bomba a una tasa de producción deseada. También hay que predecir el comportamiento del pozo, dependiendo si se usa el índice de productividad (IP), o mediante la relación de desempeño de flujo (IPR).

1.4.3. CÁLCULOS DE GAS:

Para tener certeza si se debe instalar algún accesorio para manejo de gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada de la bomba (Intake), la presencia de gas en la entrada de la bomba y en la bomba misma puede generar bloqueos por gas y ocasionar dificultad para levantar el fluido a superficie. Esto se debe a que la presencia de gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema.

Hay casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas-petróleo. En estos casos se pueden usar correlaciones que han sido desarrolladas para esta tarea. Una de las más útiles y aplicadas son las de Standing que sirven para determinar la relación gas-petróleo y el factor volumétrico de la formación.

1.4.4. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO:

$$R_s = SG_g \left(\frac{Pb}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048} \quad (1.16.)$$

Donde:

SG_g = Gravedad específica del gas.

Pb = Presión de burbuja.

T = Temperatura del fondo del pozo [°F].

1.4.5. FACTOR VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO:

Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (1.17.)$$

$$F = R_s \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25T \quad (1.18.)$$

Donde:

SG_g = Gravedad específica del gas.

SG_o = Gravedad específica del petróleo.

T = Temperatura del fondo del pozo [°F].

1.4.6. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS:

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales.

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad (1.19.)$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad del gas.

T = Temperatura del pozo R ($R = 460 + F$).

P = Presión de surgencia [psi].

Se puede determinar el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas – petróleo usando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Gas Total} = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad (1.20.)$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$\text{Gas en solución} = \frac{Rs \times BOPD}{1000} [MPCD] \quad (1.21.)$$

El gas libre que pasa a través de la entrada de la bomba se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en sol.} \quad (1.22.)$$

Para el cálculo del volumen de petróleo, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD] \quad (1.23.)$$

$$V_w = BWPD \times B_w [BWPD] \quad (1.24.)$$

$$V_g = GasLibre \times B_g [BGPD] \quad (1.25.)$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba será:

$$V_T = V_o + V_g + V_w \quad (1.26.)$$

Para realizar un diseño de un sistema de bombeo eléctrico sumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pase a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente fórmula.

$$GasLibre = \frac{V_g}{V_T} \times 100\% \quad (1.27.)$$

Cuando el porcentaje de gas libre es mayor al 10%, es indispensable instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba estándar (intake), el cual va ubicado en la misma posición que iría la sección de entrada.

1.4.7. CÁLCULO DE LA CABEZA DINÁMICA TOTAL EN PIES (TOTAL DINAMIC HEAD TDH):

Este valor corresponde a la altura de la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie y se calcula con la siguiente ecuación:

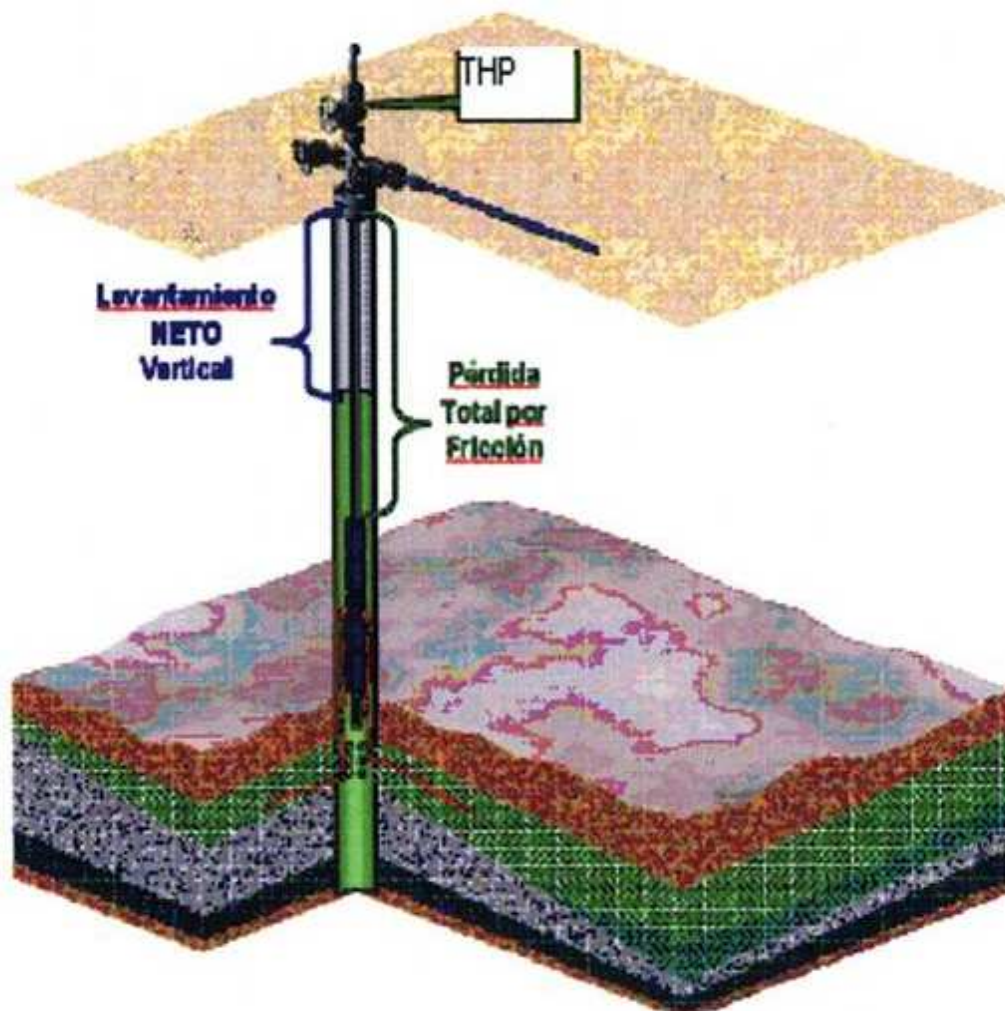
$$TDH = LNV + P.F + THP \text{ [pies]} \quad (1.28.)$$

LNV = Levantamiento neto artificial y es la cabeza en pies que requiere levantar la bomba desde el nivel dinámico del fluido.

P. F. = Pérdidas por fricción en la tubería y demás accesorios.

THP = Cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue hasta la estación de recolección o batería.

FIGURA 1.6. COMPONENTES DEL TDH.



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

1.4.8. SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA:

Utilizando los catálogos BORETS ESP Catalog V 1.0., con el caudal se escoge el diseño deseado y la cabeza dinámica total en pies calculada, se podrá seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de bombas que podrían realizar este trabajo.

1.4.9. DETERMINAR EL TAMAÑO ÓPTIMO DE COMPONENTES:

Con la ayuda del catálogo se debe seleccionar el número de etapas, tamaño óptimo del motor y sello así como verificar las limitaciones del equipo.

$$\text{Número de etapas} = \frac{TDH}{\text{CabezaPorEtapa}} \quad (1.29.)$$

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la siguiente ecuación, tomando de las curvas de desempeño por etapa la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$HP = (\text{EtapasTotales}) \times (HP\text{porEtapa}) \quad (1.30.)$$

1.4.10. SELECCIÓN DEL CABLE:

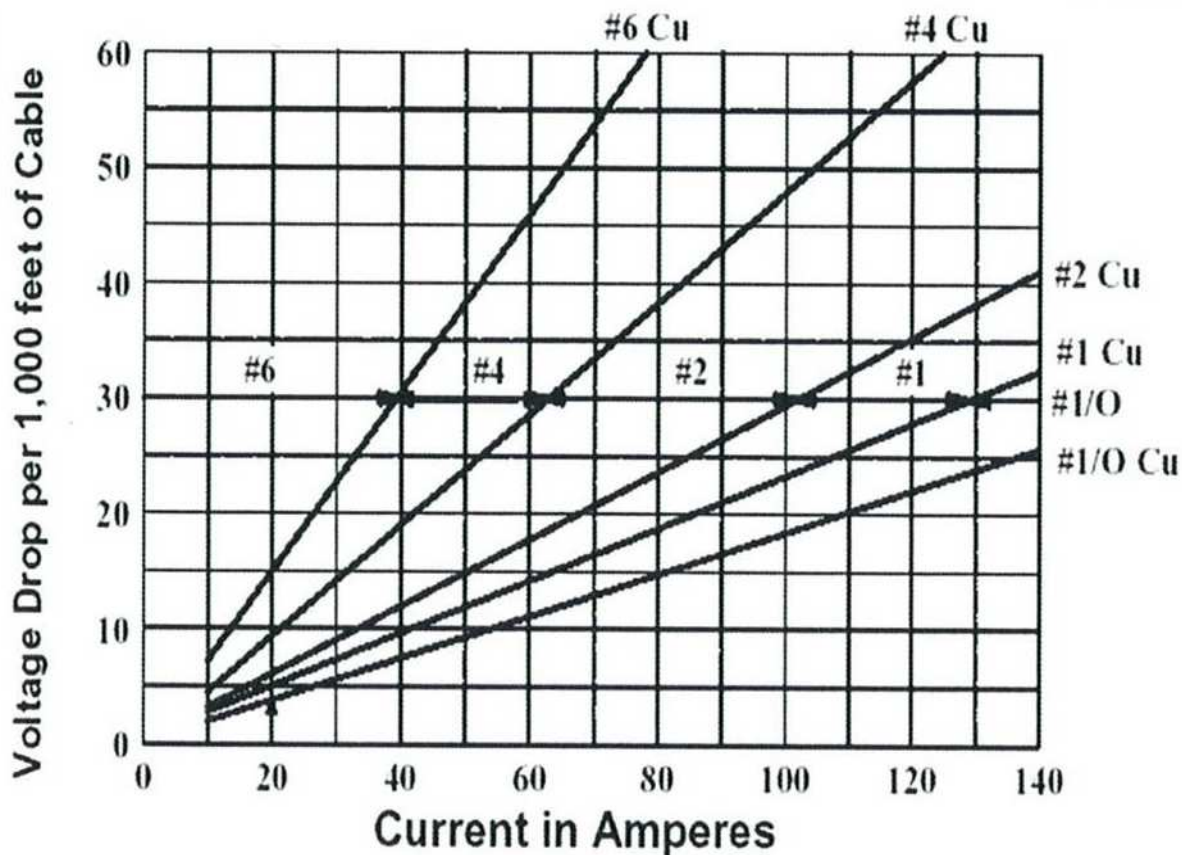
La selección del cable involucra: tamaño, tipo y longitud. El tamaño del cable depende de factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular.

El fluido del pozo y la temperatura son condiciones que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a usar, o mejor el tipo de armadura que debe tener este para enfrentar las condiciones de operación; ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo.

La longitud del cable se determina por la profundidad de asentamiento de la bomba. Generalmente se adicionan 100 a 200 pies más de cable, los cuales se usan para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

Donde las pérdidas de voltaje en el cable se obtienen mediante una gráfica. Ver Figura 1.7.

FIGURA 1.7. CAÍDA DE VOLTAJE.



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

1.4.11. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL EQUIPO ELÉCTRICO:

Para seleccionar el variador y transformadores que serán usados, es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren los equipos con el fin de escoger el que mejor se ajuste a las condiciones de operación del equipo de subsuelo.

La potencia eléctrica se mide en kilovatio-Amperio y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$KVA_{\text{sup erficie}} = \frac{1.732 \times V_{\text{sup erficie}} \times A_{\text{motor}}}{1000} \quad (1.31.)$$

Donde:

$V_{superficie}$ = Voltaje en superficie.

A_{motor} = Amperaje normal del motor.

El voltaje en superficie se calcula conociendo el voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable, se calcula con la siguiente ecuación:

$$VoltajeEnSuperficie = \frac{\frac{Vperdida}{1000pies} \times LongitudCable}{1000} + VoltajeMotor \quad (1.32.)$$

CAPITULO II

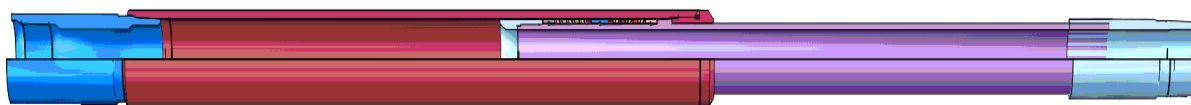
DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS Y TIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES.

2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES:

2.1.1. UNION AJUSTABLE (ADJUSTABLE UNION):

Son instaladas en la sarta de perforación para facilitar el espaciamiento crítico en la superficie y entre los componentes del subsuelo mejorando el trabajo al momento de instalar el equipo BES. Ver Figura 2.1. También pueden prevenir una rotación a futuro. Las uniones ajustables con llave dan torque a la tubería de producción (tubing) a través del packer y a otros equipos de fondo. Uniones ajustables sin llave son usadas donde no es necesario tener torque en la tubería debajo de la unión.

FIGURA 2.1. UNIÓN AJUSTABLE.



Fuente: Halliburton.

2.1.2. BLAST JOINT:

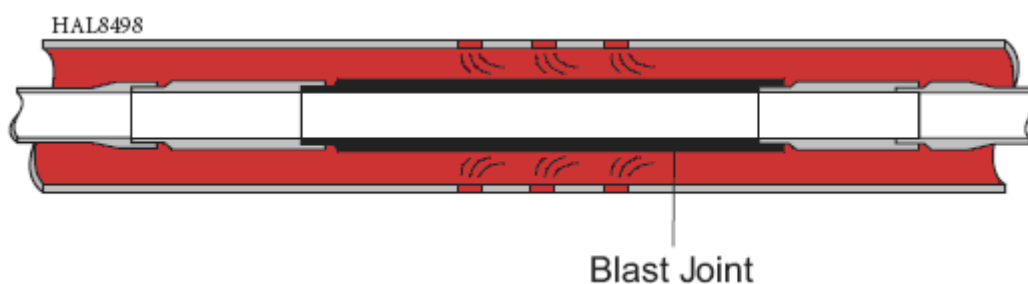
Blast joints son instalados en la tubería de producción frente a las perforaciones en pozos con dos o más zonas. Ver Figura 2.2. Ayudan a prevenir el daño en la tubería de producción (corrosión) por acción de chorro en las zonas de perforaciones.

Características:

- Disponible en longitudes de más de 10 pies (3,048 m).
- Espesor del grueso de la tubería de producción.

Beneficios:

- Aumento de la vida útil de la tubería de producción.

FIGURA 2.2. BLAST JOINT.

Fuente: Halliburton.

2.1.3. LANDING NIPPLE AND LOCK MANDRELS:

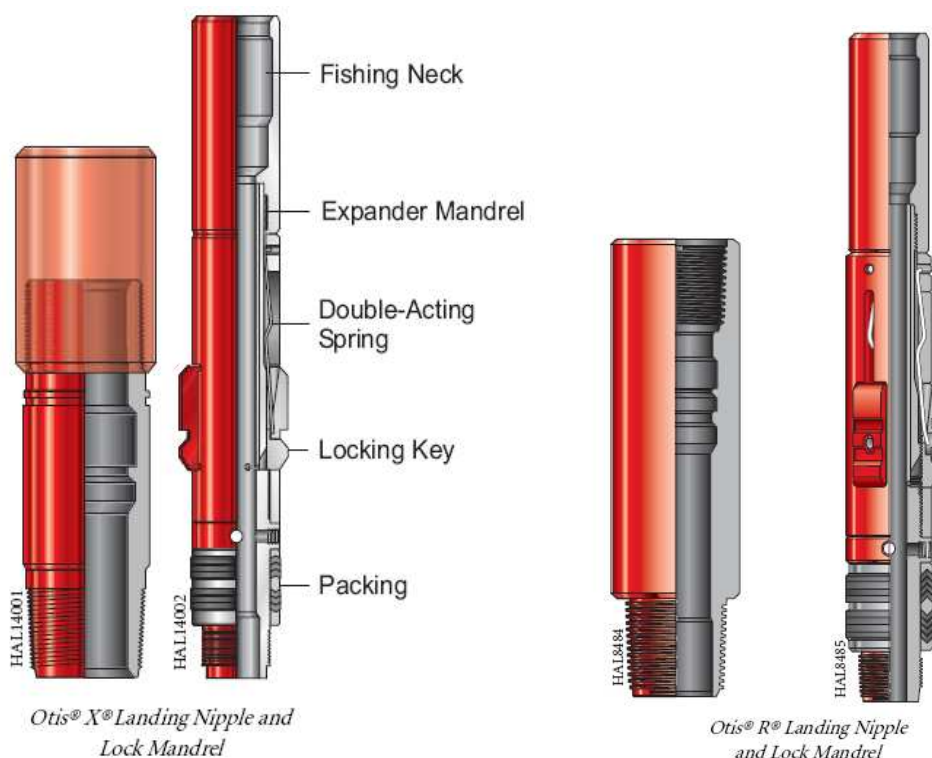
Son corridos dentro del pozo sobre la tubería de completación para proveer una locación específica de asentamiento para el equipo de subsuelo de control de flujo. Ver Figura 2.3. El interior común de los perfiles de los nipples de asentamiento los hace universales.

El nipple Otis X de asentamiento se utiliza en tubería pesada standard. El nipple Otis R de asentamiento es típicamente utilizado con tubería extrapesada. La completación puede tener muchos nipples con el mismo ID en cualquier secuencia deseada sobre la sarta de producción.⁶

El control de flujo, se ejecuta en el pozo a través de la corrida de la herramienta en funcionamiento con un slickline. El operador slickline selecciona la corrida de la herramienta que puede permitir el control de flujo con cualquier nipple de

asentamiento a la profundidad deseada. Si esta localización es insatisfactoria o si las condiciones del pozo cambian, el control de flujo puede ser movido hacia arriba o hacia abajo de la sarta de producción colocando en otra locación al nipple. Estas operaciones se realizan con slickline bajo presión sin matar el pozo.

FIGURA 2.3. LANDING NIPPLE AND LOCK MANDREL.



Fuente: Halliburton.

Aplicaciones:

- Localizador positivo para sistemas combinados.
- Conexión bajo presión.
- Casi ilimitado para el establecimiento de lugares de bloqueo y los controles de flujo sub-superficial.

⁶ HALLIBURTON. Completion Solutions.

Características:**Landing Nipples**

- Hueco largo con mínima restricción.
- Nipple universal con un perfil interno.

Lock Mandrels

- Llaves de bloqueo retirables.
- Bloqueo diseñado para mantener la presión desde arriba o abajo.
- Grandes ID para mayores volúmenes de flujo

Beneficios:**Landing Nipples**

- Ayuda la reducción en la completación y producción manteniendo los costos.
- Operación simple.
- Múltiples opciones de corrida.

Lock Mandrels

- Servicio rápido slickline para retirar las llaves.
- Control del operador al localizar, asentar y cerrar en la selección del nipple.
- Dentro de la pesca provee un máximo ID de cuello.

2.1.4. PACKER:

Herramienta que sirve para aislar dos arenas. Son efectivos para completaciones simples o completaciones de multi zonas.

El ESP packer es un diseño hidráulico con doble tapa para reducir los costos de las completaciones eléctrico sumergibles. Ver Figura 2.4. Está hecho para tener un agujero máximo de producción ID en la tubería de producción, permitiendo pasar un cable eléctrico y controlar la línea.

El packer de producción puede ser colocado con wireline eléctrico o hidráulicamente sobre la tubería de producción. Están diseñados para salir libremente del hueco de todos los dispositivos de ajuste y mantener una larga área de bypass de los fluidos a través del mismo. Ver Figura 2.5.

Condiciones de fondo del pozo o de la tubería pueden exigir otras herramientas opcionales; básicamente son tuberías pulidas diseñadas para ingresar en un montaje de sellos. Ver Figura 2.6.

El packer puede ser instalado para: servir como puente temporal de enchufes, tubos de anclas y pruebas de herramientas; aislar completaciones de multizonas; permitir el movimiento de la tubería de producción y transmitir el despliegue del sistema de perforación. Ver Figura 2.7.

Aplicaciones:

- Formaciones profundas, descarga diferencial, presión o estímulo zonas.
- Permite halar la tubería de producción sin el asentamiento de los tubos.
- Altas temperaturas de fondo.
- Condiciones de fondo exigen sistemas de corrida especiales para su limpieza.
- Sistemas de doble flujo de inyección de químicos.

Características:

- Alto diseño interior antideslizante mantiene la fuerza en toda la unión del packer; diseño inferior se desliza hacia arriba para impedir el movimiento de la cuña superior, mientras se encuentra en funcionamiento.
- Bloqueo deslizante interior del anillo ayuda a una rápida remoción, ahorrando tiempo de la torre si es necesario seguir rotando.
- Triple-sello del elemento multidurometer.
- Elemento de sello es eficaz a altas o bajas temperaturas y presiones.

- Núcleo de deslizamiento conserva original su estructura metálica para facilitar la rotación.

Beneficios:

Packer de producción:

- Mantiene un gran flujo bypass.
- Ahorra tiempo torre.
- Asegura una fácil rotación porque el núcleo metálico original mantiene su estructura deslizante.
- Puede ser adaptado para aplicaciones con alta presión a altas temperaturas.

ESP Packer:

- Su instalación fácil puede ayudar a hacer pozos marginales económicamente atractivos para producir.
- Fácil recuperación significa menos tiempo gastado en workovers.
- Puertos de inyección de químicos y monitoreo de presión pueden ser fácilmente agregados sin costos significativos.
- El funcionamiento es a largo plazo y confiable. Se han reducido al mínimo los sellos elastoméricos. Solamente seis anillos aumentan la confiabilidad.

FIGURA 2.4. ESP PACKER.



Fuente: Halliburton.

FIGURA 2.5. PACKER DE PRODUCCIÓN.

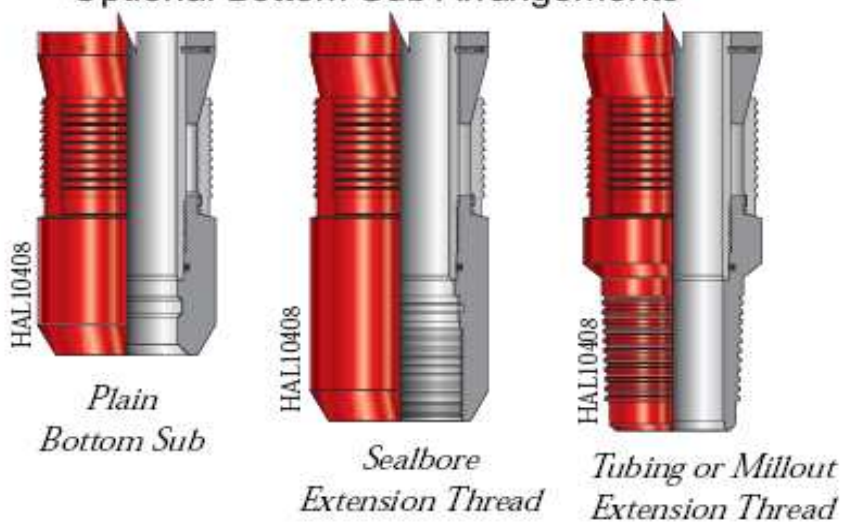


Wireline-Set Perma-Series® Packer

Fuente: Halliburton.

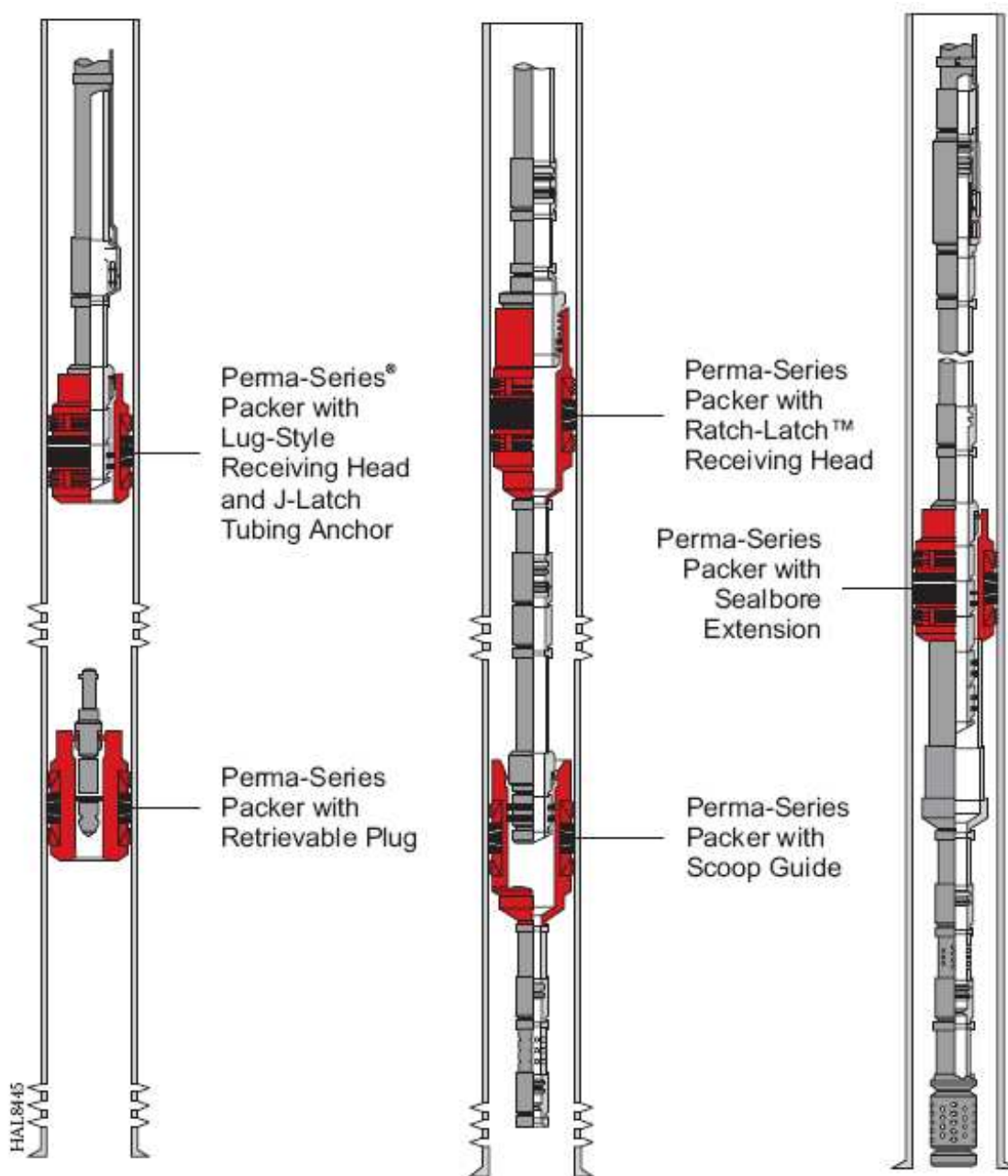
FIGURA 2.6. ARREGLOS ESPECIALES.

Optional Bottom Sub Arrangements



Fuente: Halliburton.

FIGURA 2.7. INSTALACION DE PACKER.



Esquema 1: Servir como puente temporal de enchufes, tubos de anclas y pruebas de herramientas.

Esquema 2: Aislar completaciones de multizonas.

Esquema 3: Permitir el movimiento de la tubería de producción y transmitir el despliegue del sistema de perforación.

Fuente: Halliburton.

2.1.5. SEALBORE, MILLOUT EXTENSIONS:

Los sealbore packer son extensiones para ampliar la superficie pulida por debajo del packer. Esto permite el uso de unidades de cierre más largas para compensar la contracción de la tubería o un alargamiento. Ver Figura 2.8. Las extensiones están disponibles en tamaño estándar de 8-, 20- y 24- pies (2.44-, 6.10- y 7.32- metros) los incrementos.⁷

Las extensiones millout proporcionan un gran ID por debajo del sealbore packer o sealbore extensión, que permite rotar al packer en un solo viaje; se recupera la herramienta para ser utilizada cuando la tubería es corrida por debajo del ensamblaje del packer.⁸

Aplicaciones:

- Para utilizar las unidades de cierre más largas o para compensar la contracción de la tubería o alargamiento (sealbore extensions).
- Para permitir que en un solo viaje la herramienta de recuperación del packer rote para ser utilizada cuando la tubería es corrida por debajo del ensamblaje del packer.

Beneficios:

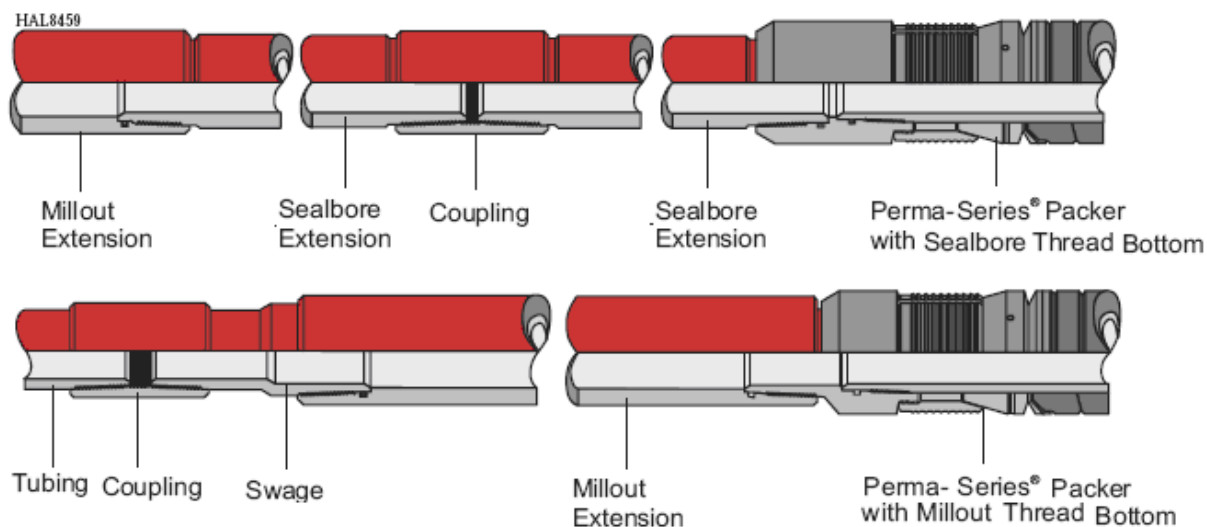
- Permite el uso de unidades de cierre más largas para compensar la contracción de la tubería o alargamiento (sealbore extensions).

Opciones:

- Sealbore extensiones disponibles en 8-, 20- y 24- pies (2.44-, 6.11- y 7.32- metros) los incrementos.

⁷ HALLIBURTON. Completion Solutions.

⁸ HALLIBURTON. Completion Solutions.

FIGURA 2.8. EXTENSIONES SEALBORE Y MILLOUT.

Fuente: Halliburton.

2.1.6. SEAL ASSEMBLIES:

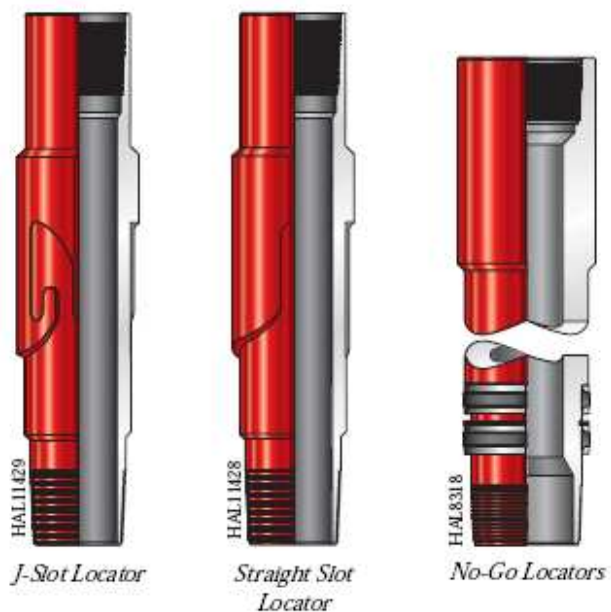
Los ensambles de sello permanente y recuperable actúan como packer entre la tubería de producción y el packer. Ver Figura 2.9.

Si los componentes son expuestos a los fluidos corrosivos, el sello estándar de aleaciones pueden ser chapadas con una protección adicional o corrosivos fabricados a partir de aleaciones resistentes.

El ensamblaje de sello de montaje consta de tres componentes principales:

- Localizador.
- Moldeado o unidades de sello.
- Guía Muleshoe, Collet, o la tubería de producción.

FIGURA 2.9. SEAL ASSEMBLIES.



Fuente: Halliburton.

2.1.7. SEAL UNITS:

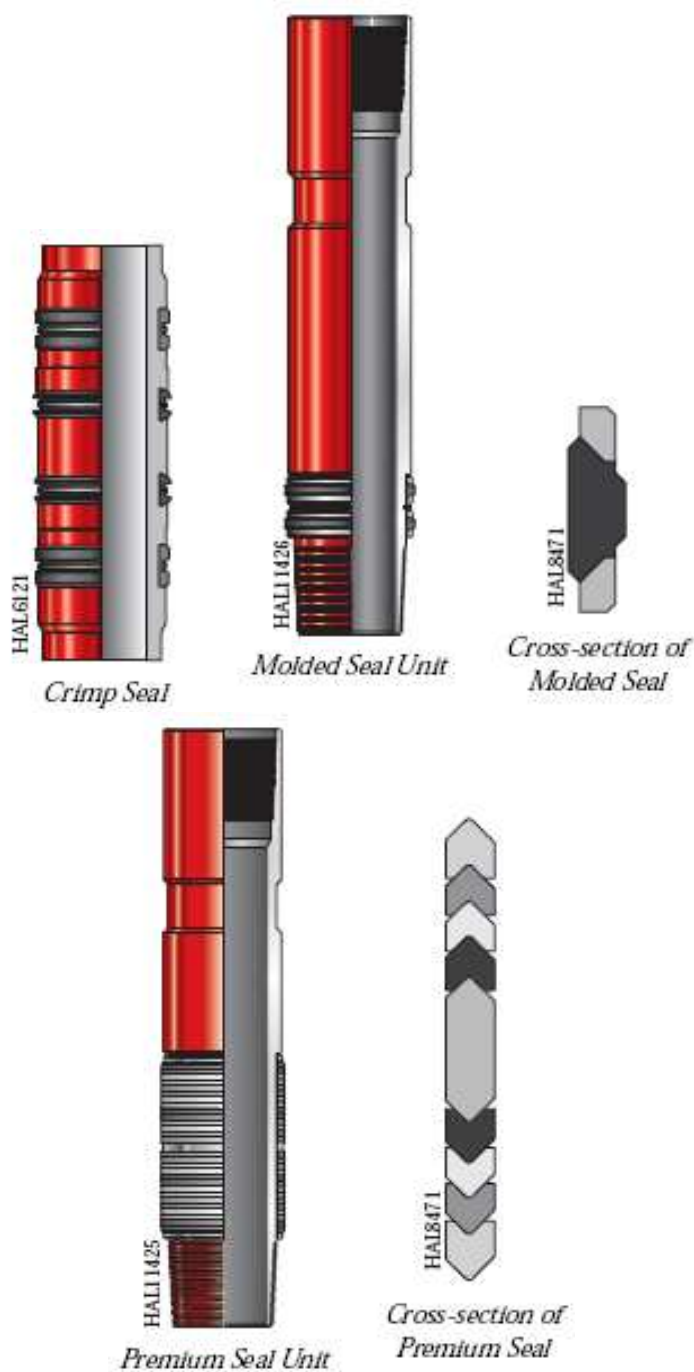
Se recomienda para aplicaciones en las que el sello va dentro y fuera del hueco. Todas las unidades de sello están diseñadas para una fácil reparación sobre el terreno. La geometría de los seal units les permite proporcionar el sello más adecuado, ya que están sometidos a mayores presiones y temperaturas. Muchos tipos de unidades de sello están disponibles, y otros pueden ser diseñados para ajustarse a necesidades específicas. Ver Figura 2.10. La unidad de sello premium son sellos v-packing de sistemas de elastómero⁹ o de plástico con un material plástico y de metal. Los fillos del v-anillo están diseñados para tener un ajuste inicial en la interferencia con el sealbore.

Los fillos responden al incremento de presión flexionándose hacia el exterior. Copia de seguridad de diversas combinaciones de materiales se pueden utilizar con cada uno de los v-packing para que sea adecuado para diferentes

⁹ **Elastómero:** Polímero sintético que tiene propiedades semejantes a las del caucho, se caracterizan por su elasticidad y por su excelente capacidad para la deformación plástica.

temperaturas y presiones. El sello se mantiene en la ranura por un anillo de metal que es más rizado que el sello. Está disponible con varios elastómeros y pueden ser equipados con anti-copia de seguridad para la extrusión de los anillos.

FIGURA 2.10. SEAL UNITS.

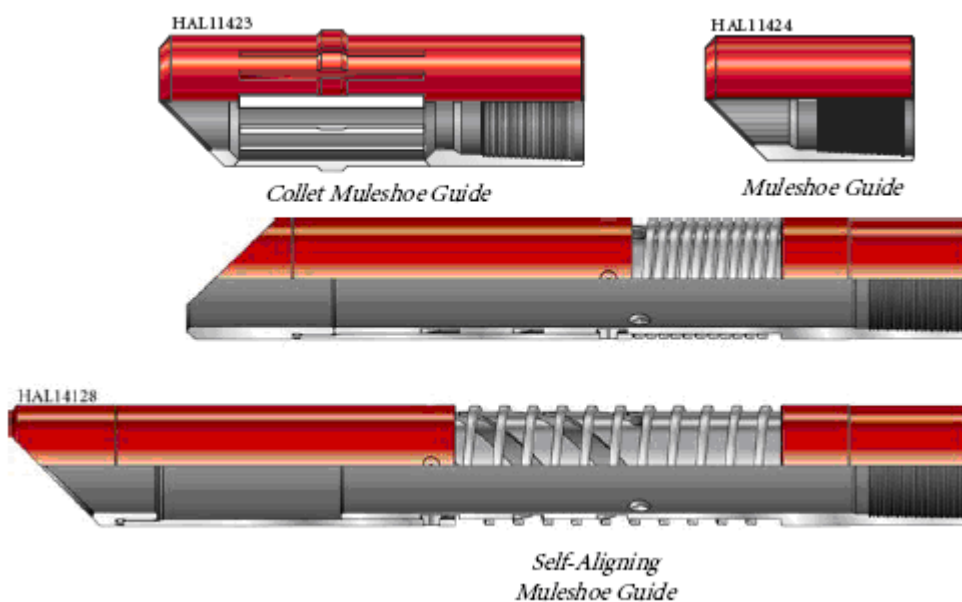


Fuente: Halliburton.

2.1.8. MULESHOE GUIDE:

Proporciona un medio para orientar el final de la tubería fuera de la pared de la carcasa y, a continuación, entrar en lo alto de la línea o en el hueco del packer. La longitud de la Muleshoe varía con la aplicación, a partir de la centralización, para sellar la guía y proteger el aislamiento del flujo en la camisa. La Auto-alineación de la guía Muleshoe, permite el final de la guía para rotar y orientar con la línea superior sin rotación de la tubería. Esta herramienta es especialmente útil en pozos con completaciones dobles o completaciones horizontales donde el control de la rotación de la tubería en el fondo del pozo es difícil. Ver Figura 2.11.

FIGURA 2.11. MULESHOE GUIDE.



Fuente: Halliburton.

2.1.9. DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR, CAMISA DE CIRCULACIÓN Y PRODUCCIÓN:

Es un equipo de apertura completa con una camisa en su interior que se puede abrir o cerrar usando métodos estándar slickline. Esta camisa permite la

comunicación entre la tubería de producción (tubing) y el anular tubing/casing. Provee un nipple adicional de aterrizaje en la sarta de producción para una amplia variedad de equipos de control de flujo y la opción de envase a través de la puerta lateral de la camisa para instalar otros controles de flujo o para aislarlo.

Tres posiciones del Collet de bloqueo ayudan a mantener la camisa totalmente abierta, equilibrada, o en una posición totalmente cerrada. Cualquier número de camisas de circulación se pueden ejecutar en una sola tubería de producción, y todos pueden ser abiertos o cerrados con un solo viaje slickline. Camisas individuales también se pueden abrir o cerrar selectivamente según sea necesario.

Tienen una circulación es decir un área de producción equivalente a la zona de la tubería. Un sello DURATEF que no es un elastómero ha ampliado dramáticamente la resistencia a la presión y temperatura, lo que resulta en un nuevo pliego de camisas. Durante el ensayo, los dispositivos DuraSleeve son abiertos en repetidas ocasiones con 5000 psi (345 bar) de presión diferencial, sin daño en el sello.

Aplicaciones:

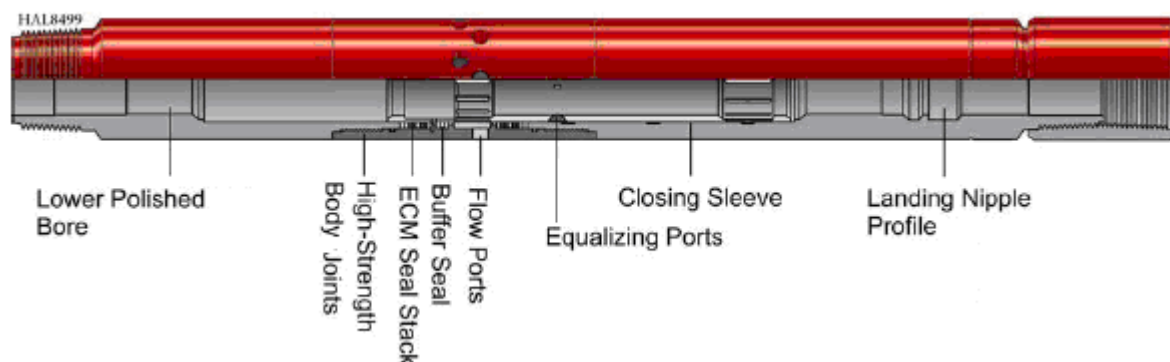
- Completaciones simples.
- Parar o Matar a los fluidos de circulación.
- Recuperación secundaria.
- Lavar por arriba del packer.

Características:

- Área de pulido en el pack – off.
- Área para Circulación/Producción que equilibra el área de la tubería de producción.
- El packer no se remueve cuando la camisa esta viajando.
- Tres posiciones de bloqueo del Collet.

- Equilibrar los puertos en el interior de la camisa permitiendo equilibrar a un alto diferencial de presión.

FIGURA 2.12. DURA SLEEVE SLIDING SIDE DOOR.



Fuente: Halliburton.

2.1.10. CABEZAL DUAL:

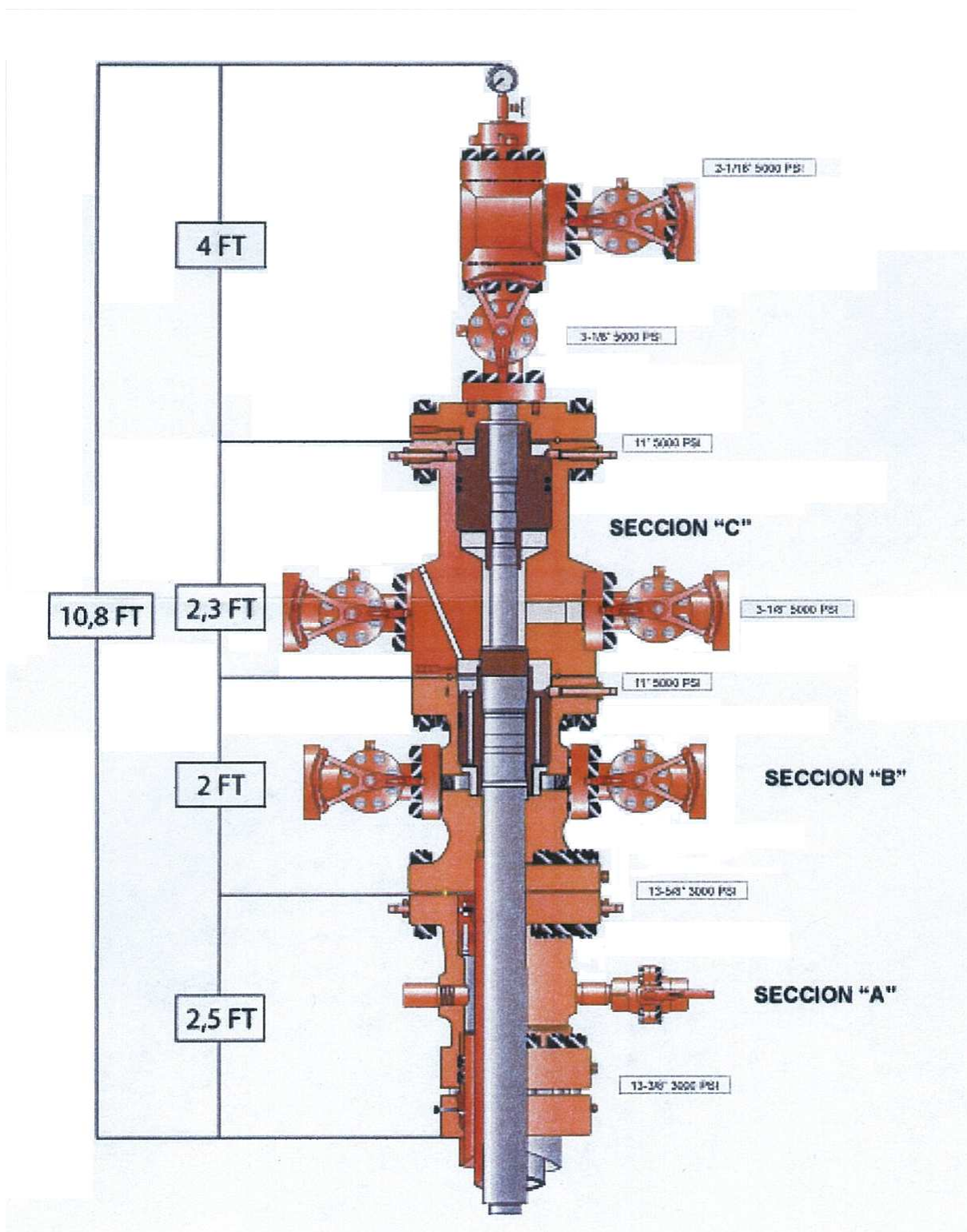
Soporta todo el equipo de fondo y la tubería de producción. Además sella alrededor del cable y la tubería de producción, también sirve para evitar fugas de gas o reventones en el pozo.

Dicho sello soporta entre 500 y 3000 psi. Existen dos tipos de cabezales que se utilizan en las completaciones dobles.

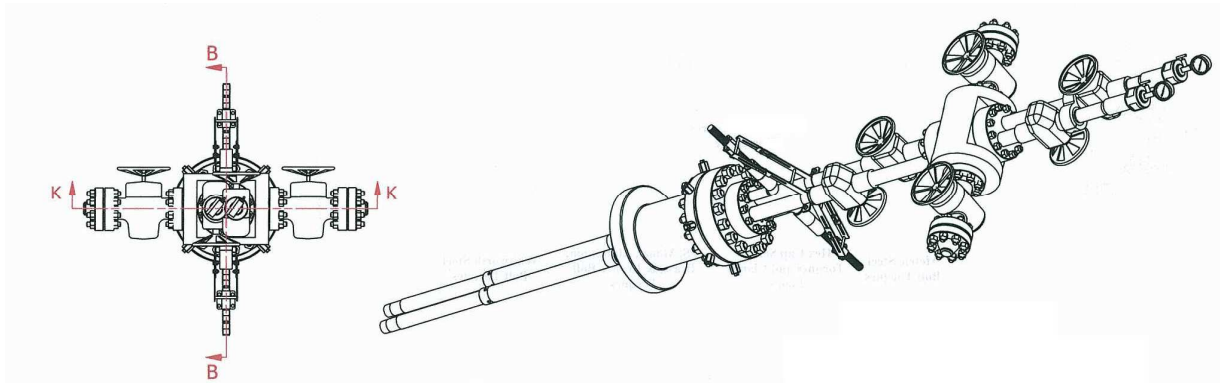
Un cabezal dual concéntrico el cual consta de tres secciones como se indica en la figura 2.13, la sección B soporta la tubería de 5 1/2 pulgadas y la sección C que soporta la tubería de 2 7/8 pulgadas.

El cabezal dual paralelo soporta dos tuberías de producción las cuales tienen líneas de producción de manera independiente. Ver Figura 2.14.

FIGURA 2.13. CABEZAL DUAL CONCÉNTRICO.



Fuente: Halliburton.

FIGURA 2.14. CABEZAL DUAL PARALELO.

Fuente: Halliburton.

2.1.11. SISTEMA DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE:

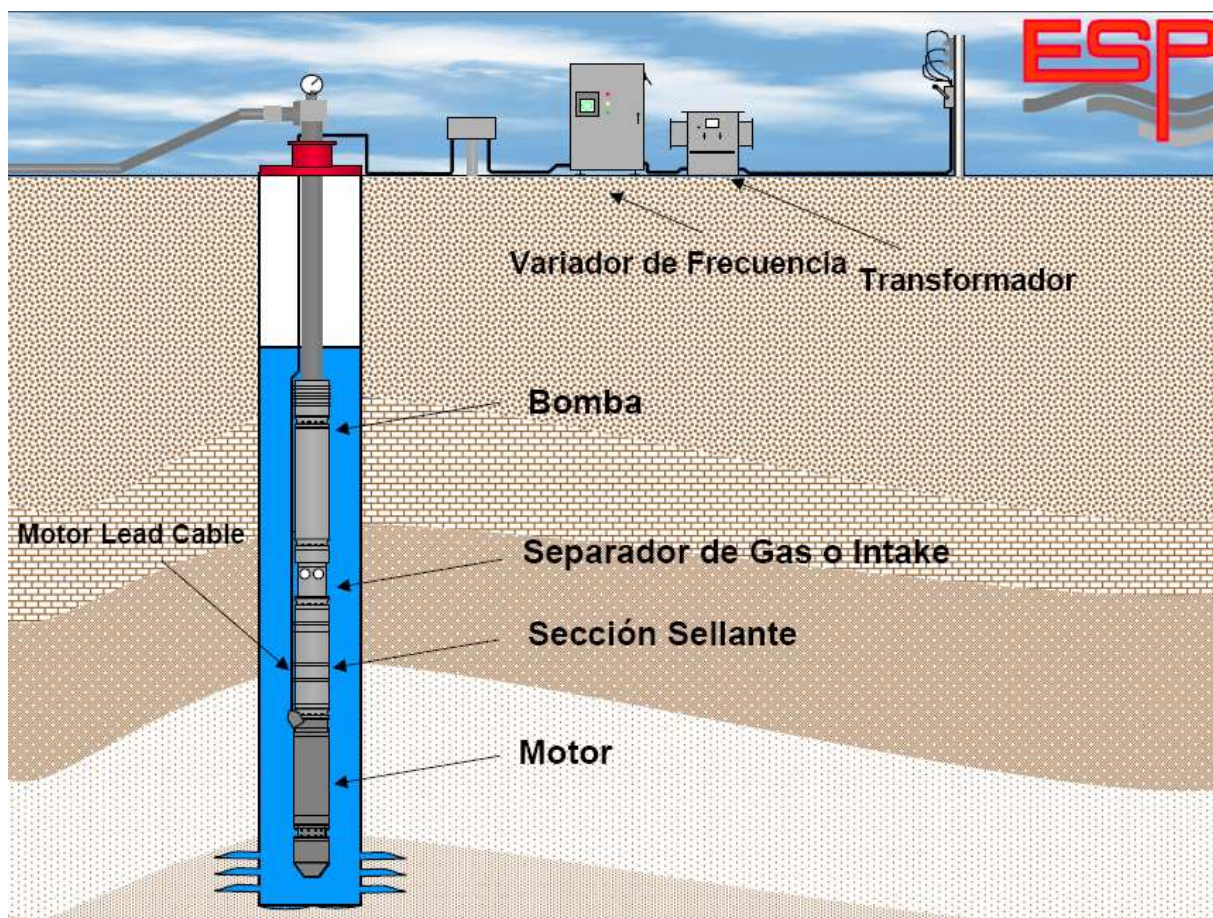
El sistema de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible es considerado efectivo y económico por que maneja ALTOS volúmenes de fluido desde grandes profundidades con una variedad de condiciones del pozo.

Este equipo es usado para producir desde bajas cantidades tales como 200 BFPD hasta altas cantidades de fluidos como 60000 BFPD con un alcance de profundidades de 15000 ft.

El sistema de levantamiento artificial consiste de: Ver Figura 2.15.

- Un motor eléctrico (electric motor).
- Una sección de sello (seal section).
- Una sección intake (intake section).
- Una bomba centrífuga multi-etapas (multistage centrifugal pump).
- Un cable eléctrico (electric cable).
- Un tablero conmutador en superficie instalado (switchboard).
- Una caja de empalme (junction box) y
- Los transformadores (transformers).

FIGURA 2.15. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.



Fuente: Wood Group ESP.

2.1.11.1. Componentes de superficie de un Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible:

2.1.11.1.1. Tablero Conmutador (Switchboard):

Van desde simples unidades de botones magnéticos con contactores con protección contra sobrecarga al más complejo que se desconecta automáticamente, la grabación del amperímetro, en virtud de la tensión y la protección de sobrecarga, luces de señales, temporizadores de bombeo intermitente e instrumentos de control para operaciones de control remoto automático. Están disponibles con voltajes desde los 440V hasta los 4800V. La

protección contra sobrecarga o la falta de bombeo es necesaria desde las bajas ratas de flujo ya que no enfrían el motor. Ver Figura 2.16.

FIGURA 2.16. TÍPICO TABLERO CONMUTADOR (SWITCHBOARD).



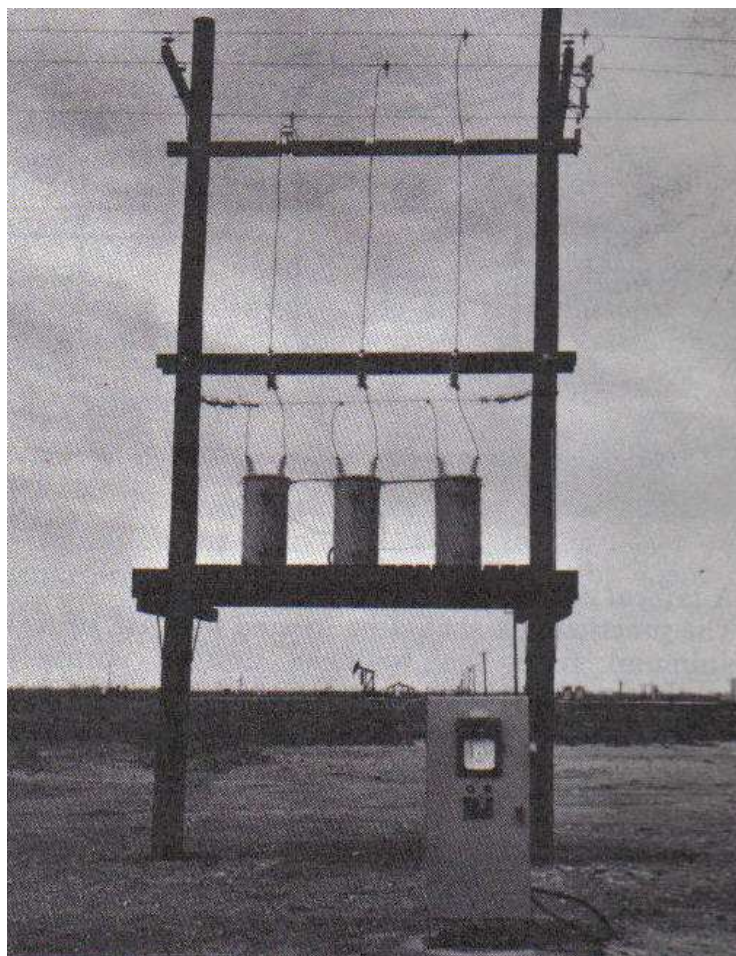
Fuente: Wood Group ESP.

2.1.11.1.2. Transformadores:

Peraltes de tres transformadores monofásicos o transformadores Standard trifásicos y un auto transformador trifásico son desarrollados para el uso sumergible. Unidades de auto enfriamiento son diseñadas para convertir la línea de voltaje primaria al voltaje requerido por el motor. Están provistas con terrajas para proveer una máxima flexibilidad. Transformadores secos pueden ser suministrados para las zonas de producción que excluyen el uso de aceite en los

transformadores, como en una plataforma offshore. Auto-transformadores están disponibles para incrementar la línea de voltaje de 440/480 a 800 o 1000 voltios. En altas líneas de voltaje primario es más económico usar un peralte de tres transformadores monofásicos para bajar el voltaje primario a la disponibilidad del motor. Ver Figura 2.17.

FIGURA 2.17. PERALTE DE TRES TRANSFORMADORES.



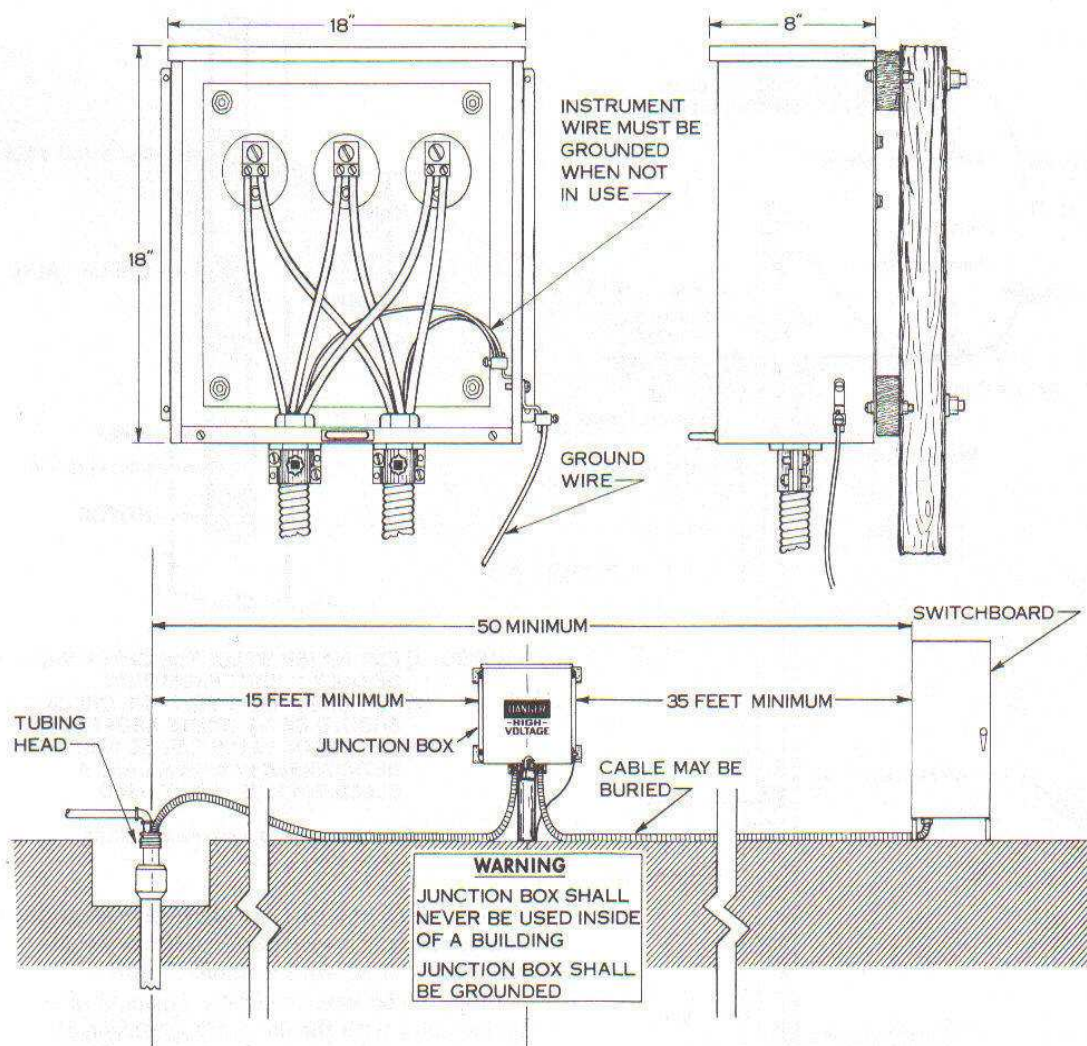
Fuente: Kermit E. Brown.

2.1.11.1.3. Caja de Empalme (Junction Box):

Está localizada entre el cabezal del pozo y el tablero conmutador (switchboard) por razones de seguridad, debido a que el gas puede viajar a través del cable de superficie hasta el tablero conmutador causando un riesgo de incendio o una

explosión. La caja de empalme debe estar localizada al menos 15 ft del cabezal del pozo y es normalmente montado 2 o 3 ft sobre el suelo. Ver Figura 2.18.

FIGURA 2.18. CONEXIÓN DE LA CAJA DE EMPALME (JUNCTION BOX).



Fuente: Kermit E. Brown.

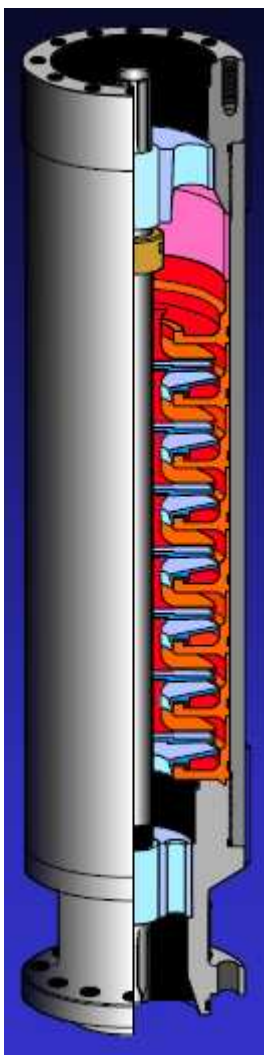
2.1.11.2. Componentes de fondo de un Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible:

2.1.11.2.1. Bomba:

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multi-etapas. Ver Figura 2.19. Cada etapa consiste de una rotación del impulsor y de un difusor estacionario. El tipo de etapas utilizadas determina el volumen del fluido a ser producido. El

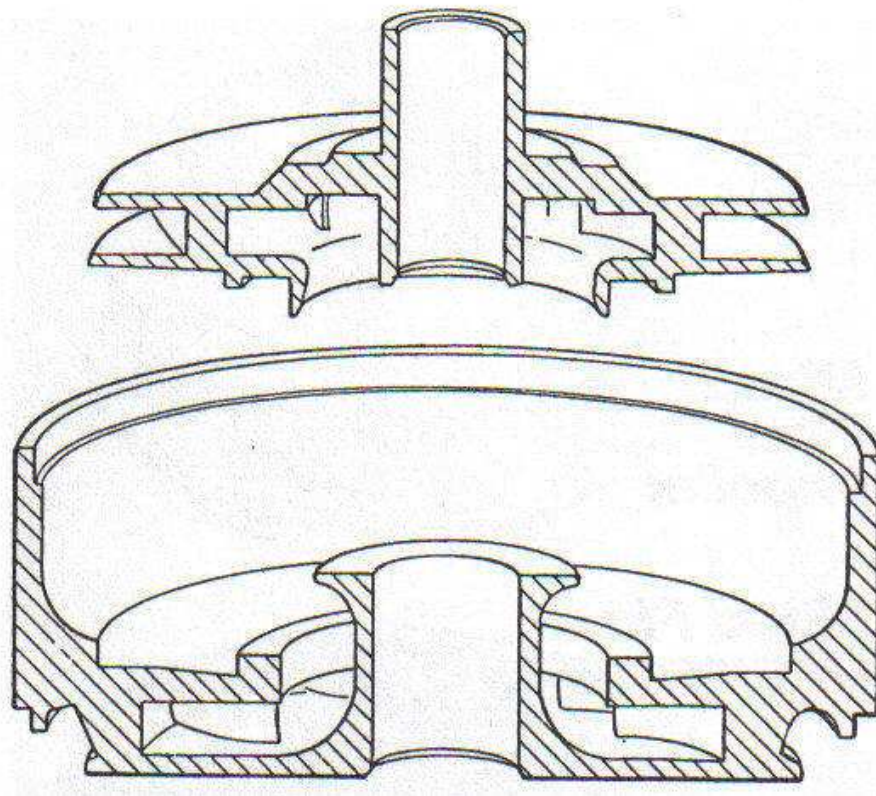
número de etapas determina la altura total generada y los caballos de fuerza requeridos.

FIGURA 2.19. BOMBA ELÉCTRICO SUMERGIBLE.



Fuente: Wood Group ESP.

El movimiento de rotación del impulsor es transmitido al líquido. Este movimiento rotativo crea una fuerza centrífuga en la tubería en una dirección radial que aumenta la velocidad del fluido. Los cambios de energía del difusor (alta velocidad de energía a baja velocidad de energía) direccionan el flujo hacia el siguiente difusor. Ver Figura 2.20.

FIGURA 2.20. IMPULSOR Y DIFUSOR.

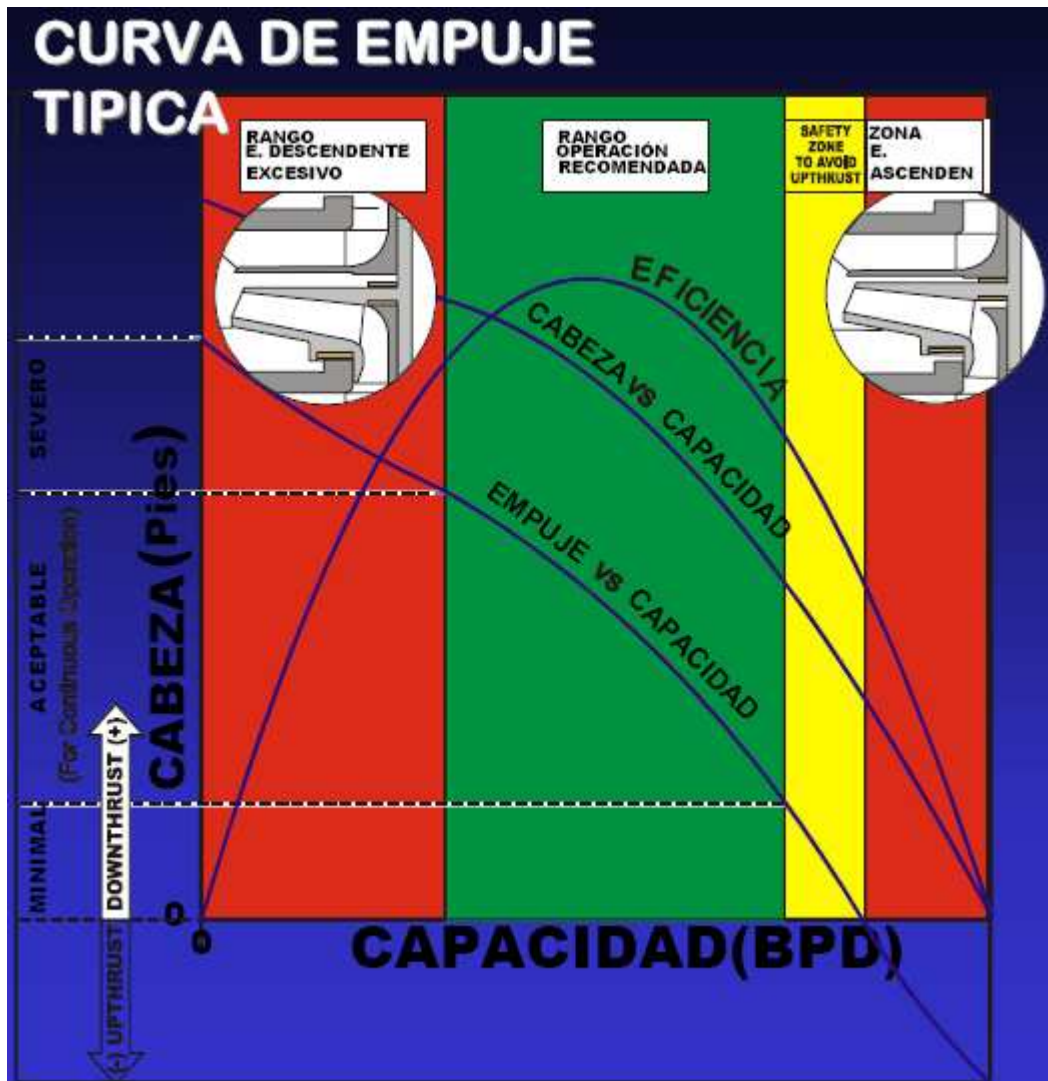
Fuente: Kermit E. Brown.

Una bomba que opera con mayor caudal para el que está diseñada puede producir un mayor empuje (up-thrust). Inversamente, una bomba que opera con un caudal menor para el que está diseñada produce un menor empuje (down-thrust).

Por estas dos razones una bomba centrífuga debe trabajar al menos con un rango de capacidad recomendada, esto varía dependiendo de los rangos de capacidad y del diseño de cada bomba y usualmente su desarrollo se muestra en curvas.

En ausencia de estos datos un rango de la primera aproximación de eficiencia podría ser entre un 75% - 125%. Ver Figura 2.21.

FIGURA 2.21. POSICIONES DEL IMPULSOR (EFICIENCIA).



Fuente: Wood Group ESP.

2.1.11.2.2. Protector o sección de sello:

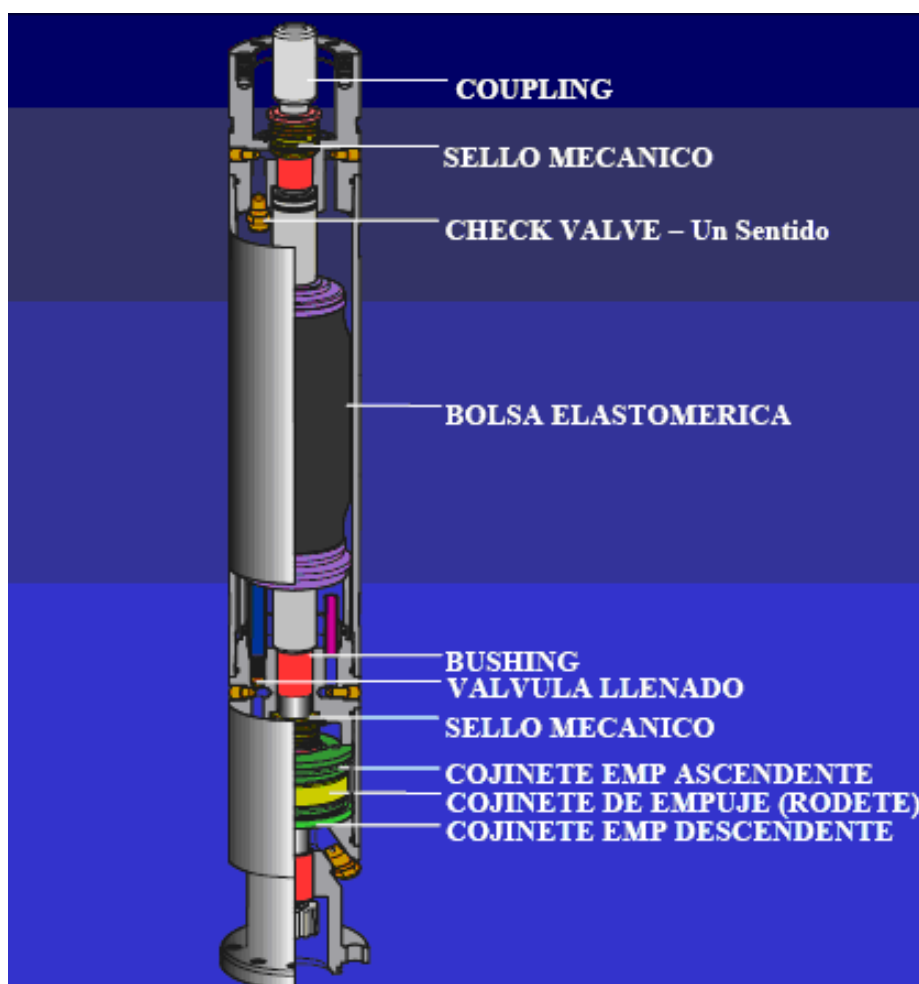
La sección de sello o el protector, en general desarrolla las siguientes cuatro funciones básicas:

- Conecta la envoltura de la bomba con la envoltura del motor conectando el eje de transmisión (drive shaft) con el eje del motor de la bomba (pump shaft).
- Lleva el empuje axial desarrollado por la bomba a la caja de la bomba thrust bearing.
- Previene que entre el fluido del pozo en el motor.

- Provee una reserva de aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del equipo cuando está funcionando o cuando está apagado.

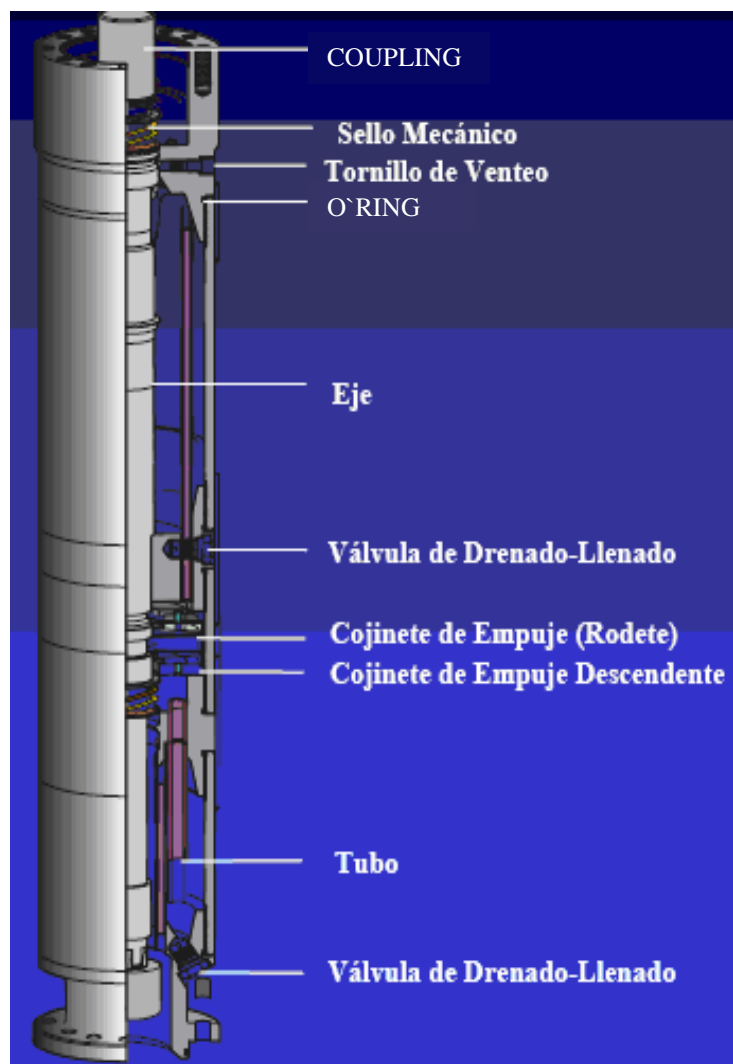
El diseño mecánico y principios de operación de una sección de sello difieren de un proveedor a otro. La principal diferencia radica en la protección del motor, es decir la forma en que el aceite del motor está aislado del fluido del pozo. Ver Figura 2.22 y Figura 2.23.

FIGURA 2.22. SECCIÓN DE SELLO CON BOLSA ELASTOMÉRICA.



Fuente: Wood Group ESP.

FIGURA 2.23. SECCIÓN DE SELLO LABERÍNTICO.



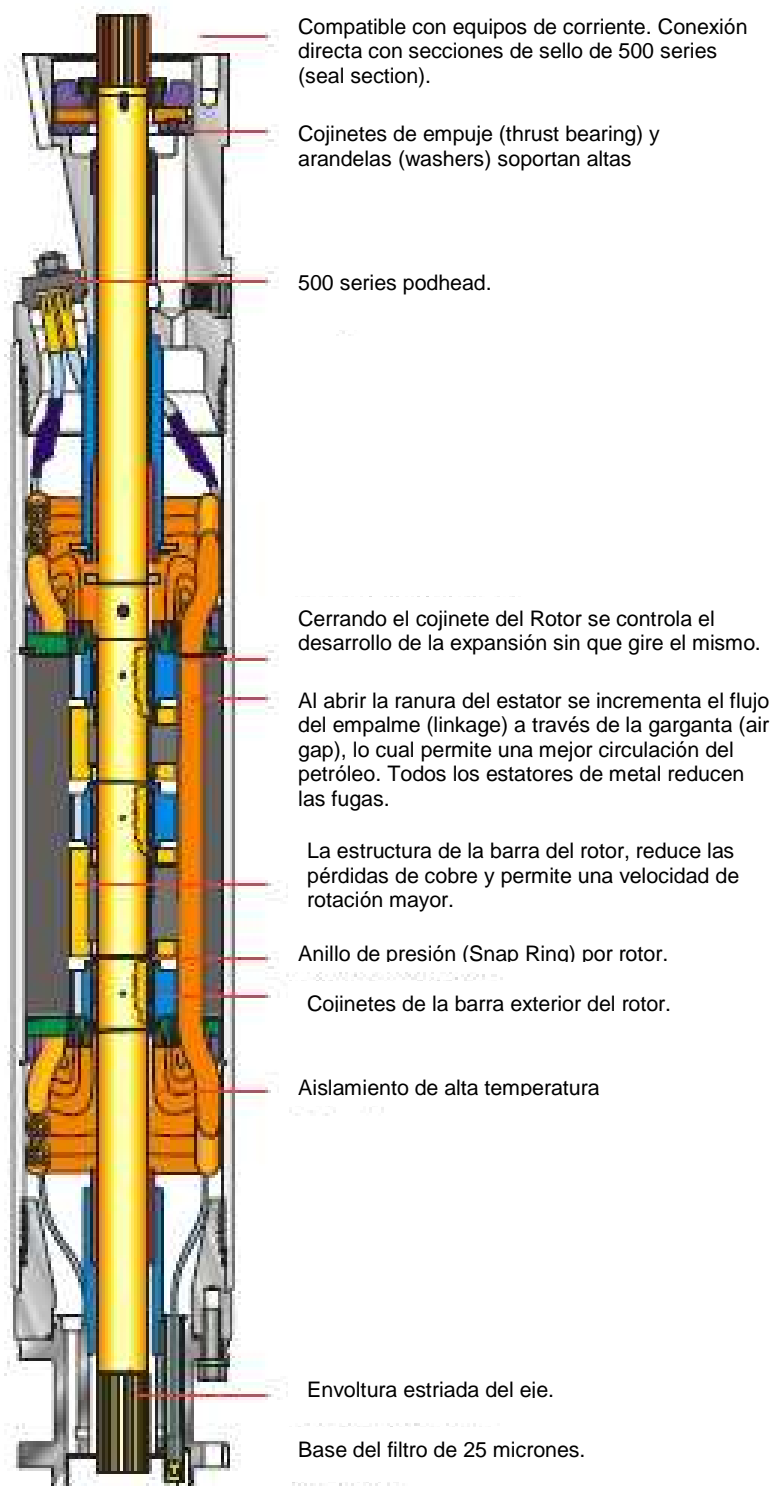
Fuente: Wood Group ESP.

2.1.11.2.3. Motor:

El motor eléctrico usado en las operaciones de las bombas sumergibles es de dos polos, de tres fases, de rotor en circuito corto.

Estos motores trabajan con una velocidad constante de 3500 rpm con una frecuencia de 60 Hz y 2915 rpm con 50 Hz. Ver Figura 2.24.

FIGURA 2.24. MOTOR.



Fuente: Wood Group ESP.

Los motores son llenados con aceite mineral altamente refinado que debe proveer una resistencia dieléctrica, lubricación para los cojinetes, y buena conductividad térmica.

El calor generado por la caja del motor es disipado por los fluidos del pozo que llegan al exterior, entonces el motor nunca debe ser fijado por debajo del punto de entrada del fluido a menos que algún fluido se dirija hacia el motor, como una mortaja sobre el motor, protector y una bomba intake.

Un alto torque de arranque le permite llegar a la velocidad de operación en menos de 15 ciclos.

La profundidad de asentamiento es un factor determinante en el voltaje debido a que se pierde voltaje por el amperaje del cable. Cuando el voltaje perdido es alto, un motor de alto voltaje y bajo amperaje es requerido.

El amperaje requerido puede ser desde 12 hasta 130 amperios. Los caballos de fuerza requeridos simplemente se logran incrementando la longitud de la sección del motor.

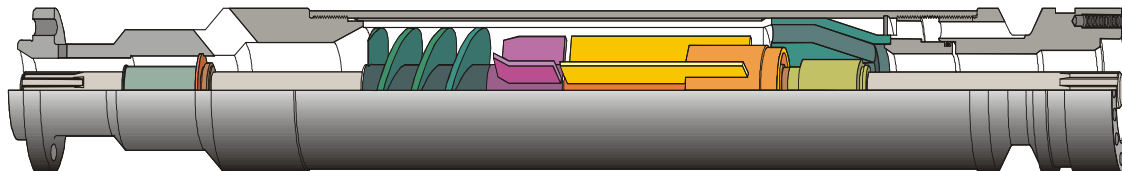
2.1.11.2.4. Separador de Gas (Intake):

El separador de gas está normalmente entre el protector y la bomba; separa el gas libre del fluido y ayuda a encaminar al gas libre fuera de la bomba de admisión. Ver Figura 2.25.

Pueden ser efectivos pero es difícil determinar su eficiencia. Ventear el gas no es necesariamente la mejor manera de bombear el pozo.

Aunque el volumen total es reducido en la intake, la presión se incrementa debido a que se disminuye el gas en la columna de fluido por encima de la bomba. El gas libre disminuye la eficacia de las etapas de las centrífugas.

FIGURA 2.25. SEPARADORES DE GAS.



Fuente: Wood Group ESP.

Una intake estándar se muestra en la Figura 2.26. (A), trata de tener el fluido más pesado en los bordes de separación antes de entrar a la bomba.

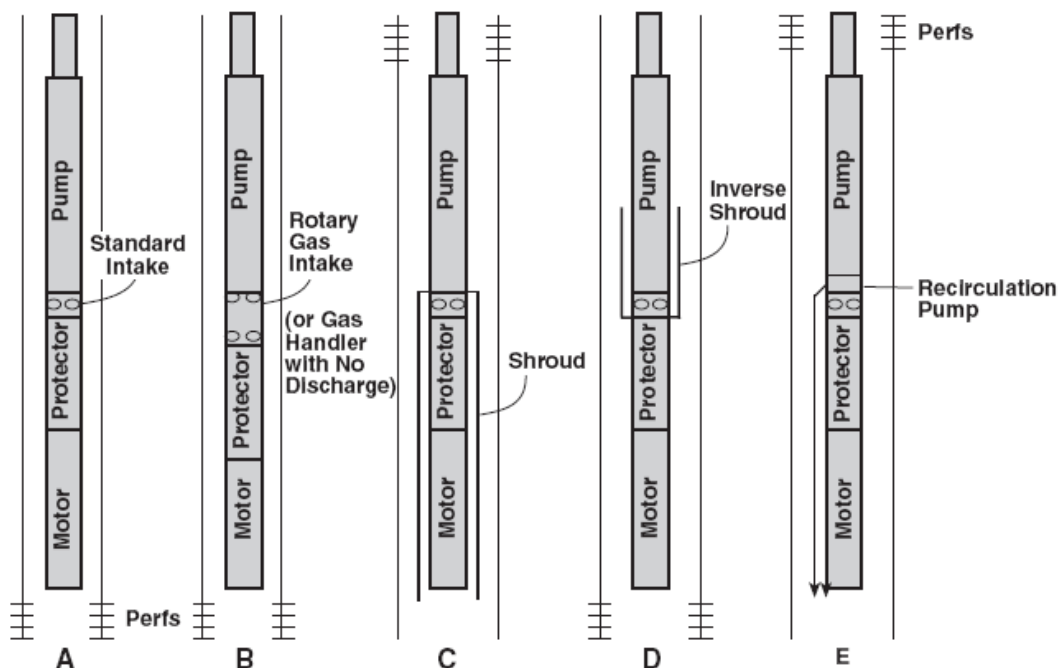
Sin embargo, el separador rotativo que se muestra en la Figura 2.26. (B) centrifuga el fluido y envía el fluido más pesado a la bomba y el gas como es liviano regresa al casing. El separador rotativo puede no ser la mejor opción en caso de que los abrasivos estén presentes en el pozo.

En el tipo de completación mostrada en la Figura 2.26. (C), el montaje de la bomba puede fijarse por debajo de las perforaciones, y una bomba con un camino especial del flujo se puede enviar por debajo del motor para mantener el mismo fresco. El anular podría entonces proporcionar la separación del gas.

Otra opción es cuando el gas está presente es un dispositivo que mezcla gas y líquidos y proporciona un componente de desplazamiento positivo de los fluidos antes de entrar en la bomba.

Este dispositivo ayuda a la centrífuga a proporcionar energía a los fluidos para las etapas en la presencia de gas libre Figura 2.26 B. La figura también presenta algunas configuraciones destinadas a impedir la entrada de gas a la entrada de la bomba.

FIGURA 2.26. INTAKE (OPCIONES PARA ELIMINAR GAS).



Fuente: Halliburton.

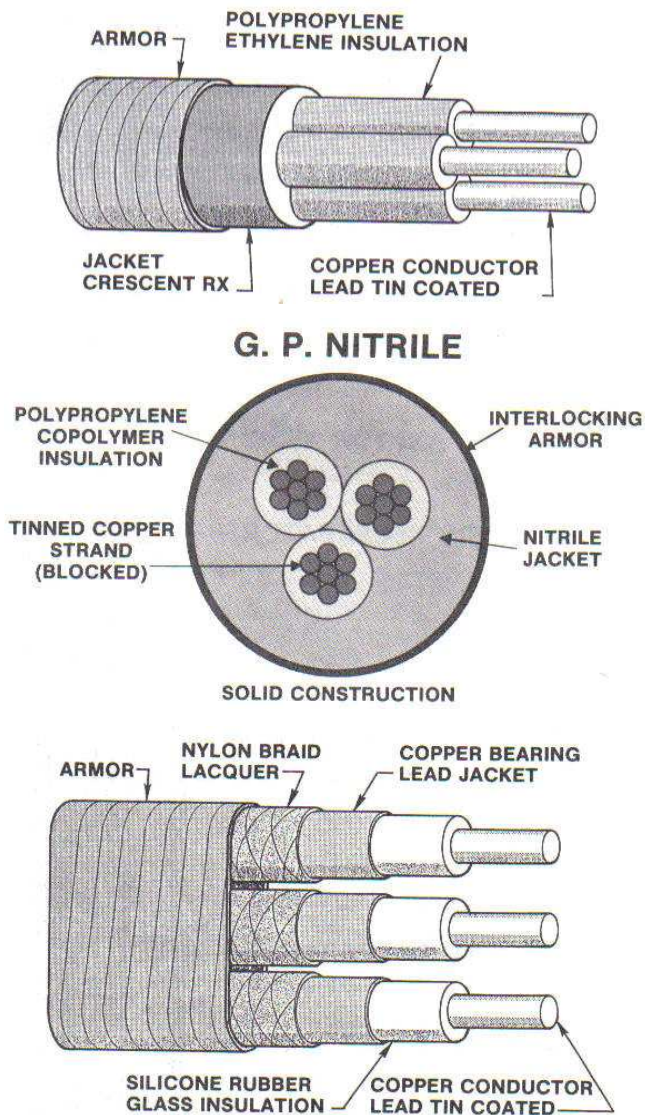
2.1.11.2.5. Cables:

La potencia administrada al motor eléctrico es a través del cable. Un rango de medidas permite escoger el cable según los requerimientos del motor, estos cables aislados pueden ser instalados a temperaturas del pozo con un exceso de 300°F.

El cable puede ser armado con acero, bronce o monel dependiendo de las condiciones y requerimientos del pozo. Se trata de mejorar el cable ya que se desea alargar la vida del mismo para condiciones de altas temperaturas.

El cable conductor viene en estilo redondo y plano en medidas desde el número 2 hasta el 6 en cobre y en aluminio. Este número es escogido dependiendo del voltaje, amperaje y el espacio disponible entre el tubing collar y el casing. La mejor selección del tipo de cable se basa en la temperatura de fondo y los fluidos encontrados.

FIGURA 2.27. TIPO DE CABLE.

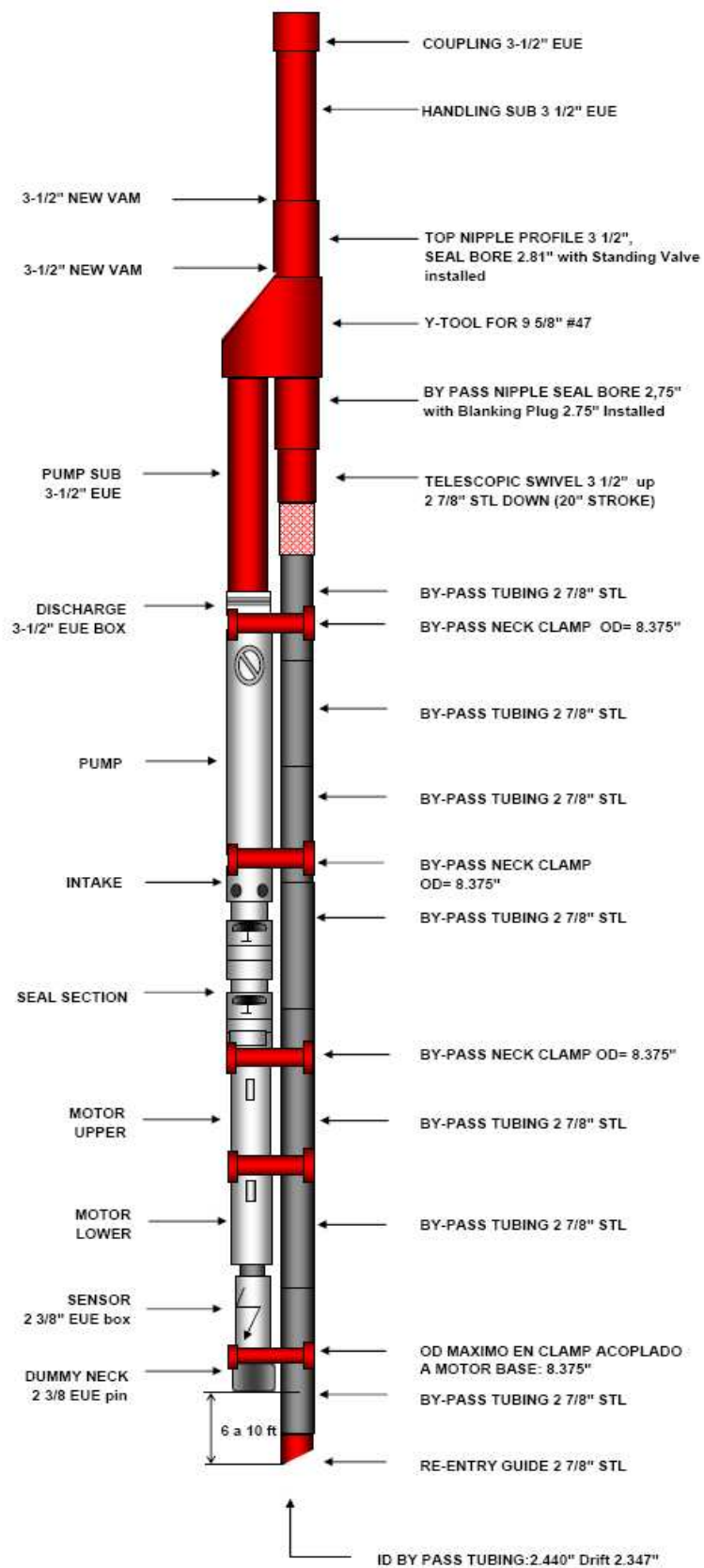


Fuente: Kermit E. Brown

2.1.11.2.6. Y Tool:

La Y Tool es una antigua pero eficaz herramienta de completación utilizada donde el espacio lo permita. Esta herramienta compensa la unión de la bomba y permite que el cable de acero (wireline) trabaje por debajo de la bomba cuando la unión es removida del bypass. Si está presente arena, las opciones son tratar de filtrar antes de que entre a la bomba o proporcionar una bomba que sea lo suficientemente duradera para manejar líquidos con arena.

FIGURA 2.28.Y TOOL.



Fuente: Halliburton.

2.2. TIPOS DE COMPLETACIONES DOBLES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:

La producción en pozos con una sola bomba electro sumergible puede quedar limitada por factores tales como la potencia disponible en el fondo del pozo, el caudal máximo obtenible con la BES, los elevados costos de reacondicionamiento, la consideración de la corrosión de la tubería de revestimiento y un control limitado sobre las zonas de producción.

Para resolver estas limitaciones, la tecnología pone a disposición el diseño y realización de completaciones de pozos con dos BES. En nuestro país la utilización de este tipo de completaciones esta en auge por eso se va a describir las completaciones dobles más aplicadas en el Ecuador con Bombeo Eléctrico Sumergible, se describirá a continuación los diferentes modelos para producir dos arenas en forma independiente.

Para pozos con múltiples zonas que requieren un control de las contribuciones zonales. Las completaciones dobles por zonas permiten la extracción de pozos con múltiples zonas.

Una BES exclusiva para cada zona da un control independiente del descenso del nivel. Esto permite una mejor gestión de la zona, impide el flujo cruzado entre zonas y hace posible que se realicen pruebas de producción del pozo que sean independientes para cada zona. Estos sistemas pueden reducir el número de pozos que se necesita perforar.

2.2.1. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULAMIENTO:

Permite producir dos zonas (arenas productoras) en el mismo pozo usando Bombas Eléctricas Sumergibles (BES). Se puede instalar en pozos con casing de 9 5/8" y con liner de 7". El equipo BES inferior es instalado dentro de una cápsula (POD) de 7" cuando se asienta el BES en casing de 9 5/8" y se instala una cápsula (POD) de 5" cuando el BES se asienta en liner de 7", bajo esta cápsula POD se encuentra instalado un ensamblaje Tailpipe el cual tiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetran en el Seal Bore Packer (ID pulido) que estará situado entre las dos zonas de interés, con esta configuración de Packer y cápsula POD se aíslan las zonas productoras una de otra. Ver Figura 2.29, 2.30 y 2.31.

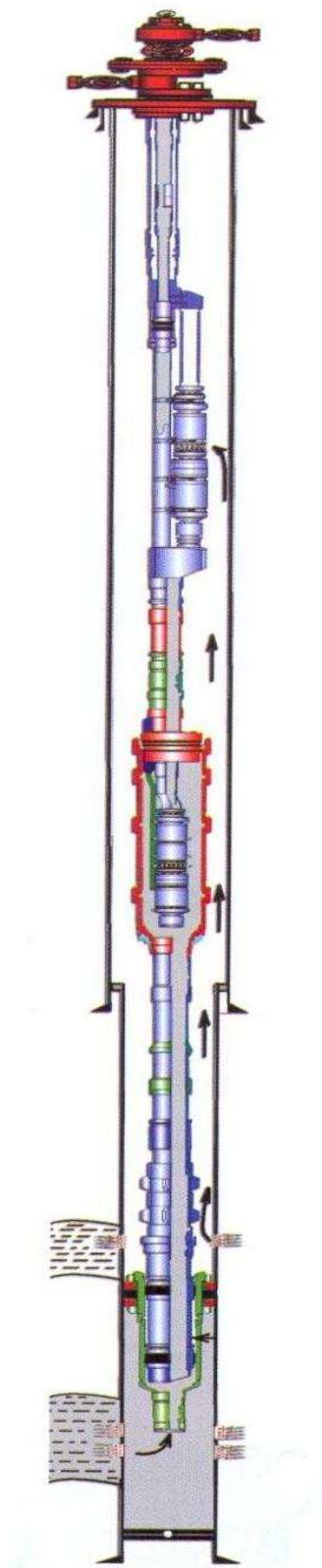
El flujo de fluido de la zona inferior se canaliza a través del Tailpipe y llega hasta la cápsula POD, de ahí será levantada hasta la superficie con la ayuda del equipo de BES inferior.

Un equipo BES con un sistema dual de flujo será instalado arriba del POD utilizando un sistema de bypass (Wai Tool), para producir la zona superior.

El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de la zona inferior pase a través de este sin mezclarse con la producción que viene de la zona superior ya que el flujo que viene de la zona inferior es conducido hasta la superficie a través de la tubería interior de 2 7/8" con la ayuda del equipo BES inferior, y el fluido que viene de la zona superior es conducido hasta superficie a través del anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2 7/8" con la ayuda del equipo BES superior.

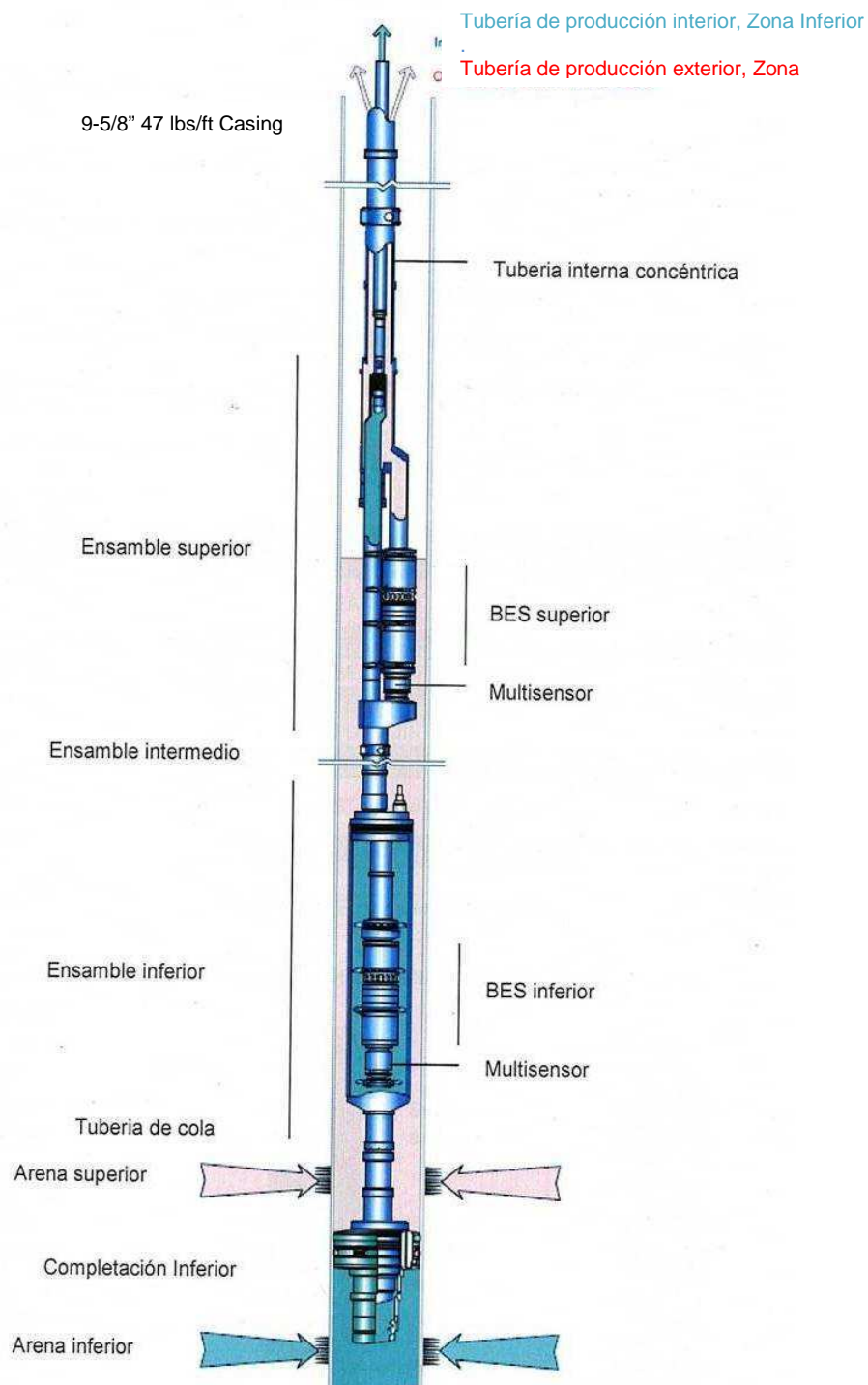
Con esto se consigue que las dos zonas sean producidas independientemente, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de tuberías separadas, por lo tanto pueden ser medidas independientemente en superficie.

FIGURA 2.29. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASING DE 9 5/8".



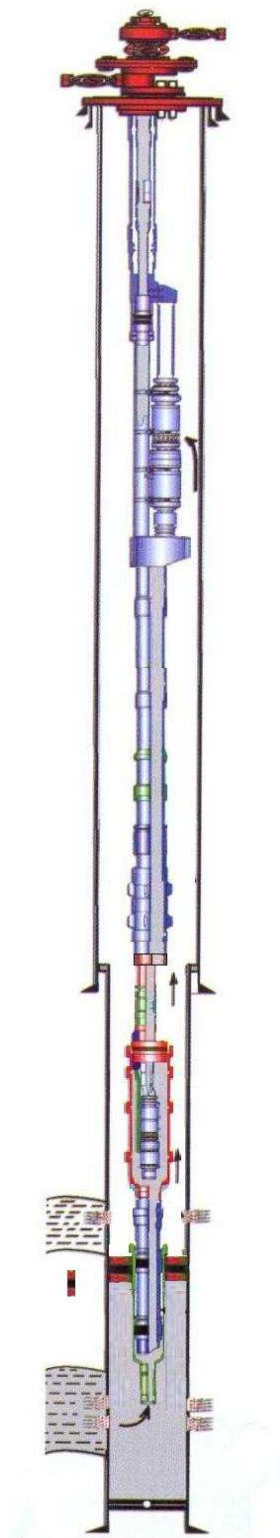
Fuente: Halliburton.

FIGURA 2.30. BES SUPERIOR E INFERIOR EN UNA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN CASING DE 9 5/8" .



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

FIGURA 2.31. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7".



Fuente: Halliburton.

2.2.2. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER.

La instalación de la BES inferior se lo hace por debajo de un packer ESP de producción en el liner de 7" con accesorios para conectar los penetradores, el cual nos permite colocar la bomba lo mas cerca posible a las perforaciones, con nipples y camisas de producción entre la bomba y el packer. En esta etapa estamos proponiendo no usar el sistema de encapsulado, sino llevar un standing valve o una válvula de pie que nos permita probar y asentar el packer.

La empacadura Halliburton para Bombeo Electrosumergible (ESP Packer) es usada con una completación que requiere una bomba electrosumergible por debajo de la empacadura para ayudar en el bombeo de fluidos de la formación hacia superficie. Ver Figura 2.32.

La empacadura BES incorpora una sección de pasaje pleno para que un cable eléctrico pueda ser corrido a través de la empacadura y suplir de energía a la bomba electro sumergible.

FIGURA 2.32. EMPACADURA BES.



Fuente: Halliburton.

La empacadura BES es para producción y se asienta hidráulicamente. Cuenta con un solo mandril con doble pasaje e incorpora dos puertos de inyección de

químicos. La empacadura es asentada mediante la presurización de la sarta de tubería contra un tapón debajo de la empacadura y es asegurado mecánicamente en la posición de asentamiento por una cuña interna.

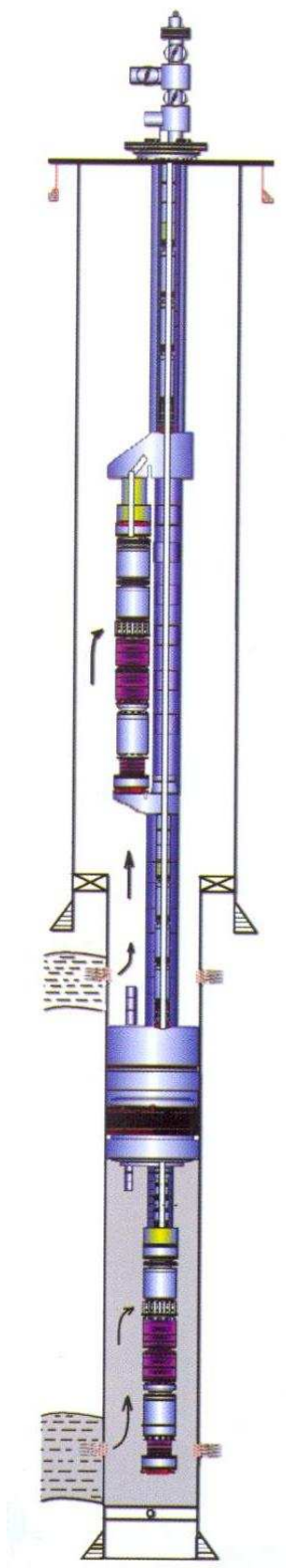
Un juego de cuñas bi-direccionales en la parte inferior mantiene la empacadura fija en contra de la presión desde cualquier dirección. Se puede liberar y recuperar simplemente mediante tensión aplicada en la sarta de tubería.

BES exclusivas se instalan en las zonas superior e inferior que aíslan la contribución de cada zona hasta la superficie. El sistema doble concéntrico es similar al sistema combinado (completación inteligente) pero realiza la extracción hasta la superficie independientemente desde cada zona utilizando tuberías de producción concéntricas.

El fluido de la zona inferior es extraído hasta la superficie a través de un accesorio de cruce de flujos que encamina el fluido a través de la sarta de la tubería interior de producción.

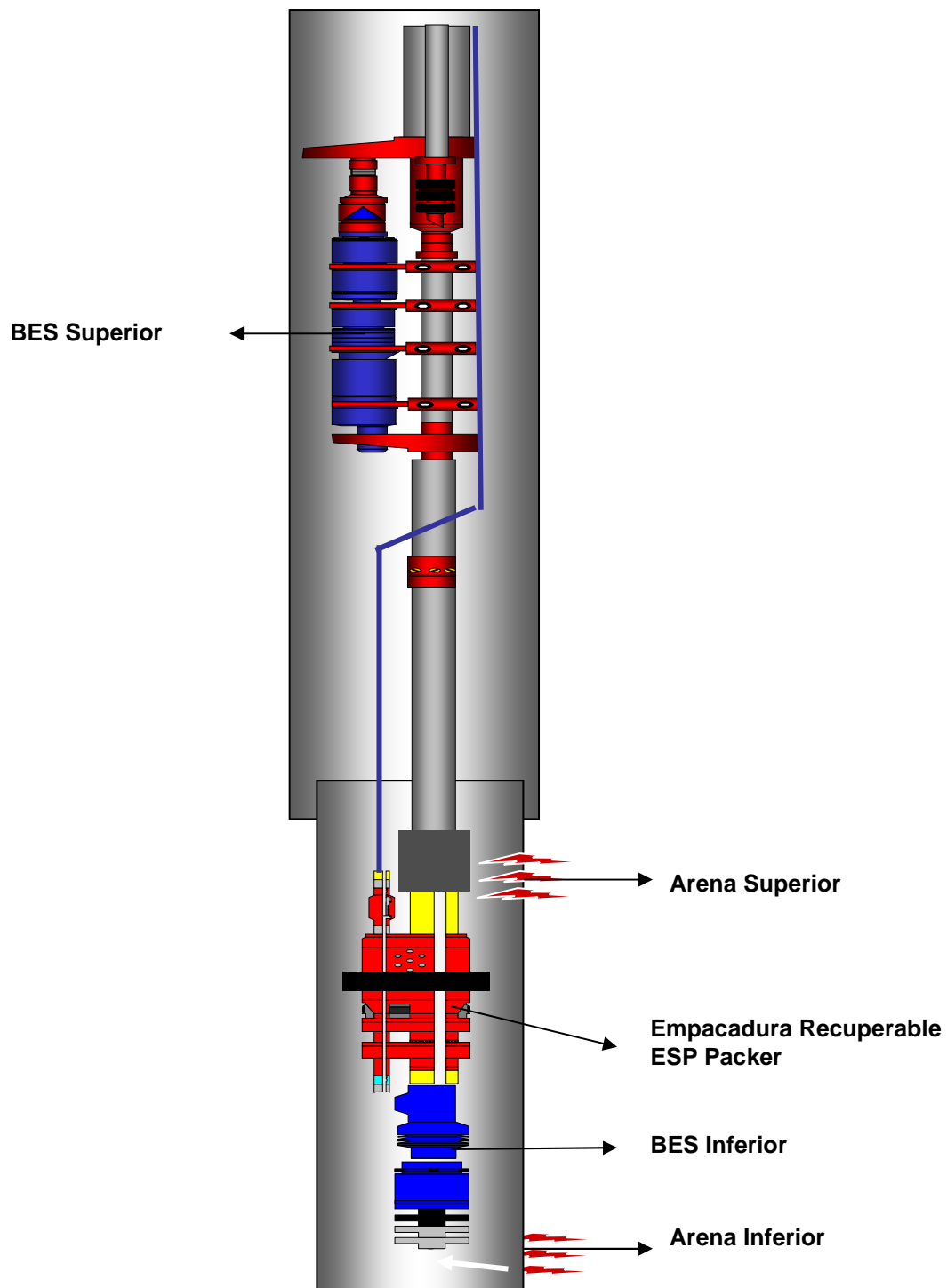
El fluido de la zona superior fluye mediante la BES superior a través del interior del accesorio de cruce de flujos y va hasta la superficie a través del micro espacio anular creado entre las sarta de tuberías de producción interior y exterior.

Las dos sarta de tuberías de producción salen del pozo a través de una cabeza de pozo concéntrica que permite el flujo por dos tubos de flujo de producción independientes. Ver Figura 2.33 y 2.34.

FIGURA 2.33. COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER.

Fuente: Halliburton.

**FIGURA 2.34. BES SUPERIOR E INFERIOR EN UNA COMPLETACIÓN DOBLE
CONCÉNTRICA CON ESP PACKER.**



Fuente: Halliburton.

2.2.3. COMPLETACIÓN DOBLE CON TUBERÍAS PARALELAS.

Esta es una completación típica donde se puede producir de dos zonas simultáneamente y por separado a través del uso de dos tuberías de producción paralelas de 2 7/8 pulgadas con dos bombas eléctricas sumergibles separadas y con empacaduras dobles que se pueden asentar después de que el árbol este instalado.¹⁰

Se puede realizar dos diseños con esta completación en paralelas:

El primer diseño consta de un packer permanente entre las dos arenas y colocar una cápsula POD de 5" en el liner de 7" para que sea instalado el equipo de BES inferior mientras que el otro equipo de BES superior será instalado en una de las tuberías paralelas de 2 7/8" dentro del casing de 9 5/8"; así se producirá las dos arenas de forma independiente.

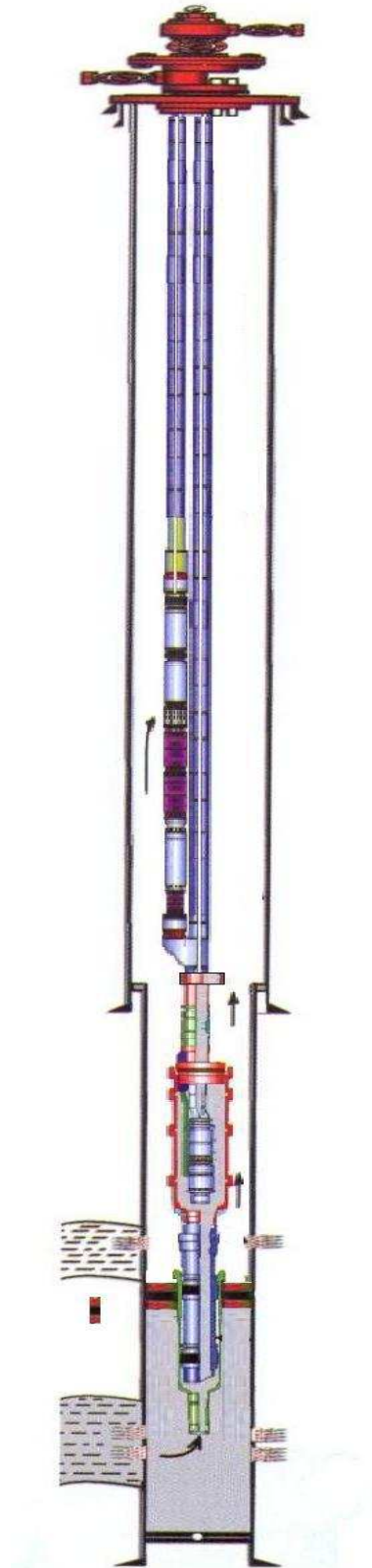
Ver Figura 2.35.

El segundo diseño se realiza con ESP packer (recuperable) el cual nos permite colocar la bomba inferior frente o cerca a las perforaciones dentro del liner de 7", la BES superior será de igual forma instalada que en el diseño anterior, es decir en una de las tuberías paralelas dentro del casing de 9 5/8".

Ver Figura 2.36.

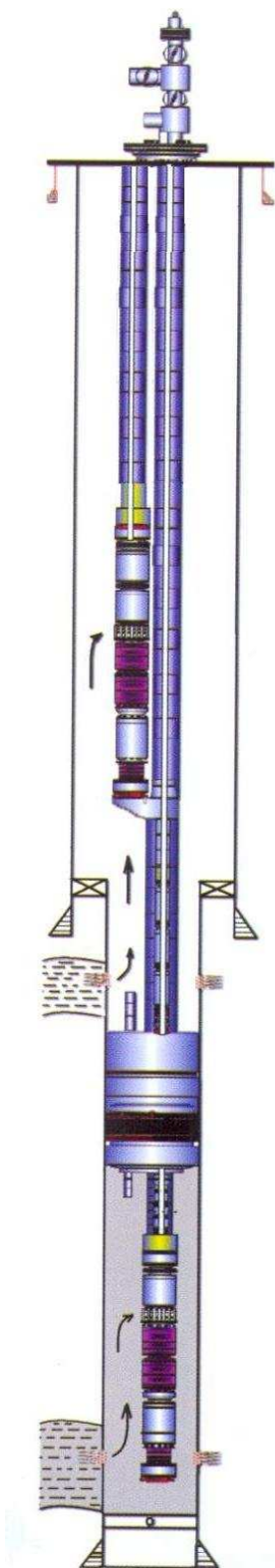
¹⁰ HALLIBURTON. Completion Solutions.

FIGURA 2.35. COMPLETACIÓN DOBLE CON BES PARALELAS CON EL SISTEMA DE ENCAPSULADO EN LINER DE 7".



Fuente: Halliburton.

FIGURA 2.36. COMPLETACIÓN DOBLE CON BES PARALELAS CON ESPACKER.



Fuente: Halliburton.

CAPITULO III

DISEÑO DE COMPLETACIONES DOBLES Y PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

3.1. DISEÑO DE COMPLETACIÓN DOBLE:

Para realizar el diseño de una completación doble se debe obtener la curva del sistema del pozo - yacimiento, es decir analizamos todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo excluyendo la bomba.

Para lo cual dividimos todo este sistema complejo (pozo) y lo analizamos por partes, la primera desde el cabezal hacia la profundidad de asentamiento de la bomba y la otra desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba, para realizar el Análisis Nodal de una manera más sencilla.

3.1.1. ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA U.

Antes de dimensionar o seleccionar la bomba se debe considerar el comportamiento futuro del pozo, para lo cual se necesita realizar un análisis nodal, para lo cuál necesitamos conocer algunos datos: las características del fluido (PVT), la información del pozo y los parámetros para el dimensionamiento de la bomba electrosumergible.

Ver Tablas 3.1., 3.2. y 3.3.

3.1.1.1. Recopilación de Datos:

TABLA 3.1. CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)

Pb	860	Psig	
GOR	130	scf/stb	
Densidad del Aceite:	19.1	API	
Tb	215	°F	
Grav Gas.	0.89	SG(air)	
Viscosity	14	cp @	206 °F
FVF	1.15	rb/stb	
Grav Water.	1.010	SG(water)	
Fuente de Datos:	LOWIS data base & Analysis PVT		

Fuente: Halliburton.

TABLA 3.2. INFORMACION DEL POZO

	Top MD	Bottom MD	OD	ID	Weight	
	ft	Ft	inches	inches	lb/ft	
Casing	-	11263	9 5/8"	8.681	47	
Liner	11034	11790	7"	6.276	26	
Tubing	-	10910	Anular 5-1/2" x 2-7/8"	2.441	6.4	
	MD (ft)	TVD (ft)				
Profundidad Bomba:	10910	9046				
Tope de Perfs:	11381	9480	Input Voltage	460	Volt	
PBTD	11790	9874				
Wellhead Temp	160	°F	Max DLS	2.95	@' Depth	2032.0 ft (MD)
Reservoir Temp	214	°F	DLS @ Prof de la Bomba		0.52	deg/100ft
PBTD = Plug back total depth = Profundidad total del obturador			Desviación @ Prof de la Bomba		24.41	deg
DLS = Dog Leg Survey = Desviación de la pata de perro			Máxima desviación - "Running"		40.7	deg

Fuente: Halliburton.

TABLA 3.3. PARÁMETROS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

CONDICIONES ACTUALES (caso base)			PROYECCION A UN (1) AÑO		
Indice de Productividad	0.66	STB/Psig	Indice de Productividad	0.7	STB/Psig
Presión de Yacimiento:	3300	Psig	Presión de Yacimiento:	3150	Psig
Caudal deseado:	1300	BFPD	Caudal deseado:	1500	BFPD
Presión de Fondo Fluy.	1330	Psig	Presión de Fondo Fluy.	1007	Psig
Frecuencia de Oper.:	53.0	Hz	Frecuencia de Oper.:	59.5	Hz
Corte de Agua (WC):	20	%	Corte de Agua (WC):	80	%
Tasa de petróleo	1040	BOPD	Tasa de petróleo	300	BOPD
Presión en Well Head:	100	Psig	Presión en Well Head:	110	Psig
Presión en CSG:	60	Psig	Presión en CSG:	80	Psig
Tasa permitida DNH:	N/A	BOPD	Tasa permitida DNH:	n/a	BOPD
REQUERIMIENTOS PARA TRATAMIENTO QUIMICO:					
CORROSION:	Baja		EMULSIÓN:		SCALE: Moderada

Fuente: Halliburton.

3.1.1.2. Cálculos de las gravedades específicas:

Aplicando la ecuación 1.6. para calcular la gravedad específica del petróleo:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 19.1} = 0.9396$$

Aplicando la ecuación 1.7. para calcular la gravedad específica de la mezcla:

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.01 \times 0.2 + 0.9396 \times (1 - 0.2) = 0.9537$$

3.1.1.3. Construcción de la curva IPR:

El índice de productividad (IP) es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, conociendo este parámetro es necesario construir la curva IPR. Ver Figura 3.1.

Debido a que el índice de productividad para el pozo permanece constante construimos una tabla con una amplia variación en su caudal. Ver Tabla 3.4.

La ecuación de la IP es:

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (3.1.)$$

Despejando P_{wf} de la ecuación 3.1. se obtiene:

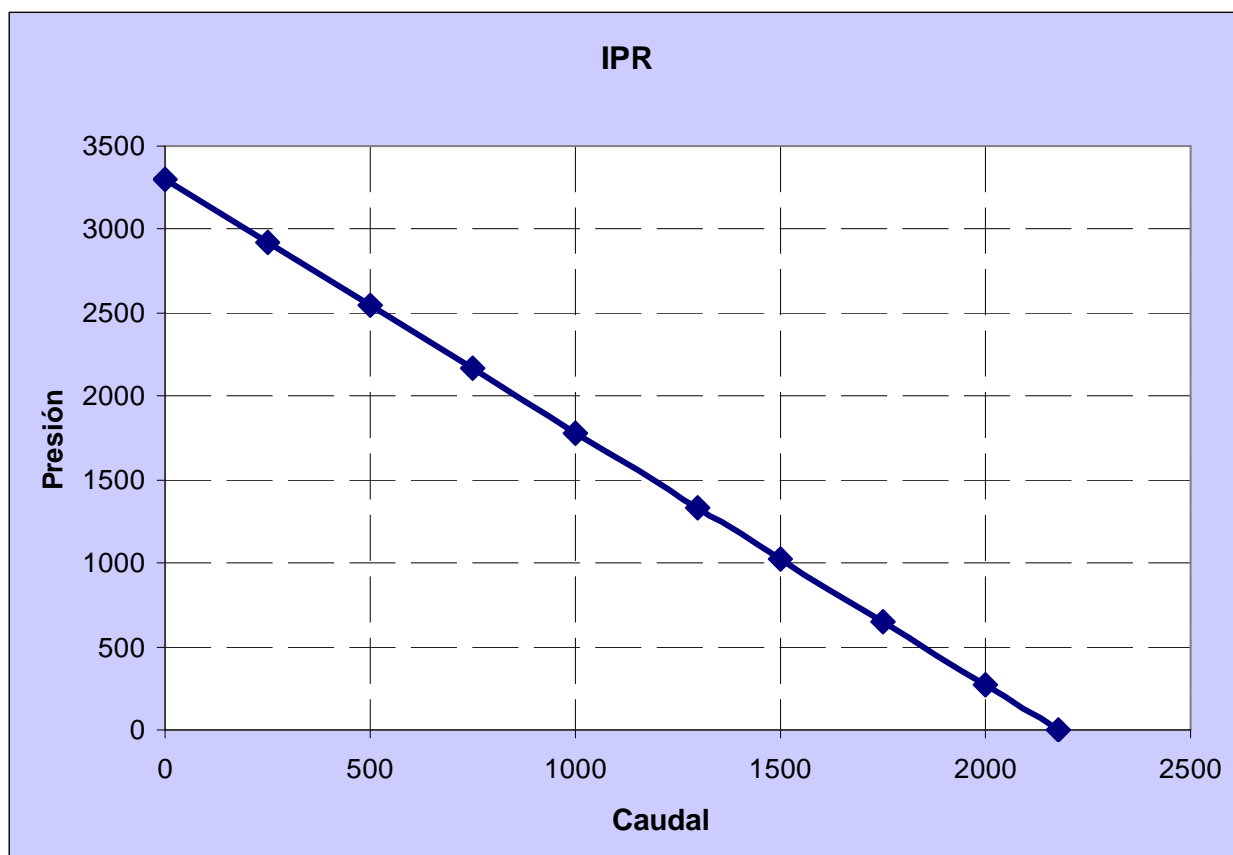
$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{IP}$$

TABLA 3.4. CÁLCULO DE LA IPR

Caudal	Pwf
BFPD	Psi
0	3300
250	2921.2
500	2542.4
750	2163.6
1000	1784.8
1300	1330.3
1500	1027.3
1750	648.5
2000	269.7
2178	0

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.1. CURVA IPR.



Realizado por: Lenín García.

3.1.1.4. Cálculos de la presión de entrada de la bomba PIP:

La mayoría de las ocasiones la bomba no se instala o asienta a la profundidad de las perforaciones por lo que se debe de calcular el diferencial de presión entre la profundidad de asentamiento de la bomba y la profundidad del tope de las perforaciones, que no es más que el peso de dicha columna hidrostática.

Tope de las perforaciones = MPP = 9480 ft (TVD).

Profundidad de asentamiento de la bomba = 9046 ft (TVD).

Aplicando la ecuación 1.13. se obtiene:

$$\Delta P = (MPP - prof.bomba) \times SG_m \times 0.433$$

$$\Delta P = (9480 - 9046) \times 0.9537 \times 0.433 = 179.217 \text{ psi}$$

Actualizando la curva IPR a la profundidad de asentamiento de la bomba aplicamos la ecuación 1.14. pero como estamos haciendo el análisis desde el yacimiento hacia arriba se considera la presión en la cabeza del casing 0, Ver Tabla 3.5., con lo que obtenemos:

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$\text{Como } CHP = 0$$

$$PIP = P_{wf} - \Delta P$$

TABLA 3.5. CÁLCULO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA.

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3300	3120.8
250	2921.2	2742
500	2542.4	2363.2
750	2163.6	1984.4
1000	1784.8	1605.6
1300	1330.3	1151.1
1500	1027.3	848.1
1750	648.5	469.3
2000	269.7	90.5
2178	0	-179.2

Realizado por: Lenín García.

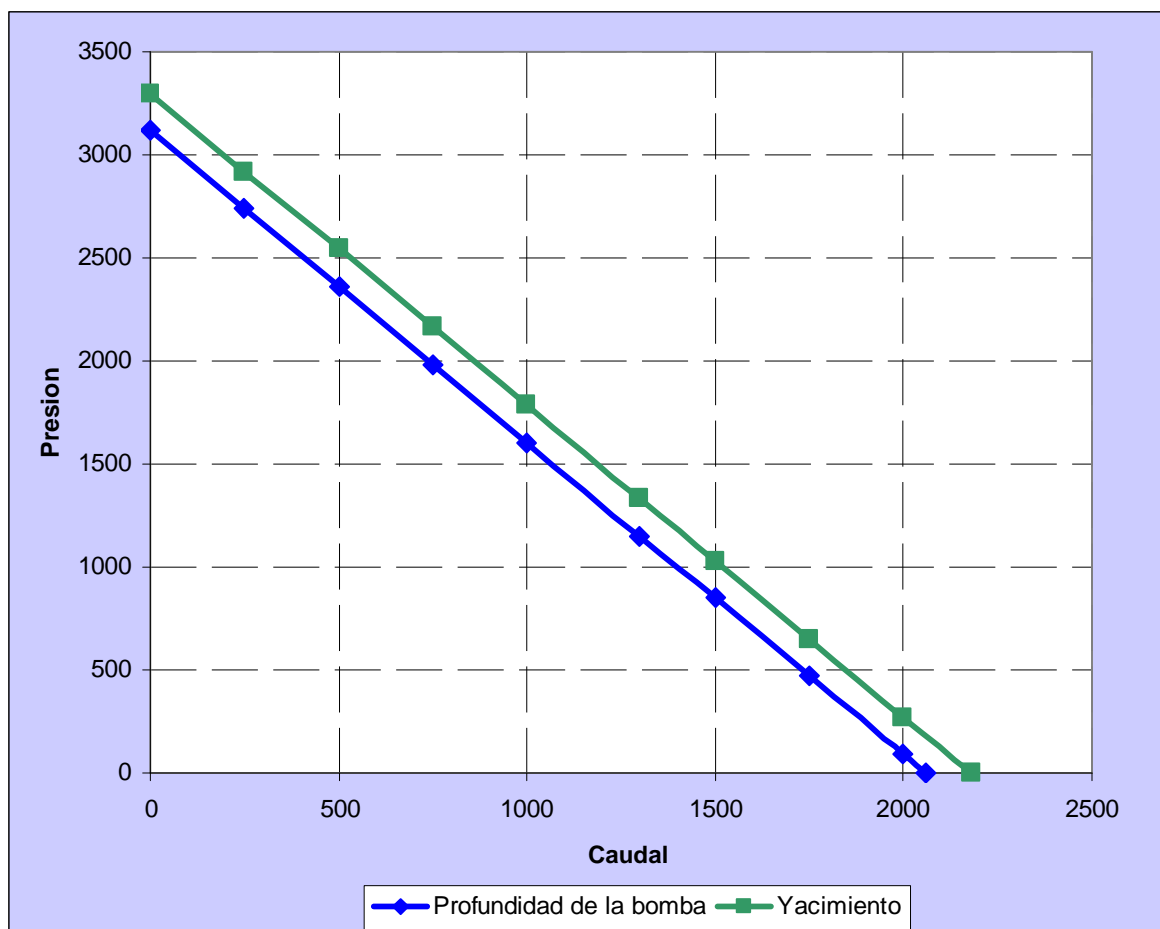
El significado de obtener una presión de entrada de la bomba negativo quiere decir que este pozo no es capaz de producir 2178 barriles a la profundidad de asentamiento de la bomba, entonces la solución es calcular el caudal que puede producir a una PIP = 0 psi sabiendo que Pwf = 179.217 psi. Ver Tabla 3.6. Con estos valores construimos la curva de la presión disponible a la entrada de la bomba. Ver Figura 3.2.

TABLA 3.6. CÁLCULO ACTUALIZADO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA.

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	Psi	Psi
0	3300	3120.8
250	2921.2	2742
500	2542.4	2363.2
750	2163.6	1984.4
1000	1784.8	1605.6
1300	1330.3	1151.1
1500	1027.3	848.1
1750	648.5	469.3
2000	269.7	90.5
2059.7	179.2	0

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.2. CURVA DE LA PRESIÓN DISPONIBLE.



Realizado por: Lenín García.

Hasta el momento hemos considerado todo desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba, ahora realicemos el análisis en la dirección opuesta.

Realicemos el cálculo para poder levantar los fluidos hasta la superficie, desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba (9046 ft TVD) sabiendo que la presión requerida en el cabezal es 100 psi y que se va a producir por el anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2 7/8".

Para calcular las pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería se considera la carta del ANEXO 3.1.

Un ejemplo de cálculo para 2000 barriles en tubería de 2 7/8 pulgadas se tiene 33 pies de pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería. Se considera que fuera una tubería de 2 7/8" ya que el diámetro interno del anular que se forma entre la tubería exterior de 5 1/2" y la tubería interior de 2 7/8" es similar al diámetro interno de una tubería de 2 7/8" (2.441" ID).

$$PiesDeFriccion = \frac{pies}{1000} * ProfundidadBomba$$

$$PiesDeFriccion = \frac{33}{1000} * 9046 = 298.518pies$$

Podemos transformar los pies de pérdidas por fricción a presión con la ecuación 1.5. Ver Tabla 3.7.:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi] \times 2.31 \left[\frac{pies}{psi} \right]}{SG_{mezcla}}$$

$$Presion = \frac{Cabeza \times SG_m}{2.31 \left[\frac{pies}{psi} \right]} = \frac{298.518 \times 0.9537}{2.31} = 123.245 psi$$

TABLA 3.7. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.

Caudal	Pies de fricción por cada 1000 pies	Pies de fricción	Presión de fricción
BFPD	Pies	pies	PSI
0	0	0	0
250	1.1	10	4.1
500	2.8	25.3	10.5
750	5.5	49.8	20.5
1000	10	90.5	37.3
1300	15	135.7	56.0
1500	20	180.9	74.7
1750	26.5	239.7	99
2000	33	298.5	123.2
2059.7	34	307.6	127

Realizado por: Lenín García.

El último parámetro que debemos considerar es la diferencia de presión debida a la gravedad. Todo lo que tenemos que hacer es calcular la columna de presión causada por la columna de fluido a la profundidad de asentamiento de la bomba es decir a (9046 ft TVD).

Primero calculamos el gradiente causado por el fluido a 9046 ft que se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{GradienteFluido} = SG_m \times 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \quad (3.2.)$$

$$\text{GradienteFluido} = 0.9537 \times 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} = 0.413 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

La presión causada por el fluido a 9046 ft se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Presion} = \text{GradienteFluido} \times \text{ProfundidadAsentamientoBomba}$$

$$P_{\text{gravedad}} = 0.413 \times 9046 = 3736 \text{ psi}$$

Calculemos la Presión de descarga de la bomba con la siguiente ecuación:

$$PresionDescarga = Pwh + Pfriccion + Pgravedad \quad (3.3.)$$

La presión a la entrada de la tubería (descarga de la bomba) es una medida de la cantidad de energía requerida para levantar los fluidos a la superficie.

La presión a la entrada de la bomba es la cantidad de energía disponible de la formación. Ver Tabla 3.8.

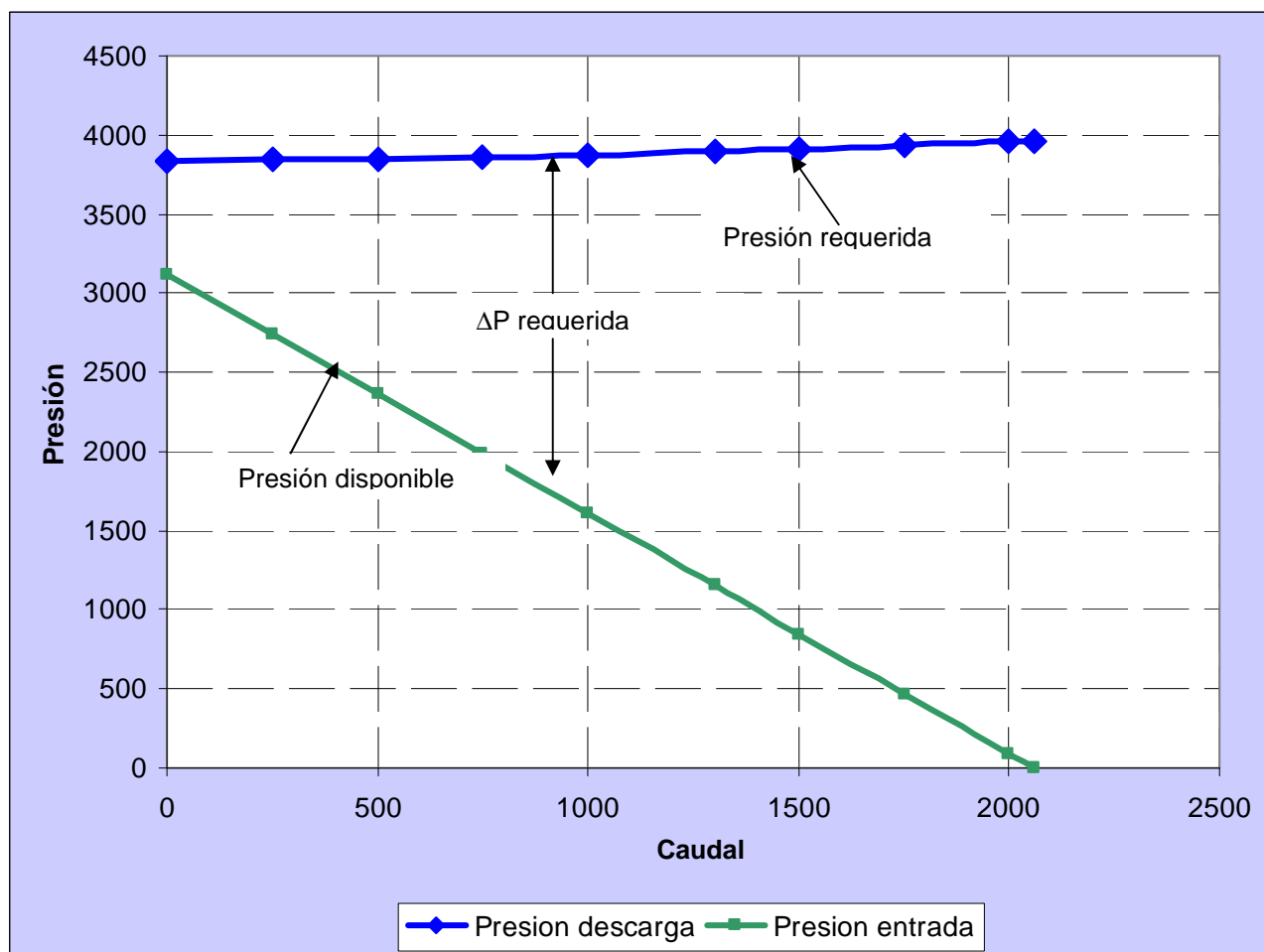
TABLA 3.8. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.

Caudal	Pwh	Presión de fricción	Presión gravedad	Presión descarga
BFPD	PSI	PSI	PSI	PSI
0	100	0	3736	3836
250	100	4.1	3736	3840.1
500	100	10.5	3736	3846.5
750	100	20.5	3736	3856.5
1000	100	37.3	3736	3873.3
1300	100	56.0	3736	3892
1500	100	74.7	3736	3910.7
1750	100	99	3736	3935
2000	100	123.2	3736	3959.2
2059.7	100	127	3736	3963

Realizado por: Lenín García.

Dos presiones diferentes no pueden existir en un mismo punto, por esta razón se ha calculado una presión desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba y otra desde el cabezal hasta la profundidad de asentamiento de la bomba. Ver Figura 3.3.

FIGURA 3.3. CURVAS DEL SISTEMA.



Realizado por: Lenín García.

Las curvas no se cruzan lo que indica que el pozo no puede producir por si mismo. La presión en el anular es la energía disponible y la presión en la tubería es la energía que se necesita; por lo tanto la bomba lo que hace es añadir energía adicional a este sistema para proveer los requerimientos de la presión.

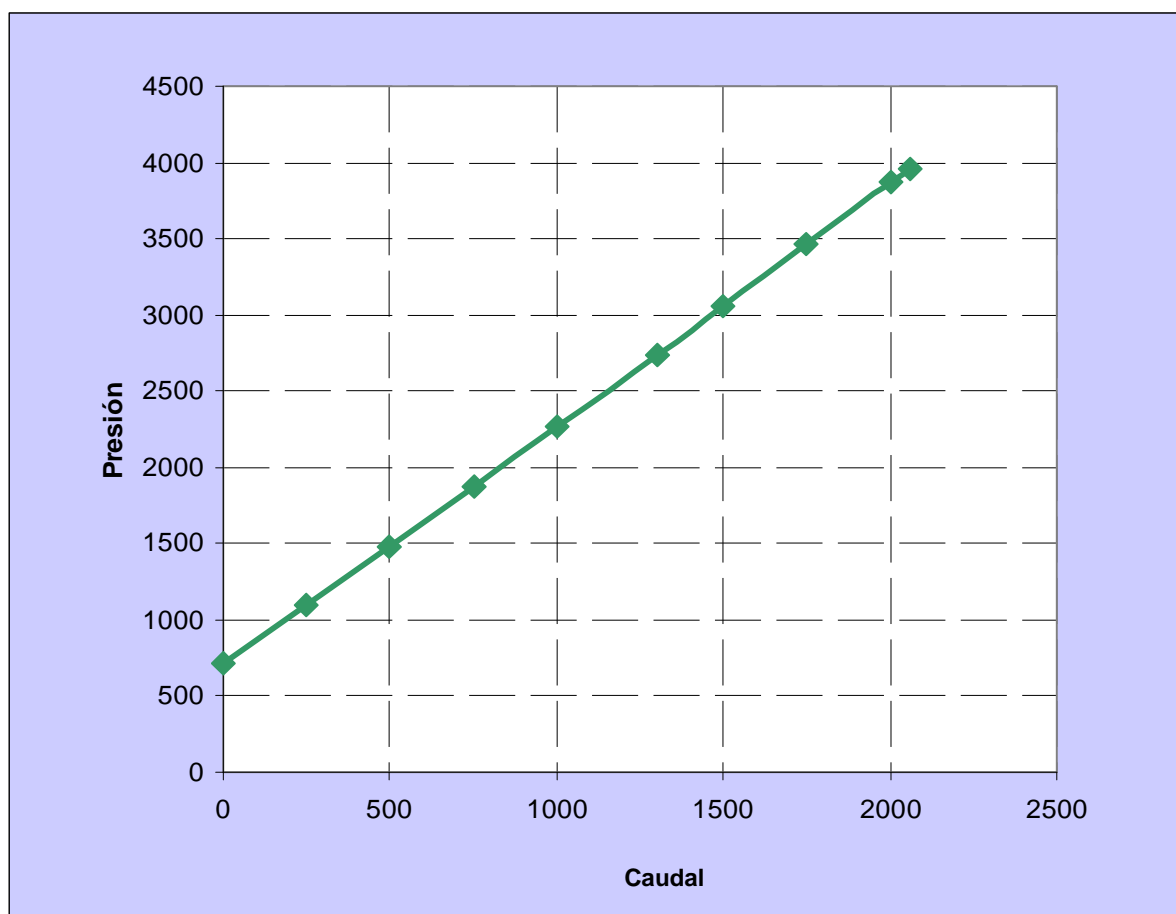
Previamente, calculamos las presiones desde el cabezal hacia la profundidad de asentamiento de la bomba y desde el yacimiento hasta la profundidad de asentamiento de la bomba, pero lo que realmente queremos conocer es la presión del sistema en conjunto es decir la diferencia entre ambas. Ver Tabla 3.9.

TABLA 3.9. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.

Caudal	PIP	Presión descarga	Presión sistema
BFPD	psi	psi	psi
0	3120.8	3836	715.2
250	2742	3840.1	1098.1
500	2363.2	3846.5	1483.3
750	1984.4	3856.5	1872.1
1000	1605.6	3873.3	2267.7
1300	1151.1	3892	2740.9
1500	848.1	3910.7	3062.6
1750	469.3	3935	3465.7
2000	90.5	3959.2	3868.7
2059.717	0	3963	3963

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.4. CURVA DEL SISTEMA.



Realizado por: Lenín García.

Llamaremos a la figura 3.4. “curva del sistema del pozo” o simplemente “curva del pozo”. Esta curva incluye el análisis de todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo excepto por la bomba.

Si se quiere cambiar el caudal de producción no tenemos que repetir todos los cálculos porque la curva del sistema no cambiará. Con esta curva del sistema también podemos analizar el rendimiento de la bomba. Lo que hemos hecho se llama “Análisis Nodal”.

Lo que ahora debemos hacer es calcular la caída de presión en el yacimiento para un caudal de 1300 barriles de fluido con la ecuación 1.10.

$$P_{wf} = P_r - DD$$

$$DD = P_r - P_{wf} = \frac{q}{IP}$$

$$DD = \frac{1300}{0.66} = 1969.7 \text{ psi}$$

Por lo que la presión de entrada en la bomba será:

$$P_{wf} = P_r - DD$$

$$P_{wf} = 3300 - 1969.7 = 1330.3 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$PIP = 1330.3 + 100 - 179.217 = 1251.083 \text{ psi}$$

Calculamos la sumergencia de la bomba usando la gravedad específica del petróleo, puesto que la sección de entrada de la bomba hacia arriba se supone que solo es crudo debido a la separación de la mezcla en la bomba, usamos la ecuación 1.15.:

$$Sumergencia = \frac{PIP}{0.433 \times SG_o}$$

$$Sumergencia = \frac{1251.083}{0.433 \times 0.9396} = 3075.07 \text{ pies}$$

3.1.1.5. Cálculo del porcentaje de gas libre que manejará la bomba:

Calculamos los volúmenes correspondientes de gas, agua y petróleo a condiciones de superficie. Aplicamos la ecuación 1.23. y 1.24.:

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD]$$

$$V_o = 1300 \times (1 - 0.2) \times 1.15 = 1196 BOPD$$

$$V_w = BWPD \times B_w [BWPD]$$

$$V_w = 1300 \times 0.2 \times 1.01 = 262.6 BWPD$$

Para calcular el volumen de gas en el fondo procedemos a calcular el gas en solución con la ecuación 1.16.:

$$R_s = SG_g \left(\frac{Pb}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 0.89 \left(\frac{860}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times 19.1}}{10^{0.00091 \times 214}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 106.06 \text{ }^{scf} / \text{STB}$$

Ahora calculamos el factor volumétrico del gas con la ecuación 1.19., para lo cuál es necesario conocer el factor de compresibilidad del mismo:

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15\gamma_g + 37.7\gamma_g^2} = \frac{3300}{667 + 15 \times 0.89 + 37.7 \times 0.89^2} = 4.65$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2} = \frac{214 + 460}{168 + 325 \times 0.89 - 12.5 \times 0.89^2} = 1.51$$

Con la presión y la temperatura seudoreducida entramos en el ANEXO 3.2 y encontramos el factor de compresibilidad del gas (z), este valor es 0.8.

Utilizando la ecuación 1.20. calculamos el gas total que se producirá:

$$\text{Gas Total} = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD]$$

$$\text{Gas Total} = \frac{130 \times 1196}{1000} = 155.48 [MpcS]$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento de la bomba se puede determinar usando la ecuación 1.21.:

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s \times BOPD}{1000} [MpcS]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{106.06 \times 1196}{1000} = 126.847 [MpcS]$$

Ahora calculamos el gas libre con la ecuación 1.22.:

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución.}$$

$$\text{Gas libre} = 155.48 - 126.847 = 28.633 \text{MpcS}$$

Calculamos el gas que pasa por la entrada de la bomba con la ecuación 1.25.:

$$V_g = \text{Gas Libre} \times B_g [BGPD]$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT_{\text{fondo}}}{PIP}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{0.8 \times (214 + 460)}{1251.083} = 2.172 \text{bls} / \text{MpcS}$$

$$V_g = 28.633 \times 2.172 = 62.19 [BGPD]$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba se calcula con la ecuación 1.26.:

$$V_T = V_o + V_g + V_w$$

$$V_T = 1196 + 262.6 + 62.19 = 1520.79 \text{BFPD}$$

El porcentaje de gas libre en la bomba se calcula con la ecuación 1.27.:

$$GasLibre = \frac{V_g}{V_T} \times 100\%$$

$$GasLibre = \frac{62.19}{1520.79} \times 100\% = 4.09\%$$

3.1.1.6. Cálculo del levantamiento neto vertical:

Es la distancia vertical a través de la cual el fluido será levantado hasta la superficie.

$$LNV = \text{Profundidad de la bomba} - \text{Sumergencia de la bomba}$$

$$LNV = 9046 - 3075.07 = 5970.93$$

3.1.1.7. Cálculo de la columna dinámica total en pies:

Corresponde a la altura de la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie y se calcula con la ecuación 1.28.:

$$TDH = LNV + \text{Pérdidas por fricción} + \text{THP [pies]}$$

Las pérdidas por fricción a condiciones de 1300 bls son 15 pies.

Calculamos la presión de cabeza en pies se calcula con la ecuación 1.5.:

$$Cabeza = \frac{\text{Presion}[psi] \times 2.31 \left[\frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{SG_{mezcla}}$$

$$Cabeza = \frac{100 \times 2.31}{0.9537} = 242.21 \text{ pies}$$

$$TDH = 5970.93 + 15 + 242.21 = 6228.14 \text{ pies}$$

3.1.1.8. Selección del tipo de bomba:

Es necesario conocer el fluido que maneja la bomba en el fondo para estas condiciones el diseño se lo realizará con 1300 BFPD. La selección del equipo de fondo (BHA) depende de varios factores uno de los más importantes es conocer la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba, el cuál no puede ser mayor al 10 %, en caso de existir mayor presencia de gas se deberá considerar el uso de separadores de gas con tecnologías especiales para el manejo del mismo.

Utilizando catálogos o software (simulación) se puede escoger la bomba que tendrá la más alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de producción deseado, para la selección de dicha bomba se necesita conocer el caudal de diseño deseado y la columna dinámica total en pies calculada.

Para este caso en particular se ha escogido la bomba a través de la empresa WOOD GROUP mediante el software SUBPUMP 8.0. Ver Tablas 3.10., 3.11., 3.12. y 3.13. Se explicará como funciona y trabaja el software en el ANEXO 3.3, además se presentará los resultados obtenidos con dicho programa.

Los componentes seleccionados para la instalación de las BES superior son:

TABLA 3.10. DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA.

Pump ESP 538 TE-1500	
Stages:	172
Required HP (Nameplate):	192.7 HP
Pump Operating Power:	159.7 HP

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.11. DESCRIPCIÓN DEL CABLE.

Cable ESP Powerline 450	
Size:	2 Cu
Shape:	Flat

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.12. DESCRIPCIÓN DEL MOTOR.

Motor ESP 540 TR5-1	
Nameplate Power:	225 HP
Nameplate Voltage:	2235 Volts
Nameplate Current:	64 Amps
Design Frequency:	54 Hz

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.13. DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Transformer	
Amperage:	50.3 Amps.
Kilovolt Amper:	205.7 KVA
Surface Voltage:	2359.7 Volts.

Fuente: Wood Group ESP.

3.1.2. ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA T.

Como ya se explicó como realizar los cálculos se presentará solo los resultados del análisis nodal de esta arena para, para lo cuál necesitamos conocer algunos datos: la información del pozo, las características del fluido (PVT) y los parámetros para el dimensionamiento de la bomba electrosumergible. Ver Tablas 3.14., 3.15. y 3.16.

3.1.2.1. Recopilación de Datos:

TABLA 3.14. INFORMACION DEL POZO

	Top MD	Bottom MD	OD	ID	Weight		
	Ft	Ft	inches	inches	lb/ft		
Casing	-	11263	9 5/8"	8.681	47		
Liner	11034	11790	7"	6.276	26		
Tubing	0	11510	2 7/8"	2.441	6.4		
	MD (ft)	TVD (ft)					
Profundidad Bomba:	11510	9602					
Tope de Perfs:	11609	9698	Input Voltage	460	Volt		
PBTD	11790	9874					
Wellhead Temp	170	°F	Max DLS	2.95	@' Depth	2032.0	ft (MD)
Reservoir Temp	217	°F	DLS @ Prof de la Bomba			2.88	deg/100ft
			Desviación @ Prof de la Bomba			16.87	Deg
			Máxima desviación - "Running"			40.7	Deg

Fuente: Halliburton.

TABLA 3.15. CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)

Pb	950	psig	
GOR	190	scf/stb	
Densidad del Aceite:	28	API	
Tb	217	°F	
Grav Gas.	0.894	SG(air)	
Viscosity	3	cp @	217 °F
FVF	1.2	rb/stb	
Grav Water.	1.013	SG(water)	
Fuente de Datos:	LOWIS data base & Analysis PVT		

Fuente: Halliburton.

TABLA 3.16. CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

CONDICIONES ACTUALES (caso base)			PROYECCION A UN (1) AÑO		
Indice de Productividad	0.81	STB/Psig	Indice de Productividad	0.99	STB/Psig
Presión de Yacimiento:	3250	Psig	Presión de Yacimiento:	3150	Psig
Caudal deseado:	1600	BFPD	Caudal deseado:	2100	BFPD
Presión de Fondo Fluy.	1275	Psig	Presión de Fondo Fluy.	1029	Psig
Frecuencia de Oper.:	52.0	Hz	Frecuencia de Oper.:	59.5	Hz
Corte de Agua (WC):	40	%	Corte de Agua (WC):	80	%
Tasa de petroleo	960	BOPD	Tasa de petroleo	420	BOPD
Presión en Well Head:	100	Psig	Presión en Well Head:	125	Psig
Presión en CSG:	-	Psig	Presión en CSG:	-	Psig
Tasa permitida DNH:	N/A	BOPD	Tasa permitida DNH:	n/a	N/A
REQUERIMIENTOS PARA TRATAMIENTO QUIMICO:					
CORROSION:	Moderada		EMULSIÓN:		SCALE: Moderada

Fuente: Halliburton.

3.1.2.2. Cálculos de las gravedades específicas:

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 28} = 0.887$$

$$SG_{mezcla} = SG_w \times f_w + SG_o \times (1 - f_w) = 1.013 \times 0.4 + 0.887 \times (1 - 0.4) = 0.9374$$

3.1.2.3. Construcción de la curva IPR:

Construimos una tabla con una amplia variación en su caudal. Ver Tabla 3.17. Conociendo estos valores construimos la IPR. Ver Figura 3.5.

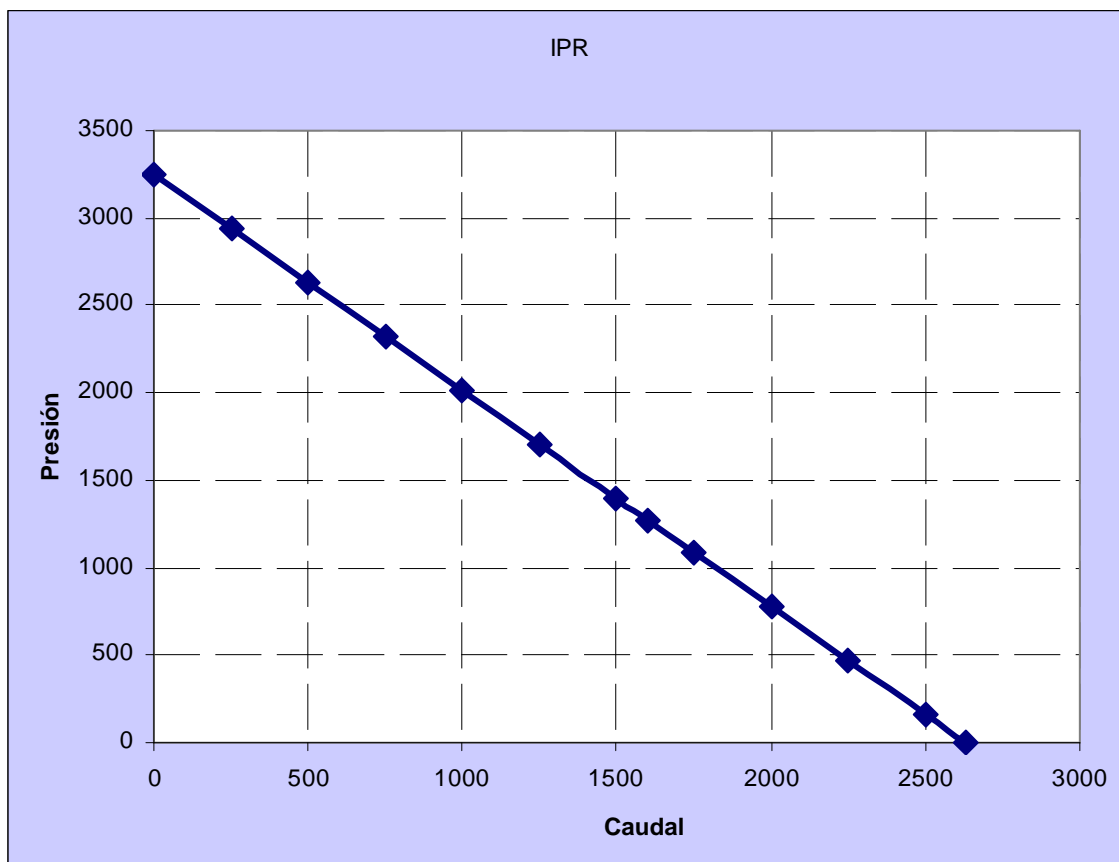
$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{IP}$$

TABLA 3.17. CÁLCULO DE LA IPR

Caudal	Pwf
BFPD	Psi
0	3250
250	2941.4
500	2632.7
750	2324.1
1000	2015.4
1250	1706.8
1500	1398.1
1600	1274.7
1750	1089.5
2000	780.9
2250	472.2
2500	163.6
2632.5	0

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.5. CURVA IPR.



Realizado por: Lenín García.

3.1.2.4. Cálculos de la presión de entrada de la bomba PIP:

Tope de las perforaciones = MPP = 9698 ft (TVD).

Profundidad de asentamiento de la bomba = 9602 ft (TVD).

$$\Delta P = (MPP - prof. bomba) \times SG_m \times 0.433$$

$$\Delta P = (9698 - 9602) \times 0.9374 \times 0.433 = 38.966 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf} - \Delta P$$

Calcular la presión a la entrada de la bomba. Ver Tabla 3.18.

TABLA 3.18. CÁLCULO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA.

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	PSI	PSI
0	3250	3211
250	2941.4	2902.4
500	2632.7	2593.8
750	2324.1	2285.1
1000	2015.4	1976.5
1250	1706.8	1667.8
1500	1398.1	1359.2
1600	1274.7	1235.7
1750	1089.5	1050.5
2000	780.9	741.9
2250	472.2	433.3
2500	163.6	124.6
2632.5	0	-39

Realizado por: Lenín García.

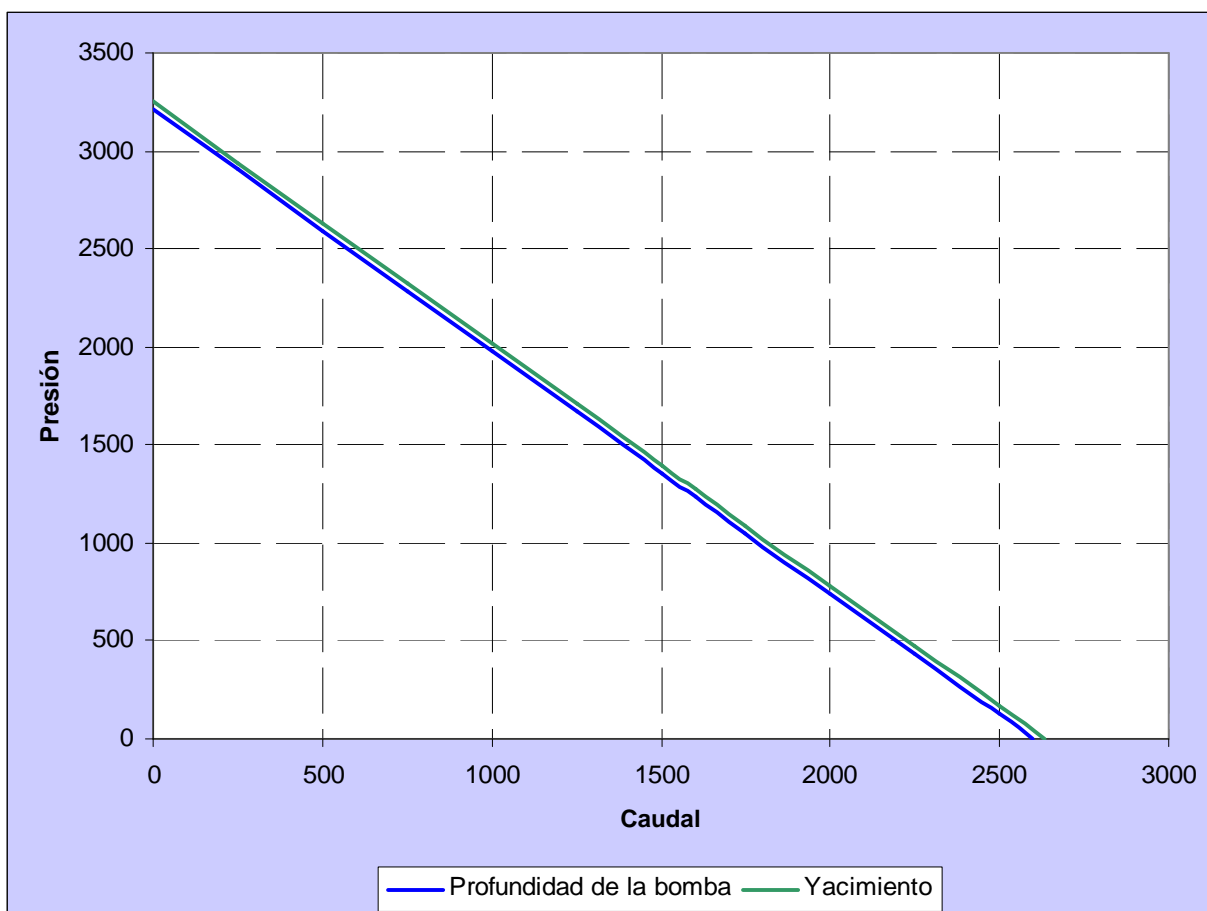
Actualizar la presión a la entrada de la bomba. Ver Tabla 3.19. Con estos valores construimos la curva de la presión disponible a la entrada de la bomba. Ver Figura 3.6.

TABLA 3.19. CÁLCULO ACTUALIZADO DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA.

Caudal	Pwf	PIP
BFPD	PSI	PSI
0	3250	3211
250	2941.4	2902.4
500	2632.7	2593.8
750	2324.1	2285.1
1000	2015.4	1976.5
1250	1706.8	1667.8
1500	1398.1	1359.2
1600	1274.7	1235.7
1750	1089.5	1050.5
2000	780.9	741.9
2250	472.2	433.3
2500	163.6	124.6
2600.9	39	0

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.6. CURVA DE LA PRESIÓN DISPONIBLE.



Realizado por: Lenín García.

Como sabemos que la producción de esta arena se la hace por la tubería de producción de 2 7/8 pulgadas (2.441 pulgadas ID) calculamos las pérdidas por fricción por cada 1000 pies de tubería con el ANEXO 3.1 y transformamos los pies de pérdidas por fricción a presión. Ver Tabla 3.20.

Calculamos la presión de descarga de la bomba. Ver Tabla 3.21. Graficar la presión de a y la presión de entrada de la bomba (Curvas del sistema). Ver Figura 3.7.

TABLA 3.20. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.

Caudal	Pies de fricción por cada 1000 pies	Pies de fricción	Presión de fricción
BFPD	Pies	Pies	PSI
0	0	0.0	0.0
250	1.1	10.6	4.3
500	2.8	26.9	10.9
750	5.5	52.8	21.4
1000	10	96.0	39.0
1250	14	134.4	54.6
1500	20	192.0	77.9
1600	21	201.6	81.8
1750	26.5	254.5	103.3
2000	33	316.9	128.6
2250	40	384.1	155.9
2500	48	460.9	187.0
2600.9	53	508.9	206.5

Realizado por: Lenín García.

$$GradienteFluido = SG_m \times 0.433 \frac{psi}{ft} = 0.9374 \times 0.433 \frac{psi}{ft} = 0.406 \frac{psi}{ft}$$

$$P_{gravedad} = GradienteFluido \times Pr_{ofundidadAsentamientoBomba} = 0.406 \times 9602 = 3898.412 \text{ psi}$$

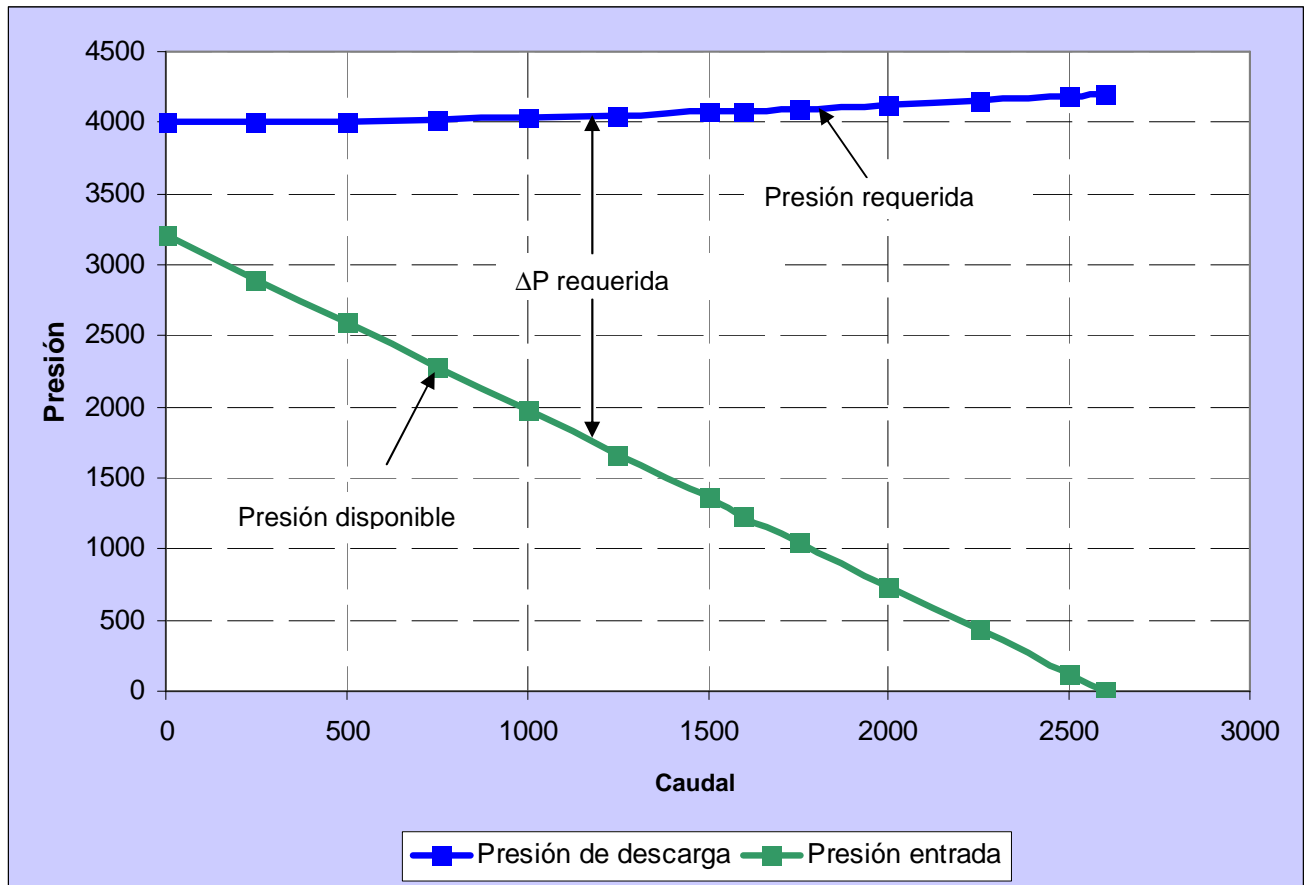
$$PresionDescarga = P_{wh} + P_{friccion} + P_{gravedad}$$

TABLA 3.21. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.

Caudal	Pwh	Presión de fricción	Presión gravedad	Presión descarga
BFPD	PSI	PSI	PSI	PSI
0	100	0.0	3898.4	3998.4
250	100	4.3	3898.4	4002.7
500	100	10.9	3898.4	4009.3
750	100	21.4	3898.4	4019.8
1000	100	39.0	3898.4	4037.4
1250	100	54.6	3898.4	4053.0
1500	100	77.9	3898.4	4076.3
1600	100	81.8	3898.4	4080.2
1750	100	103.3	3898.4	4101.7
2000	100	128.6	3898.4	4127.0
2250	100	155.9	3898.4	4154.3
2500	100	187.0	3898.4	4185.4
2600.9	100	206.5	3898.4	4204.9

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.7. CURVAS DEL SISTEMA.



Realizado por: Lenín García.

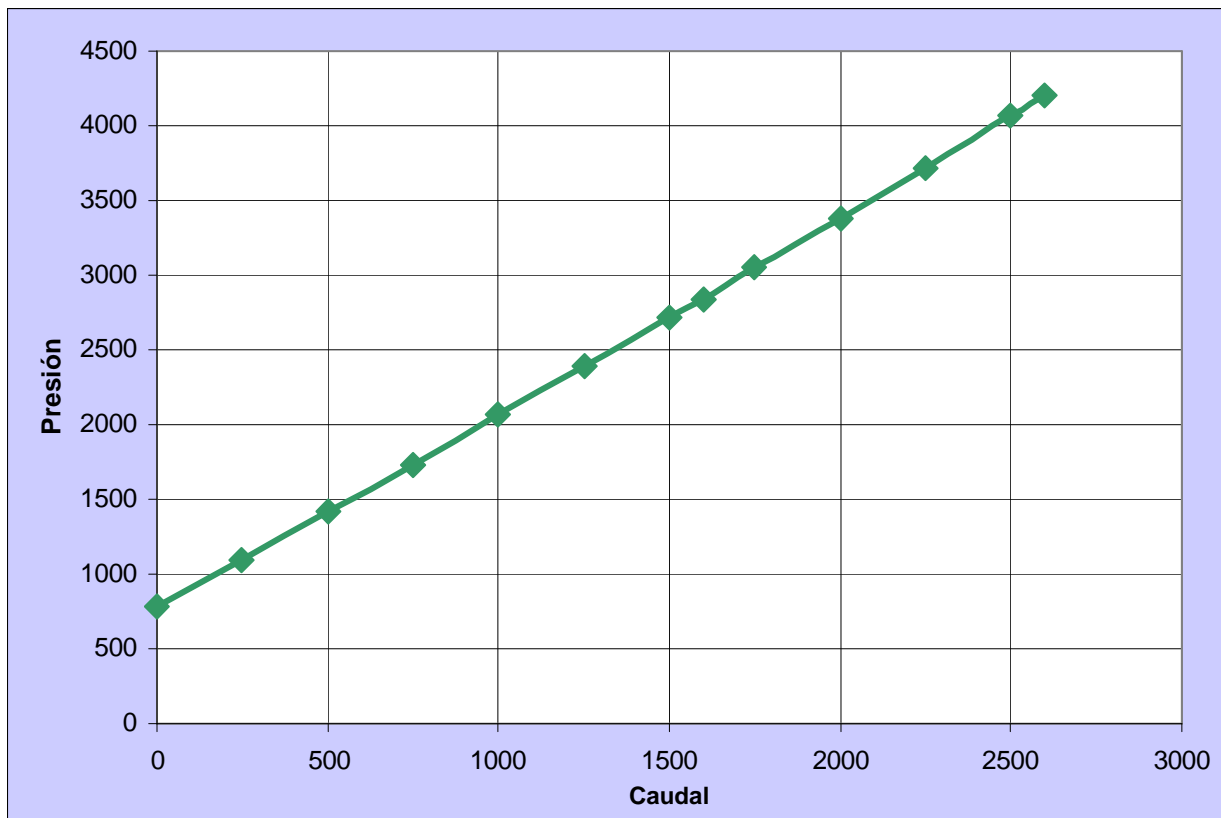
Calculamos la presión del sistema. Ver Tabla 3.22 y Figura 3.8.

TABLA 3.22. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.

Caudal BFPD	PIP psi	Pres. descarga Psi	Pres. sistema psi
0	3211	3998.4	787.4
250	2902.4	4002.7	1100.3
500	2593.8	4009.3	1415.6
750	2285.1	4019.8	1734.7
1000	1976.5	4037.4	2060.9
1250	1667.8	4053.0	2385.1
1500	1359.2	4076.3	2717.2
1600	1235.7	4080.2	2844.5
1750	1050.5	4101.7	3051.1
2600.938	741.9	4127.0	3385.1

Realizado por: Lenín García.

FIGURA 3.8. CURVA DEL SISTEMA.



Realizado por: Lenín García.

$$DD = P_r - P_{wf} = \frac{q}{IP}$$

$$DD = \frac{1600}{0.81} = 1975.31 \text{ psi}$$

$$P_{wf} = P_r - DD$$

$$P_{wf} = 3250 - 1975.31 = 1274.69 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$PIP = 1274.69 + 100 - 38.966 = 1335.724 \text{ psi}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{PIP}{0.433 \times SG_o}$$

$$\text{Sumergencia} = \frac{1335.724}{0.433 \times 0.887} = 3477.804 \text{ pies}$$

3.1.2.5. Cálculo del porcentaje de gas libre que manejará la bomba:

$$V_o = BOPD \times B_o [BOPD]$$

$$V_o = 1600 \times (1 - 0.4) \times 1.2 = 1152 BOPD$$

$$V_w = BWPD \times B_w [BWPD]$$

$$V_w = 1600 \times 0.4 \times 1.013 = 648.32 BWPD$$

$$R_s = SG_g \left(\frac{Pb}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 0.894 \left(\frac{950}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times 28}}{10^{0.00091 \times 217}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 162.3 \text{ scf} / \text{STB}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15\gamma_g + 37.7\gamma_g^2} = \frac{3250}{667 + 15 \times 0.894 + 37.7 \times 0.894^2} = 4.574$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2} = \frac{217 + 460}{168 + 325 \times 0.894 - 12.5 \times 0.894^2} = 1.51$$

Con la presión y la temperatura seudoreducida entramos en el ANEXO 3.2 y encontramos el factor de compresibilidad del gas, este valor es 0.79.

$$\text{Gas Total} = \frac{GOR \times BOPD}{1000} [MPCD]$$

$$\text{Gas Total} = \frac{190 \times 1152}{1000} = 218.88 [Mpcs]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s \times BOPD}{1000} [Mpcs]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{162.3 \times 1152}{1000} = 186.97 [Mpcs]$$

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución.}$$

$$\text{Gas libre} = 218.88 - 186.97 = 31.91 Mpcs$$

$$V_g = GasLibre \times B_g [BGPD]$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT_{fondo}}{PIP}$$

$$B_g = 0.00504 \frac{0.79 \times (217 + 460)}{1335.724} = 2.018 \text{ bls} / \text{Mpc}$$

$$V_g = 31.91 \times 2.018 = 64.39 [BGPD]$$

$$V_T = V_o + V_g + V_w$$

$$V_T = 1152 + 648.32 + 64.39 = 1864.71 \text{ BFPD}$$

$$GasLibre = \frac{V_g}{V_T} \times 100\%$$

$$GasLibre = \frac{64.39}{1864.71} \times 100\% = 3.45\%$$

3.1.2.6. Cálculo del levantamiento neto vertical:

LNV = Profundidad de la bomba – Sumergencia de la bomba

$$LNV = 9602 - 3477.804 = 6124.196$$

3.1.2.7. Cálculo de la columna dinámica total en pies:

TDH = LNV + Pérdidas por fricción + THP [pies]

Las pérdidas por fricción a condiciones de 1600 bls son 21 pies.

$$Cabeza = \frac{Presion[psi] \times 2.31 \left[\frac{pies}{psi} \right]}{SG_{mezcla}}$$

$$Cabeza = \frac{100 \times 2.31}{0.9374} = 246.42 \text{ pies}$$

$$TDH = 6124.196 + 21 + 246.42 = 6391.616 \text{ pies}$$

3.1.2.8. Selección del tipo de bomba:

Los componentes seleccionados para la instalación de las BES inferior se realizó a través de la empresa WOOD GROUP mediante el software SUBPUMP 8.0. Ver Tablas 3.23., 3.24., 3.25. y 3.26.

TABLA 3.23. DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA.

Pump ESP 538 TE-1500	
Stages:	210
Required HP (Nameplate):	245.2 HP
Pump Operating Power:	210.7 HP

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.24. DESCRIPCIÓN DEL CABLE.

Cable ESP Powerline 450	
Size:	2 Cu
Shape:	Flat

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.25. DESCRIPCIÓN DEL MOTOR.

Motor ESP 540 TR5-2-1	
Nameplate Power:	320 HP
Nameplate Voltage:	2230 Volts
Nameplate Current:	88.5 Amps
Design Frequency:	54 Hz

Fuente: Wood Group ESP.

TABLA 3.26. DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Transformer	
Amperage:	63.3 Amps.
Kilovolt Amper:	270.7 KVA
Surface Voltage:	2471.0 Volts.

Fuente: Wood Group ESP.

3.1.3. DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA CON ESP PACKER.

Utilizando todos los sub ensambles y equipos de bombeo eléctrico sumergible (superior e inferior) a las profundidades correspondiente se realizó un diagrama general (Draft String) ver ANEXO 3.4.

3.2. PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE CORRIDA (COMPLETACION DUAL).

3.2.1. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL:

PRIMERA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN

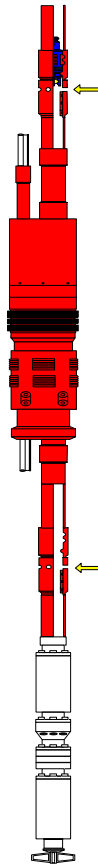
1. Realzar reunión de seguridad y pre-trabajo con todas las compañías involucradas en esta fase. Todos los equipos a ser corridos deben ser calibrados y medidos en presencia del representante de la compañía involucrada (operadora) y Co-Man.
2. Armar primera fase de la sarta de Completación. Ver Figura 3.9.
 - Equipo BES Inferior (equipo debajo del packer):
 - BODH.
 - Bomba.
 - Adaptador.
 - Intake.
 - Protector.

- Motor.
- Sensor.
- Cable.
- Tubo corto de 2-7/8”.
- Camisa de circulación inferior con perfil 2.313” Tipo X (**Abierta y con Standing Valve**).
- Empacadura ESP 7” 26-29#, 2 7/8 EUE, 1.9” NU, 3/8” NPT.
- 1 Junta de 2-7/8” EUE.

Nota: Asentamiento de la empacadura ESP con 3500 psi (Pre-asentamiento con 1330 psi) tres (03) pines y desanclaje con 30.000 Lbs de overpull Tres (03) pines, previo equilibrio de presiones abriendo la camisa de circulación superior.

Colocar marca radiactiva para correlacionar el asentamiento de la empacadura.

FIGURA 3.9. ESQUEMA PARA ARMAR LA PRIMERA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN.



Fuente: Halliburton.

SEGUNDA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN

Realizar la conexión del cable plano con penetrador QCI a través de la empacadura de acuerdo al procedimiento establecido por el personal técnico.

Continuar con ensamble:

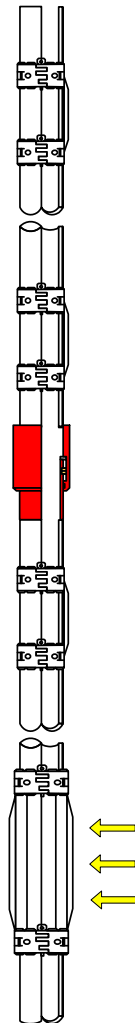
- Camisa de circulación Superior con perfil 2.313” Tipo X (Abierta y con Standing valve)
- Tubo de 2-7/8” 8rd EUE.

Nota: Las dos camisas deben ir **Abiertas** con un Standing Valve de 2.313” en cada una. Realizar prueba de presión con 2500 psi contra el Standing Valve por 10 minutos, registrar la presión de la prueba.

3. Continuar bajando tubería de producción con protectores de cable sencillo de 2-7/8” tipo Cannon en cada cuello. Bajar (+/- 64) juntas.
4. Al momento de meter la junta de tubería de 2-7/8” que quedara expuesta al flujo del intervalo abierto de la arena superior de acuerdo a la profundidad, colocar el protector de cable con pared reforzada de fabricación especial Cannon en toda la junta (30 pies) para proteger el cable de la exposición al flujo de la arena Superior con 25 pies de longitud abierta.
5. Continuar bajando tubería de producción de 2-7/8” probando la tubería cada 2000 pies con 2500 psi y megando (probar) el cable cada 1000 pies, hasta llegar a la profundidad programada para la armada del equipo BES superior.
6. Realizar reunión pre-trabajo para el armado de la segunda fase con las compañías involucradas.
7. Armar equipo de manejo (llaves hidráulicas, collarin y elevadores) para maniobrar con la tubería de by-pass con conexión flush joint de 2-7/8” ST-L.
8. Conectar el ensamblaje de tubería de “by-pass” de 2-7/8” con el bloque de soporte.
 - Tubo corto 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Pin x NU Pin.
 - Bloque de soporte 2-7/8” NU Box x Box.
 - Tubo corto 2-7/8" 6.5# N-80 NU Pin x ST-L Box.
 - 02 Juntas de Tuberia de by-pass y Pup Joint 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L Box x Pin

9. Armar equipo de Guaya Fina y bajar calibrador de 2.32" hasta tocar Standing Valve en el perfil de la camisa de circulación superior perfil X. Desvestir Guaya Fina.
10. Continuar bajando con equipo de completación (Sarta de by-pass con equipo BES).
 - Juntas de Tubería de by-pass y Pup Joint 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L Box x Pin.

FIGURA 3.10. ESQUEMA PARA ARMAR LA SEGUNDA FASE DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN.



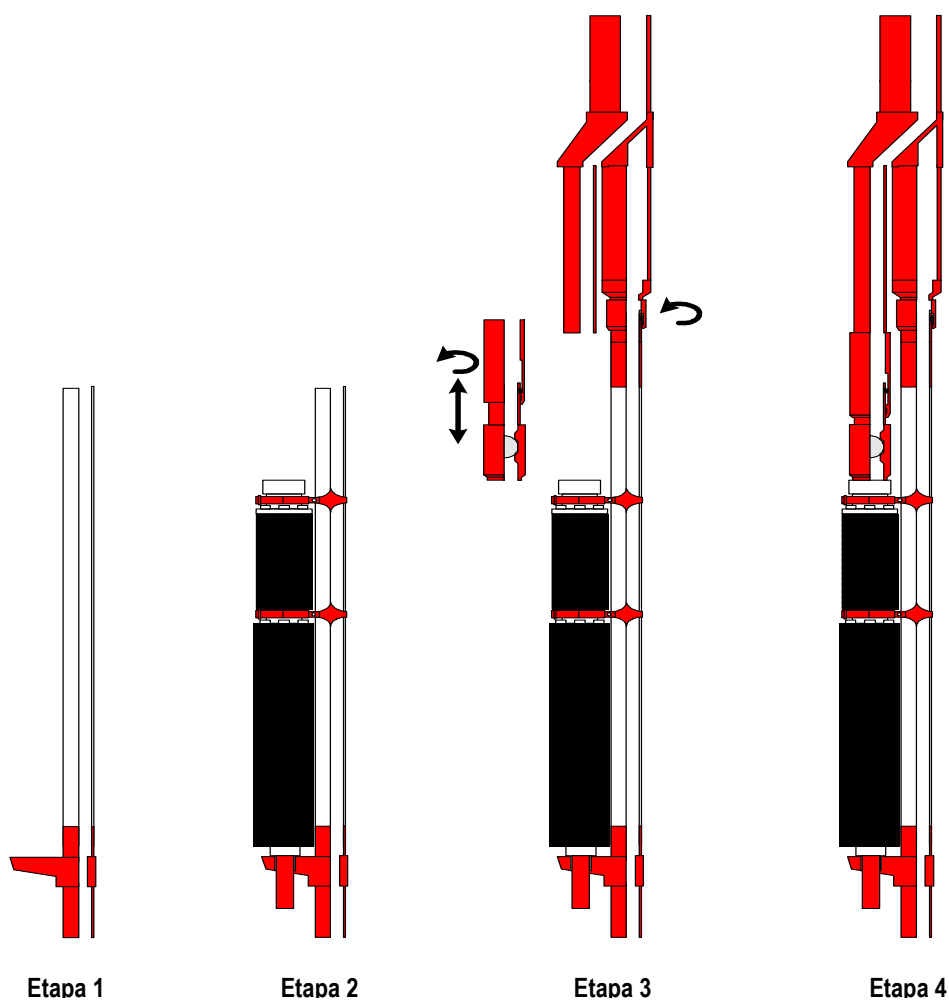
Fuente: Halliburton.

Asegurar la sarta en superficie con elevador, cuñas y collarín. Probar todo el ensamblaje nuevamente con 2500 psi por 10 minutos. Dejar registro de la prueba de presión.

Nota: Bajar tubería de by-pass y levantar la sarta hasta observar el bloque de soporte (Ver Figura 3.11. Etapa 1). Iniciar el armado de la bomba superior y continuar bajando simultáneamente la bomba y la sarta de by-pass (Ver Figura 3.11. Etapa 2).

Ambas sargas (by-pass y bomba superior) deben ser previamente espaciadas antes de iniciar el armado de la bomba. Durante este procedimiento la sarta de by-pass será sostenida por el elevador (Bloque viajero del taladro) y la bomba se armará usando winches del taladro (Air-hoists).

FIGURA 3.11. ESQUEMA DEL ARMADO DE LA SARTA DE COMPLETACIÓN.



Fuente: Halliburton.

11. Iniciar armado y corrida del equipo BES superior de acuerdo a las instrucciones del personal técnico, según la siguiente secuencia:

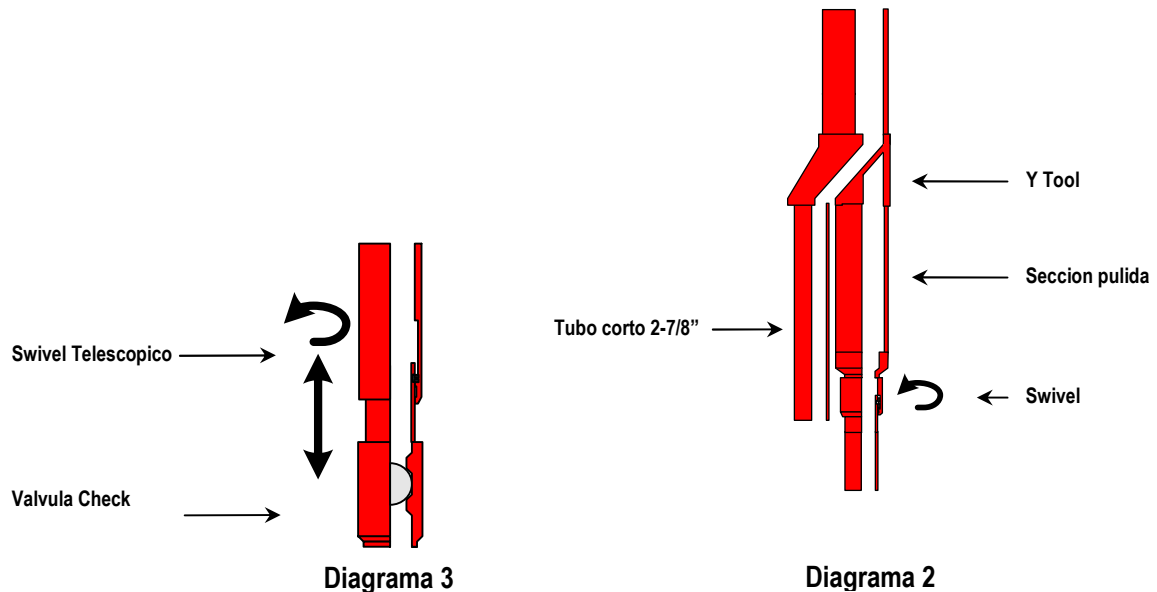
- Prong (Ubicar recorrido según espaciamiento).
- Adaptador.
- Equipo BES Superior (equipo con by-pass):
 - BODH.
 - Cabeza de descarga.
 - Bomba.
 - Intake.
 - Protector.
 - Motor.
 - Adaptador.
 - Sensor.
 - Cable.

Nota: Dejar la descarga sin conectar.

12. Realizar conexión de la cuarta junta de ser necesario y finalizar el armado del equipo BES.

13. Conectar el Y Tool, con la junta receptora de sellos y swivel (conexión 2-7/8" EUE), y tubo corto de 2-7/8" (Ver Etapa 3 de la Figura 3.11.).

14. Posteriormente conectar Swivel Telescópico, válvula de un solo sentido (Check) a descarga de la bomba (Ver Diagrama 3 de la Figura 3.12.), realizar recorrido telescópico, espaciar y alinear las dos sartas. Finalmente conectar la Junta Telescópica en la parte inferior de la sarta larga de la Y-Tool. (Ver Etapa 3 y 4 de la Figura 3.11.).

FIGURA 3.12. ESQUEMA DEL SWIVEL TELESCÓPICO.

Fuente: Halliburton.

Asegurar la sarta en superficie con elevador, cuñas y collarin. Probar todo el ensamblaje nuevamente con 2500 psi por 10 minutos. Dejar registro de la prueba de presión.

15. Armar equipo de Guaya Fina y bajar calibrador de 2.32" hasta profundidad de bloque de soporte. Desvestir Guaya Fina.
16. Realizar prueba de presión a todo el ensamblaje de completación dual con 3000 psi por 10 minutos, esta será contra el standing valve que se encuentra encima del packer y contra la válvula check encima del equipo BES superior.
17. Continuar bajando el ensamblaje con tubería de producción 5-1/2" 17# N-80 BTC, megando el cable cada 1000 pies y probando la tubería con 3000 psi por 5 minutos cada 2000 pies hasta llegar a la profundidad programada para asentar el packer.
18. Realizar correlacionamiento con la marca radiactiva para asentamiento de empacadura y realizar espaciamento de ser necesario.
19. Con la sarta en mesa rotaria instalar colgador de 11" 5000 psi x 5-1/2" BTC Box x Box sin los elementos – sellos.

20. Armar lubricador y armar equipo de Guaya Fina y bajar con pulling tool para recuperar standing valve del perfil X de la camisa superior de 2-7/8" y con Shifting Tool 2-7/8" bajar a cerrar camisa superior.
21. Realizar conexión de penetrador (Mandrels) en colgador y empalme de cable con conectores (Lowers Connectors).
22. Usando un Landing Joint o tubo de maniobra, asentar colgador, el packer quedará en la posición final de asentamiento.
23. Retirar tubo de maniobra y levantar o retirar BOP y con tubo de maniobra levantar e instalar sellos a Colgador. Probar colgador.
24. Retirar tubo de maniobra y colocar BOP.
25. Armar Líneas de superficie y probar con 4000 psi. Presurizar tubería en etapas de 500 psi por 5 minutos hasta 1500 psi. Continuar presurizando lentamente hasta 2500 psi y esperar por 10 minutos siguiendo instrucciones del operador para finalizar el asentamiento de la empaadura ESP. Desahogar presión lentamente hasta 0 psi.
26. Bajar guaya fina con pulling tool para recuperar standing valve del perfil X de la camisa inferior de 2-7/8".
27. Verificar asentamiento de la empaadura presurizando por tubería con 400 psi. Antes de realizar esta prueba confirmar anular lleno y verificar que no exista retorno durante la ejecución de la prueba.
28. Bajar guaya fina con "Shifting tool" y cerrar la camisa inferior. Sacar "Shifting tool" y desvestir equipo de guaya fina.
29. Desarmar landing joint o tubo de maniobra, colocar "Back pressure valve", desarmar BOP 11" x 5000 psi, realizar conexiones eléctricas superiores de los penetradores de ambos cables en el colgador.
30. Armar BOP 11" 5000 psi, probar con 3000 psi.
31. Armar la siguiente secuencia:
 - Casco de mula 2 11/16-12 UNS Box.
 - Unidad de sellos 3.000" Seal Bore, 2 11/16-12 UNS Box x Pin (03 Unidades).
 - 02 Espaciadores de 2 11/16-12 UNS Box x Pin.
 - Adaptador 2-7/8 6.5# N-80 NU Box x 2 11/16-12 UNS Pin.

- Tubo corto combinado 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x NU Pin.
- Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# N-80 BTC-8 Box x Pin.

32. Bajar unidad de sellos con tubería de producción 2-7/8" 6.5# N-80 BTC-8 Box x Pin hasta la Junta receptora de sellos. Asentar 5000 – 8000 lbs de peso y probar sellos por el espacio anular de 5-1/2" y 2-7/8" con 500 psi. Realizar espaciamento, armar colgador de la tubería. Colocar Back-pressure valve y desarmar BOP 11" 5000 psi. Terminar de armar Cabezal de completación dual.

33. Proceder con el arranque de la bomba inferior, después la superior y continuar con el monitoreo del pozo.

3.2.2. HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA CORRIDA:

Equipo para manipular tubería:

- Elevador (Square Shoulder) 2-7/8" y 5-1/2".
- Llaves hidráulicas con mordaza de 5-1/2"; 4-1/2"; 3-1/2" y 2-7/8".
- Collarin (Safety clamp) 5-1/2" y 2-7/8".
- Cuña Neumática de 5-1/2" y mesa con apertura para doble cable ESP.
- Cuña manual de 2-7/8" con apertura para un solo cable ESP.
- Mesa Falsa de 150 Toneladas.
- Cuña tipo tubing spider de 2-7/8".
- BOP 11" x 5000 psi.
- Elevadores para tubería de By-pass 2-7/8" STL Pin.
- Penetrador de Packer y Protectores de Cable 2-7/8" sencillos.

Materiales y tubería:

Nota: Toda la tubería, accesorios y materiales a ser usados en la completación deben ser clase A.

- Tubería de producción de 2-7/8" 6.5# N-80 8rd EUE Box x Pin.

- Tubería de producción de 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin.
- Equipo de Guaya Fina con accesorios de running tool, calibrador y shifting tool para el equipo de flow control.
- Pup joints para espaciamento de 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Pin de 2', 4', 6', 8' y 10'.
- Pup joints para espaciamento de 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin de 6', 8' y 10'.
- Conexiones para realizar las pruebas de tubería 5-1/2" BTC y 2-7/8" EUE a las líneas de presión.
- Botella de 2-7/8" 8rd EUE Pin x 1502.
- Juntas de 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L Box x Pin para tubería de by-pass.
- Pup Joints 2-7/8" 6.5# N-80 ST-L Box x Pin para tubería de by-pass.
- Tubo de maniobra 5-1/2" BTC Box x Pin. (Atura de mesa rotaria: para asentar donal y trabajos de guaya fina).
- Tubo de maniobra de 4-1/2" eue.

Hay que tener presente que existe un rango de aplicación del torque para cada tipo de tubería. Ver Tabla 3.27.

TABLA 3.27. TAMAÑOS DE LA TUBERÍA CON VALOR DEL TORQUE.

Torque de ajuste para las conexiones a ser usadas				
SIZE	WEIGHT	GRADE	CONNECTION	Make-up Torque
2-7/8"	6.5#	N-80	EUE	2180-3640
2-7/8"	6.5#	N-80	ST-L	600-800.
5-1/2"	17.0#	N-80	Buttress	5700 Optimo.

Fuente: Halliburton.

CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

La industria petrolera como cualquier otra que compite por obtener una mayor producción de petróleo y optimizar sus procesos, continuamente busca medios para reducir costos. Debido a que con una completación primaria no es posible obtener los parámetros de control que exige la DNH (presión, temperatura y caudal del reservorio) de 2 arenas en forma independiente, además se debe esperar que se haya agotado la explotación del reservorio escogido como completación primaria para producir la otra arena como consecuencia de dicho control. Para cumplir las expectativas del presente proyecto incrementamos la producción en pozos que tienen dos o más arenas productoras mediante una completación doble concéntrica con ESP packer.

Para el presente análisis nos basaremos en una completación básica con bombeo eléctrico sumergible para la arena U frecuente de nuestro oriente ecuatoriano ya que con esta arena obtenemos una mayor producción de petróleo y en una completación doble concéntrica con ESP packer para las arenas U y T; ver las características de las arenas en la Tabla 4.1., también cabe mencionar que se tomarán como precios y datos de producción los del primer año del proyecto (2009).

TABLA 4.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS.

	Arena U	Arena T
Profundidad [pies]	(11381 - 11403) 22'	(11609 - 11652) 43
Caudal de fluido [BPPD]	1300	1600
Corte de agua [%]	20	40
Caudal de petróleo [BOPD]	1040	960

Fuente: Halliburton.

4.1. TIEMPOS Y COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE Y COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER).

El proceso de workover es realizar mantenimiento o tratamientos remediales en un pozo de petróleo o de gas. En muchos casos, este trabajo es de retiro o reemplazo de la secuencia de la tubería de producción después de que se haya matado el pozo, un taladro de workover tiene que ser usado para este tipo de trabajo, lo que implica tiempo y costos. Ver Tablas 4.2. y 4.3.

Estos trabajos van acompañados de actividades de servicio para implementar el sistema de levantamiento artificial más apropiado para este caso será el sistema de bombeo eléctrico sumergible.

TABLA 4.2. COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE).

COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U)			
DETALLE	VALOR/DIARIO	DIAS	TOTAL
Taladro de Workover	8.000,00	3	24.000,00
Operadores de los Servicios (5 personas)	2000 por persona	3	30.000,00
Herramientas (Por trabajo)	20.000,00	---	20.000,00
TOTAL			74.000,00

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

TABLA 4.3. COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER (COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ESP PACKER).

COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T)			
DETALLE	VALOR	DIAS	TOTAL
Taladro de Workover	8.000,00	7	56.000,00
Operadores de los Servicios (5 personas)	2000 por persona	7	70.000,00
Herramientas (Por trabajo)	20.000,00	----	20.000,00
TOTAL			146.000,00

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

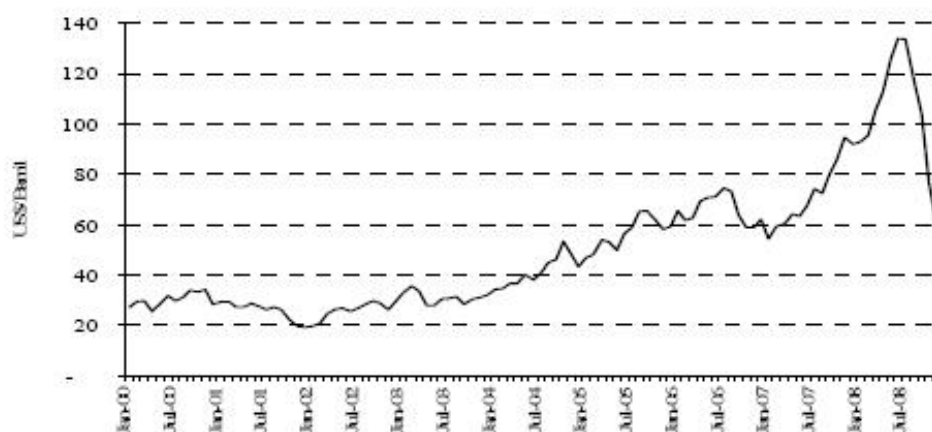
4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN:

El costo del barril de petróleo es fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI). WTI es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York Mercantile Exchange y sirve de referencia en los mercados de derivados de los EE.UU.

Para el análisis del proyecto tomaremos en cuenta el cambio del precio del barril de petróleo. El 2008 fue un claro ejemplo de cómo el precio puede fluctuar drásticamente, el precio del WTI alcanzó un máximo histórico de 145.31 USD/Barril, sin embargo, el 18 de noviembre del mismo año se registró un precio de 54.42 USD/Barril, casi un tercio de su valor máximo. Ver Figura 4.1. Por el lado de la oferta, Hamilton sostiene que la declinación en la producción, evidenciada en la declinación natural de importantes campos petroleros en el mundo. Operativamente esto se debe a que el costo marginal de la producción mundial es

cada vez mayor, sobretudo, por la agresiva perforación en el mar que actualmente se observa.

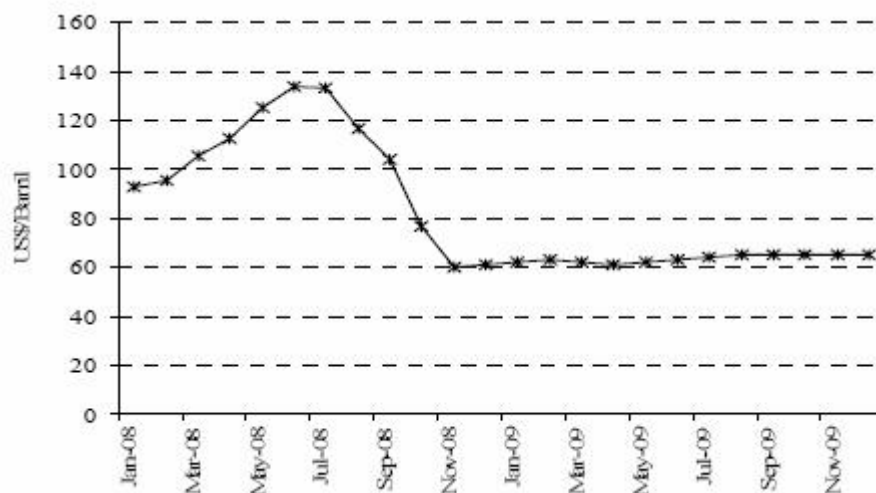
FIGURA 4.1. PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓELO (USD/BARRIL).



Fuente: www.uep.org/regional/lac/pdf/informe%2010.pdf.

De acuerdo a la proyección realizada por la Energy Information Agency (EIA), en noviembre del 2008 no se esperaba que el precio del WTI del año 2009 experimente grandes modificaciones, el precio oscilaría en los 60USD/Barril, con un muy ligero incremento al finalizar el año. Ver Figura 4.2.

FIGURA 4.2. PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓELO.



Fuente: www.uep.org/regional/lac/pdf/informe%2010.pdf.

El diferencial entre el precio WTI y el crudo del oriente ecuatoriano es debido a la calidad del crudo (°API, azufre y %BSW), los cuales afectan su precio de venta.

Para la evaluación del proyecto se considerará 45Usd/Barril para el crudo ecuatoriano.

Existen varios costos que se deben tomar en cuenta en la producción de petróleo como el costo de operación que es de \$5.74/barril de petróleo y de \$0.70 por barril de agua (tomado del Presupuesto de costos y gastos de la Operadora "X" para el año 2009). Ver Tablas 4.4 y 4.5.

TABLA 4.4. COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U).

COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U)			
FLUIDO	VALOR POR BARRIL USD	BARRILES	VALOR USD
VALOR BARRIL PETRÓLEO	45,00	1.040,00	46.800,00
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	5,74	1.040,00	(-) 5.969,60
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	0,70	260,00	(-) 182,00
TOTAL			40.648,40

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

**TABLA 4.5. COSTOS DE PRODUCCIÓN CON UNA COMPLETACIÓN DUAL
CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T).**

COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T)						
FLUIDO	VALOR BBL USD	BARRILES		VALOR USD		TOTAL USD
		ARENA U	ARENA T	ARENA U	ARENA T	
VALOR BBL PETRÓLEO	45,00	1.040,00	960,00	46.800,00	43.200,00	90.000,00
COSTO BBL PETRÓLEO PRODUCIDO	5,74	1.040,00	960,00	5.969,60	5.510,40	(-) 11.480,00
COSTO BBL AGUA PRODUCIDO	0,70	260,00	640,00	182,00	448,00	(-) 630,00
TOTAL						77.890,00

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

4.3. COSTOS DE LA COMPLETACIÓN:

Se realiza una completación en pozos de petróleo o gas para permitir la producción segura y eficiente del mismo. Los costos de una completación dependen del tipo y del diseño de pozo. Sin embargo, hay muchas opciones aplicadas o las acciones realizadas durante la fase de la construcción de un pozo que tienen impacto significativo en la productividad del pozo. Ver Tabla 4.6 y 4.7.

TABLA 4.6. COSTO DE UNA COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U).

COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U).	
DESCRIPCIÓN	VALOR USD
Tubería externa de 5 1/2 pulgadas.	160.300,00
Accesorios de completación (Tubo corto de 5-1/2", Y-tool de 5-1/2", Camisa, NO-GO).	18.638,00
Equipo de bombeo eléctrico sumergible.	300.000,00
Servicios (Cuadrilla, Operador, movilización y desmovilización de Herramientas).	20.220,00
TOTAL	499.158,00

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

TABLA 4.7. COSTO DE UNA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T).

COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T)	
DESCRIPCIÓN	VALOR USD
Tubería externa de 5 1/2 pulgadas.	163.240,00
Tubería de producción de 2 7/8 pulgadas.	81.620,00
Accesorios de completación (EMPACADURA ESP de 7", Y-tool de 5 1/2", Camisa, NO-GO, Swivel de 2-7/8").	180.000,00
Sistema de bombeo eléctrico sumergible (2 Equipos).	600.000,00
Servicios (Cuadrilla, Operador, movilización y desmovilización de Herramientas, corrida de la completación dual).	37.200,00
TOTAL	1.062.060,00

Fuente: Halliburton.

Realizado por: Lenín García.

4.4. BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA:

Se presenta un análisis final dando pautas básicas e importantes con las que los números mostrarán que es económicamente rentable instalar una completación doble concéntrica con ESP packer.

Para la inversión de las completaciones se considera el costo de intervención del taladro para workover y el costo de cada completación respectivamente. Ver Tabla 4.8.

TABLA 4.8. INVERSIÓN DE LAS COMPLETACIONES.

INVERSIÓN		
	COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U) USD.	COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T) USD.
COSTOS DE INTERVENCIÓN DE WORKOVER	74.000,00	146.000,00
COSTOS DE LA COMPLETACIÓN	499.158,00	1.062.060,00
INVERSIÓN TOTAL	573.158,00	1.208.060,00

Realizado por: Lenín García.

Al analizar el tiempo de recuperación de la inversión consideramos el valor total de la inversión de cada completación y la ganancia por producción diaria de cada completación. Ver Tabla 4.9.

TABLA 4.9. TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN		
	COMPLETACIÓN BÁSICA CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE (ARENA U) USD.	COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA CON ESP PACKER (ARENA U Y T) USD.
INVERSIÓN TOTAL	573.158,00	1.208.060,00
GANANCIA POR PRODUCCIÓN DIARIA	40.648,40	77.890,00
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (DÍAS)	14,1004	15,51

Realizado por: Lenín García.

Si bien la empresa operadora pagará más por el servicio (completación dual concéntrica con ESP Packer), pero recuperará su inversión casi al mismo tiempo, es decir, en 16 días en comparación con la completación básica con bombeo eléctrico sumergible que se la recupera en 14 días aproximadamente.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

- Las completaciones dobles aumentan la producción en un pozo logrando recuperar reservas, que de otra manera permanecerían en el reservorio hasta que se haya agotado las reservas del reservorio elegido como completación primaria ya que la DNH exige el control independiente de cada arena.
- El análisis nodal permitió conocer que el pozo estudiado no dispone de la suficiente energía para producir por si mismo, la energía adicional necesaria es proporcionada por las bombas para lo cual el caudal deseado se escogió 800 psi arriba del punto de burbuja para evitar cavitación.
- Tener diferentes presiones de reservorio no es problema, el ESP packer aísla las dos zonas permitiendo que los fluidos no se mezclen.
- El incrementar el tiempo de corrida de la completación dual se convierte en un factor importante ya que esto involucra detener la producción del pozo.
- Una completación dual aísla las dos arenas en sistemas independientes, permitiendo realizar pruebas y a la vez obtener parámetros tales como presiones del reservorio y daño en la formación.
- Los diámetros de los revestidores utilizados en la completación doble de 2 7/8 pulgadas o su equivalente en la sección anular 5 1/2 – 2 7/8 pulgadas limitan el caudal aproximadamente a 5000 barriles para manejar pérdidas

por fricción razonables.

- Una desventaja es que en el caso de ser necesario realizar un tratamiento en una de las arenas, o cambiar los equipos de bombeo eléctrico sumergible, se tendrá pérdida de producción de la otra arena.
- En caso de fallar los sellos de la empacadura se puede presentar comunicación en la cola de la segunda sarta que ingresa en la empacadura de fondo mezclando los fluidos producidos.
- Este tipo de completación tiene limitación en cuanto al tamaño del casing, el estado mecánico de los pozos seleccionados debe tener un casing de 9 5/8 pulgadas y un liner de 7 pulgadas, ya que las herramientas para este tipo de completación están diseñadas para estas condiciones.
- Mediante el análisis económico se demostró que el proyecto es económicamente rentable ya que la inversión al utilizar una completación doble se recupera en 16 días, casi el mismo tiempo al que se recupera la inversión de una completación básica con bombeo eléctrico sumergible 14 días.
- El tiempo de instalación de la completación dual con ESP packer es menor al tiempo de instalación del sistema convencional, tiene menor cantidad de gas libre en la entrada de la bomba inferior.
- La completación dual concéntrica con ESP packer tiene algunas ventajas en comparación de las otras completaciones dobles, las cuales son: Menor cantidad de equipos dentro del pozo, simplicidad y versatilidad, mayor profundización del equipo BES inferior, capacidad de tener dos capilares de inyección de químicos más cerca a la arena inferior, permite probar todos los componentes de la completación, no tiene componentes permanentes y se puede recuperar toda la completación en un solo viaje.

- Las desventajas de la completación dual concéntrica con ESP packer es que no siempre se puede correr este tipo de completacion ya que las arenas deben tener suficiente distancia de separación entre las mismas para instalar el equipo BES inferior, y asegurar que el fluido producido cumpla con la función de enfriar el motor.

5.2. RECOMENDACIONES:

- Realizar pruebas de producción independientes de cada arena ya que los equipos de bombeo eléctrico sumergible se manejan independientemente a través de variadores de frecuencia.
- No se recomienda utilizar una completación doble en yacimientos con bajas reservas, es decir un pozo con bajo potencial (baja producción).
- Es necesario que la velocidad del fluido sea mayor a 1 pie/segundo para enfriar el motor, caso contrario si no se puede obtener esta velocidad se recomienda colocar una camisa para direccionar el fluido.
- Se debe tener cuidado cuando se realice una inyección de químicos ya que se pueden producir reducciones en el caudal en muy corto tiempo.
- Si no existiría espacio suficiente entre las dos arenas para poder aplicar una completación doble con ESP packer se debe realizar el diseño para una completación doble concéntrica con el sistema de encapsulado.
- Se recomienda que la desviación por cada 100 pies (dog leg) no sea mayor a 2 grados en la profundidad de asentamiento de la bomba para tener el espacio necesario en el sitio en donde se va a instalar el equipo de bombeo eléctrico sumergible y los accesorios de completación.

- Con el análisis nodal se sabe que el manejo de gas libre es menor al 10 % lo que es muy importante ya que en caso de ser mayor este valor se recomienda el uso de tecnologías más avanzadas para separar el gas.

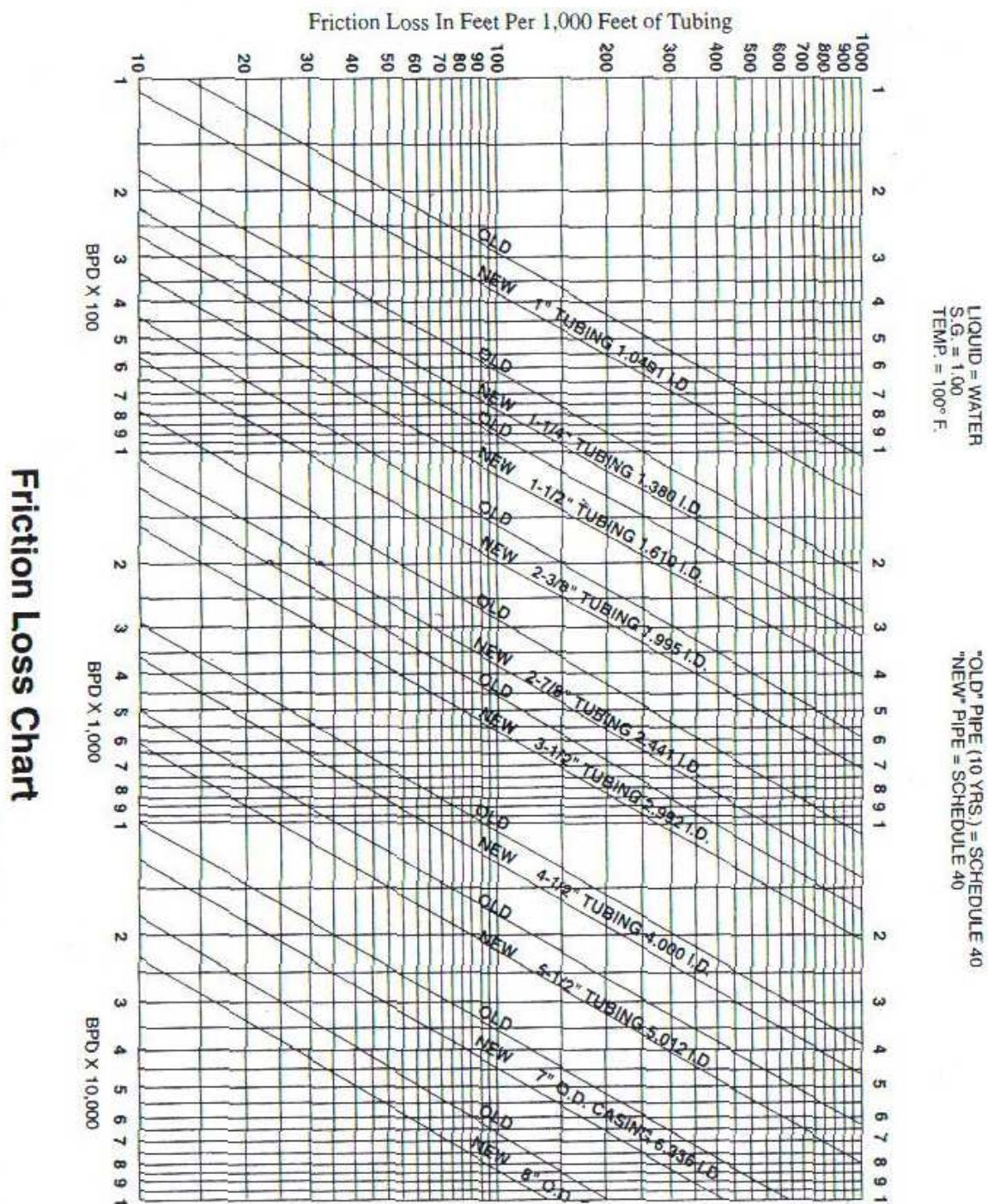
BIBLIOGRAFÍA

1. **BARNETCHE ALFONSO**. “Explotación de campos petroleros”.
2. **B. C. CRAFT Y M. F. HAWKINS**. “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. Ed. Tecnos S.A., Madrid, España, 1977.
3. **BORETS ESP Catalog V1.0**. 2008.
4. **D. PERRÍN**. “Well completion and servicing”, 1999.
5. **GLOSSARY OF THE PETROLEUM INDUSTRY**. Segunda Edición, 1982.
6. **HALLIBURTON**. “North America Land Completion Solutions”, 2005.
7. **HALLIBURTON**. “Completion Products”, second edition, 2008.
8. **KERMIT E. BROWN**. “The technology of artificial lift methods”. Volumen 2b.
9. **RUIZ JUMBO CARLOS JAVIER**. “Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones concéntricas en el Bloque 15”, 2007.
10. **SMART EDITIONS**. “Diccionario Enciclopédico de Términos Técnicos Español-Ingles”, Tomo I, II.
11. www.lacomunidadpetrolera.com
12. www.upe.org/regional/lac/pdf/informe%2010.pdf.

ANEXOS

ANEXO No. 3.1.

PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.



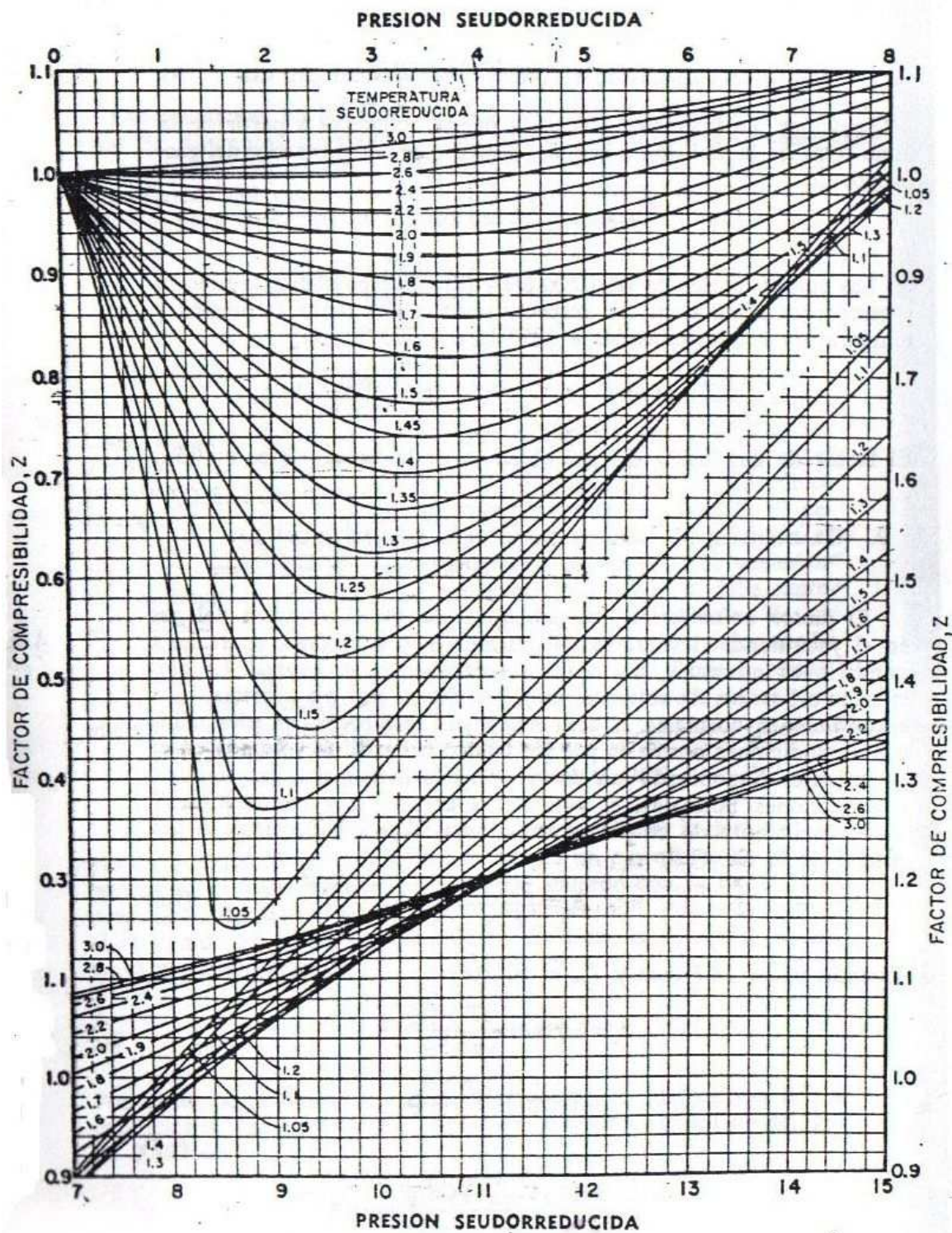
FOR WATER: S.G. = 1.0, TEMP = 100°F, Q=GPM, C=120 (New Pipe) 94 (Old Pipe 10 years)
 BASED ON HAZEN-WILLIAMS FORMULA

$$F/1000' = 2.0R^2 \left(\frac{100}{D} \right)^{1.85}$$

$$D = \left(\frac{100}{1.85} \right)^{1/1.85} \left(\frac{1}{F/1000'} \right)^{1/1.85}$$
 1.85 4.8655

ANEXO No. 3.2.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS.



ANEXO No. 3.3.

PROGRAMA SubPUMP Y RESULTADOS OBTENIDOS.

Software SubPUMP 8.0.

Es un software usado para diseñar y analizar las instalaciones de Bombas Eléctricas Sumergibles. SubPUMP es distribuido y apoyado por HIS Energy's Producing Systems Group.

3.3.1. Nuevas características de la versión 8.0.

- Ingeniería.
- Nuevo diálogo de interferencia del gas para explicar la degradación debido al gas libre en la bomba, incluyendo una nueva correlación de Sachdeva-Zhou.
- Nuevas correlaciones mecánicas de: Gómez et al para pozos y líneas de flujo, Chokshi para el pozo.
- Nuevos cálculos del calor a la subida del motor.
- Transferencia de calor en el pozo mas detallada.
- Curvas S-Podio para calcular el gradiente del fluido en el anular.
- Predicciones a futuro del índice de productividad (IPRs).
- Nuevas correlaciones del factor Tuning.
- Sistema ruso métrico disponible.

El programa está equipado con lo siguientes catálogos:

- New Borets data added
- New Novomet data added
- New Weatherford data added
- New Alnas data added

3.3.2. Modos del diseño:

SubPUMP funciona en tres modos del interfase:

- Modo de diseño riguroso.
 - Utiliza el conjunto de datos completo de entrada.
 - Desarrolla calculus etapa por etapa en la bomba.

- Modo de diseño rápido.
 - Usa un conjunto de datos reducidos.
 - Usa las propiedades promedias del fluido para calcular el desempeño de la bomba.
 - No tiene acceso a VSDs, corrección por viscosidad, selección de reducción de vida útil de la bomba.

- Modo de Análisis.
 - Compara los resultados calculados con los datos de desempeño actuales.

Estos modelos ayudan a seleccionar el Equipo de Bombeo Eléctrico Sumergible. El modo del análisis permite que usted repase el funcionamiento previsto para un equipo específico.

3.3.3. Modelo del fluido:

- Usa las correlaciones black oil PVT y la correlación de gradientes de presión en pozos multifásicos.
- Un solo dato de temperatura puede ser ingresado para ajustar las correlaciones PVT.
- Varios datos de viscosidad pueden ser ingresados.
- SubPump calcula o usted puede corregir los factores por viscosidad en la bomba.

Implicaciones del modelo del fluido:

Usted puede usar SubPump para diseños con:

- Pozos con cortes altos de agua.
- Pozos gaseosos.
- Pozos con alta viscosidad.

Precauciones en el uso de SubPump:

- Pozos gaseosos con altos cortes de agua.
- Pozos condensados de gas.
- Pozos con alto contenido de CO₂.

3.3.4. Unidades del sistema:

Incluye cuatro sistemas de unidades:

- US Oilfield
- International Metric
- Canadian Oilfield
- Russian Metric

3.3.5. Correlaciones del pozo:

- Las correlaciones del pozo seleccionan la correlación por el gradiente de presión del pozo.
- La correlación del pozo es usada para calcular las pérdidas de presión en el casing y el tubing.

Las correlaciones que se puede usar son las siguientes: Ver Tabla 3.3.1.

TABLA 3.3.1. CORRELACIONES DEL POZO

Correlación	Recomendada	No Recomendada
MONA Modified (1986)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	
Mukherjee & Brill (1983)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada, pozos con altos GLR.	
Beggs & Brill (1973)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	
Ansari Mechanistic (1987)	Pozos levemente desviados (< 30° de la vertical).	Pozos altamente desviados, tubería desviada.
Sylvester & Yao Mech (1987)	Flujo ascendente, pozos desviados.	
Aziz et al. (1972)	Pozos verticales.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Orkiszewski (1967)	Pozos verticales.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Duns & Ros (1963)	Pozos verticales con alto GLR.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Hagedorn & Brown (1963)	Pozos verticales con GLR < 10,000 scf/stb.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Fancher & Brown (1963)	Pozos verticales con tasas de flujo < 400 bpd y GLR < 5,000 scf/stb	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Baxendall & Thomas (1961)	Pozos verticales con tubería larga y alta viscosidad.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Poettmann & Carpenter (1952)	Pozos verticales con Visc.<5cP;GLR<1500scf/stb; Caudal>420 bpd	Pozos desviados, pozos con tubería desviada; Visc.>5cP; GLR>1500scf/stb;Caudal<420 bpd
Chokshi (1996)	Pozos verticales.	Pozos desviados o pozos horizontales.
Gomez (2000)	Pozos verticales, pozos horizontales, pozos desviados, líneas de flujo de 1<Diam. Tubería<8; Caudal<27KBPD; Caudal Gas<110K scf/day; 8.3<API<112	

Fuente: Wood Group ESP.

3.3.6. Correlaciones de flujo: Ver Tabla 3.3.2.

TABLA 3.3.2. CORRELACIONES DE FLUJO

Correlación	Recomendada	No Recomendada
Xiao Mechanistic (1991)	Cercano a flujo horizontal.	Flujo altamente inclinado.
Beggs, Brill & Minami (1986)	Cercano a flujo horizontal, flujo bajo.	Flujo latamente inclinado, flujo alto.
Dukler (1964)	Cercano a flujo horizontal.	Flujo altamente inclinado.
MONA Modified (1986)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	
MONA (1986)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	
Mukherjee & Brill (1983)	Flujo inclinado, flujo en declive.	
Beggs & Brill (1973)	Flujo inclinado.	
Gomez (2000)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	

Fuente: Wood Group ESP.

3.3.7. Correlaciones de la estrangulación: Ver Tabla 3.3.3.

- El módulo de la línea de flujo de SubPUMP 8.0 incluye una estrangulación superficial.
- La pérdida de presión a través de la estrangulación se puede modelar con ocho correlaciones de la pérdida de presión de la estrangulación.
- Algunas correlaciones trabajan con flujo crítico y subcrítico.
- Otras trabajan solamente para uno o el otro.

TABLA 3.3.3. CORRELACIONES DE LA ESTRANGULACIÓN

Correlación	Recomendada	No Recomendada
Perkins (1993) Ashford & Pierce (1975) Sachdeva (1986)	Flujo crítico o flujo sub-crítico.	
API-14B (1973)	Sólo flujo sub-crítico.	Flujo crítico.
Baxendell (1961) Ros (1960) Gilbert (1954) Achong	Sólo flujo crítico.	Flujo sub-crítico.

Fuente: Wood Group ESP.

3.3.8. Correlaciones PVT para fluidos:

Se pueden usar correlaciones para:

- Viscosidad (petróleo, Agua y Gas).
- Densidad del petróleo.
- Presión del punto de burbuja y GOR.
- Compresibilidad del petróleo.
- Factor volumétrico del petróleo.
- Factor Z del Gas.

3.3.9. Factor de adaptación de la correlación:

Es usado para calcular la presión de goteo (por correlación) para escoger el valor medido.

- Este factor se ajustara a la gravedad y fricción de la presión de goteo calculada. La gravedad y la fricción son multiplicados por este factor.
- Estos valores varían ente 0.5 y 2.0.

3.3.10. Rugosidad:

Es la rugosidad del flujo conducido dentro de las paredes. Se usa este factor para calcular las pérdidas por presión.

Los valores típicos son:

0.0006" para tubería nueva.

0.0018" para tubería usada.

0.0090" para tubería sucia.

3.3.11. Selección de la bomba:

La selección se lo realiza en base a:

- Un solo proveedor o en base a las bombas que se encuentran en el archivo de inventario.
- La bomba es seleccionada pulsando el botón Pump.
- Un asterisco en el nombre de la bomba indica que la misma es obsoleta o ha sido renombrada.
- La lista puede ser restringida por el sistema en base a las opciones de preferencia.

3.3.11.1. Diseño de la frecuencia:

La bomba muestra el caudal más óptimo que se ajusta al diseño de la frecuencia.

3.3.11.2. Flujo en superficie:

No es el caudal volumétrico visto por la bomba. La bomba debe ser medida por el flujo a condiciones del pozo, no por el caudal en la superficie.

3.3.11.3. Etapas:

El programa despliega el número de etapas necesarias a la frecuencia de diseño.

3.3.12. Selección del Motor:

La selección se lo realiza en base a:

- Un solo proveedor o en base a los motores que se encuentran en el archivo de inventario.
- El motor es seleccionada pulsando el botón Motor.
- Un asterisco en el nombre del motor indica que el mismo es obsoleto o ha sido renombrado.
- La lista puede ser restringida por el sistema en base a las opciones de preferencia.

3.3.12.1. Placa de identificación del motor (Motor Nameplate):

La capacidad del motor y el voltaje son ajustados por la frecuencia de la placa de identificación.

La frecuencia de la placa de identificación es especificada en las opciones del sistema.

3.3.12.2. Potencia requerida:

Indica la capacidad (potencia) que requiere el motor a la frecuencia de la placa de identificación.

- No es la potencia requerida por la bomba a la frecuencia de operación.
- No obstante, este valor se puede todavía utilizar para comprobar la fuerza del eje.

3.3.13. Diseño vs. Catálogo:

La mayoría de catálogos con curvas para bombas se desarrollan para 3500 rpm y 60 Hz. Los motores de fondo típicamente no encienden a esta velocidad. Esta opción nos muestra la diferencia entre el la velocidad del

catálogo de diseño y la velocidad actual del motor, también muestra la eficiencia de la bomba para las condiciones del diseño.

3.3.14. Correcciones por viscosidad (Diseño de la bomba):

El programa automáticamente realizará las correcciones en la viscosidad del fluido. Muestra la viscosidad calculada con los factores de corrección.

3.3.15. Interferencia del Gas:

Se refiere a los efectos del gas libre a la entrada de la bomba. Predice si el gas será encerrado en la bomba. El usuario tiene que escoger la opción más cercana al tipo de bomba seleccionado. SubPUMP muestra el gas libre calculado disponible en la bomba y el gas libre en la bomba

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SOFTWARE SubPUMP 8.0.

REPORTE DETALLADO DE LA ARENA U

TABLA 3.3.4. INFORMACION DE LA ARENA U.

Well Name:	-----
Field Name:	-----
Reservoir Name:	U
Analyst:	-----
Calculation Type:	Rigorous Design
Location:	-----
Comments:	-----
Date:	February 11, 2009

TABLA 3.3.5. INFORMACION DEL POZO.

WELLBORE DATA							
		OD	Wt	ID	Rough.	Bottom MD	Top MD
	No.	In	lb/ft	in	In	Ft	ft
Tubing	1	2.875	8.7	2.259	0.00065	10910	
Casing	1	9.625	47	8.681	0.00065	11263	0
	2	7	26	6.276	0.00065	11790	11034

TABLA 3.3.6. INFORMACION PARA EL DISEÑO DE LA BOMBA.

Pump Depth, ft:	10910
Top of Perfs. or Datum Pt. (MD), ft:	11381
Reservoir Temperature, °F:	214
Wellhead Temperature, °F:	160
Fluid Temperature Before Motor, °F:	211.8
Fluid Temperature After Motor, °F:	220.1
Tubing Outflow Correlation:	Hagedorn & Brown (1963)
Correlation Tuning Factor, :	1

TABLA 3.3.7. CURVA DEL SISTEMA DE LA ARENA U.

WELL SYSTEM CURVE DETAIL						
Point #	(+)	(-)	(=)	Surface	Avg. Pump	Pumping
	Tubing	PIP		Rate	Rate	Fluid
	Head	Head	TDH	O+W	O+W+G	Level
	Ft	ft	Ft	Bbl/D	Bbl/D	ft
1	10693.85	7614.61	3079.24	20.83	22.72	3038.45
2	9808.29	6653.61	3154.68	278.6	303.9	4025.15
3	9839.18	5691.43	4147.75	536.37	585.09	5012.98
4	9929.4	4729.43	5199.97	794.14	866.27	6001.74
5	10034.09	3768.11	6265.98	1051.91	1147.45	6996.48
6	10163.91	2808.48	7355.43	1309.68	1428.63	8000.57
7	10465.16	1841.03	8624.13	1567.45	1709.82	9010.38
8	10093.05	911.68	9181.37	1825.21	1991	9980.95
PumpOff	10220.96	46.94	10174.01	2082.98	2272.18	10906.39
Design	10158.59	2844.47	7314.12	1300	1418.08	7962.86

TABLA 3.3.8. DESEMPEÑO TEÓRICO DE LA BOMBA.

THEORETICAL PUMP PERFORMANCE			
	Intake	Discharge	Surface
Oil Rate, Bbl/D:	1072.4	1059.68	965
In-situ Gas Rate Through Pump, Bbl/D:	2.9	0.85	N/A
In-situ Gas Rate from Casing, Bbl/D:	0	N/A	N/A
Total Gas Rate, Mscf/D:	N/A	N/A	139.95
Free Gas Percent, %:	0.19	0.06	N/A
Water Rate, Bbl/D:	251.84	249.51	241.25
Total Liquid Rate, Bbl/D:	1324.24	1309.19	1206.25
Pressure, psig:	1292.3	4281.7	100 (wellhead)
Specific Gravity Liquid, wtr=1:	0.89	0.9	N/A
Specific Gravity Mixture, wtr=1:	0.89	0.9	N/A
Liquid Density, lb/cf:	55.744	56.301	N/A
Mixture Density, lb/cf:	55.647	56.275	N/A
Mixture Viscosity, cStokes:	N/A	N/A	N/A
Mixture Viscosity, SSU:	N/A	N/A	N/A
Solution GOR, scf/bbl:	142.39	142.39	N/A
Solution GWR, scf/bbl:	5.84	5.84	N/A
Liquid FVF, res/surf:	1.1	1.09	N/A
Mixture FVF, res/surf:	1.1	1.09	N/A
Gas Deviation Factor:	0.862	0.914	N/A

TABLA 3.3.9. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA PARA LA ARENA U.

PUMP DATA		
Manufacturer:	ESP	
Series:	538	
Model:	TE-1500	
Minimum Recommended Rate, Bbl/D:	675.47**	
Maximum Recommended Rate, Bbl/D:	1899.76**	
Rate at Peak Efficiency, Bbl/D:	1460.34**	
Power at Peak Efficiency, HP:	191.1**	
Frequency, Hz:	54	
** = Corrected for Frequency & Viscosity		
Number of Stages, :	172	
Stages with Free Gas:	172	
Viscosity Correction Factors	User Entered	
Rate:	0.95	Yes
Head:	0.95	Yes
Power:	1.25	Yes
Efficiency:	0.722	
	Design	Catalog
Total Dynamic Head (TDH), ft:	7314.12	7319.09
Surface Rate (O+W), Bbl/D:	1300	1301.3
Avg. Rate per Stage (O+G+W), Bbl/D:	N/A	1419.5
Pump Intake Pressure, psig:	1151.1	1149.1
Operating Power, HP:	N/A	173.4
Pump Efficiency, %:	N/A	40.5

Housing Data			
Hsg. #	Hsg. Type	Length, ft	# of Stages
** = Abrasion Resistant			
13	CM**	20.5	98
13	CM**	20.5	98
2	CM**	4	14
Total			
28		45	210
Blank Stages Input:	0		
Net Stages in Pump:	210		

TABLA 3.3.10. CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR PARA LA ARENA U.

MOTOR DATA		
Manufacturer:	ESP	
Series:	540	
Type:	TR5 - 1	
Nameplate Power, HP:	225	
Nameplate Frequency, Hz:	60	
Nameplate Voltage, Volts:	2235	
Nameplate Current, Amps:	64	
Adjust for Motor Slip:	Yes	Operating Current, Amps: 50.3
Nameplate Power, HP:	225	
Nameplate Frequency, Hz:	60	
Nameplate Voltage, Volts:	2235	
Nameplate Current, Amps:	64	
Adjust for Motor Slip:	Yes	Operating Current, Amps: 50.3
Design Frequency, Hz:	54	
Operating Voltage, Volts:	2011.5	
Operating Motor Load, HP:	173.4	(@ Design Frequency)
Operating Power Factor, frac:	0.854	
Operating Motor Load, %:	85.64	
Operating Efficiency, %:	82.55	
Operating Speed, RPM:	3111	
Fluid Velocity, ft/sec:	0.311	
	Catalog	Actual
Total Stages	172	172
Slip Stages	0	0
Total Dynamic Head (TDH), ft	7319.09	7378.31
Total Dynamic Head (TDH), ft	7319.09	7378.31
Surface Rate (O+W), Bbl/D	1301.3	1206.25
Avg. Rate per Stage (O+G+W), Bbl/D	1419.5	1315.81
Pump Intake Pressure, psig	1149.1	1292.3
Operating Power, HP	173.4	159.7
Pump Efficiency, %	40.5	40.3
Operating Speed, RPM	3150	3110

TABLA 3.3.11. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA ARENA U.

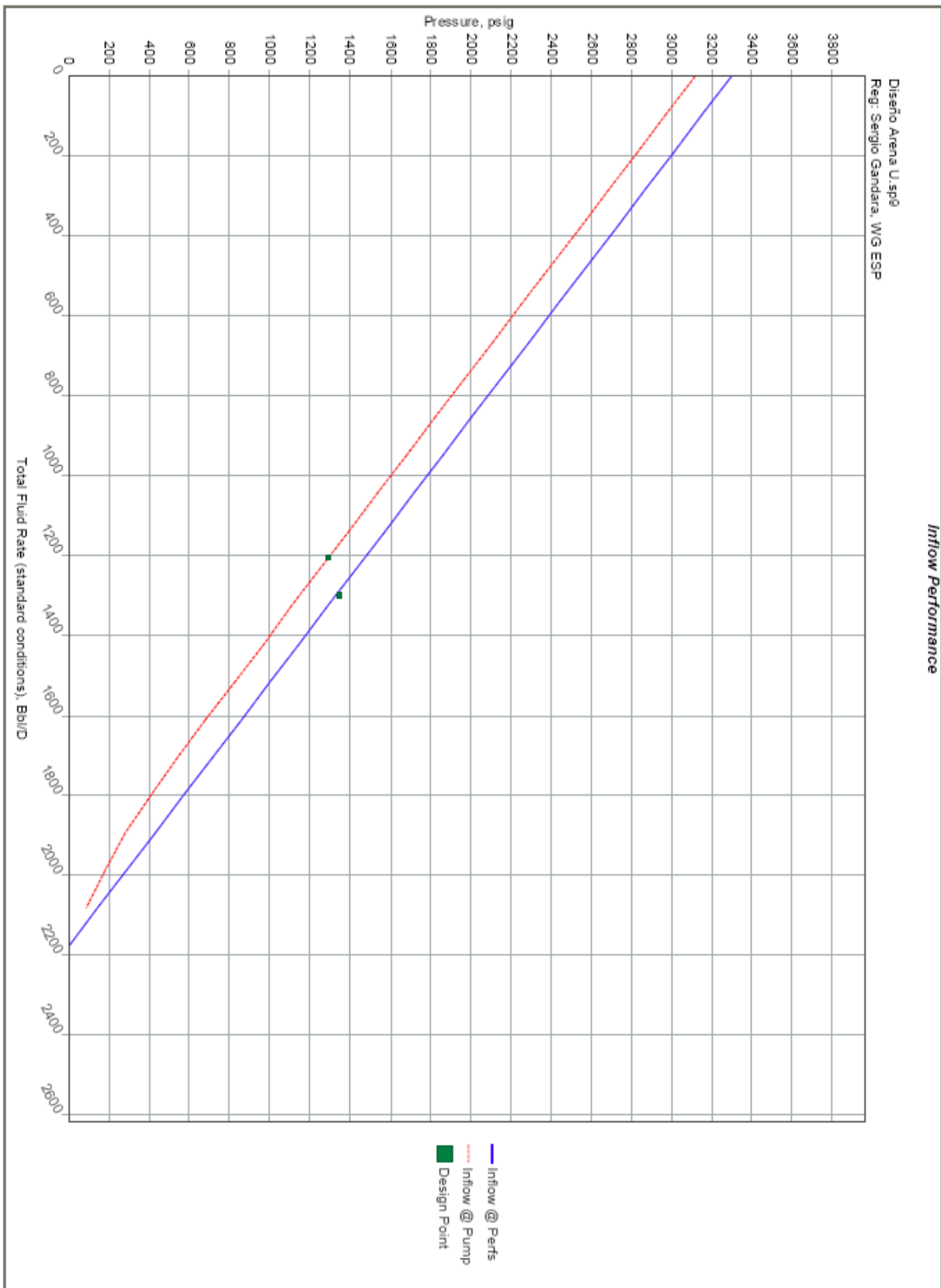
CABLE DATA	
Manufacturer:	ESP
Type:	Powerline 450
Shape:	Flat
Conductor Type:	Stranded
Max. Cond. Temp., °F:	450
Cable Length, ft:	11010
Solve for:	Surface Voltage
Electric Cost, \$/kWH:	0
	Design Freq.
Frequency, Hz	54
Max. Allowable Amps, Amps	144.2
Amperage, Amps	50.3
Kilovolt Amper, KVA	205.7
Kilowatts, Kw	175.7
Kilowatts, \$/mo	0
Surface Voltage, Volts	2359.7
Voltage Drop @ 68.0 °F, Volts	265.3
Voltage Drop @ 217.0 °F BHT, Volts	348.2
Kilowatt Loss, Kw	25.9
Cost of Voltage Loss, \$/mo	0
Required Motor Voltage, Volts	2011.5
Downhole Voltage at Motor, Volts	2011.5
In-rush Motor Voltage Drop, Volts	1392.7
Minimum Motor Startup Voltage, Volts	967
Startup/Operating Ratio, Ratio	0.5
Note:	Surface rates are calculated at standard conditions.

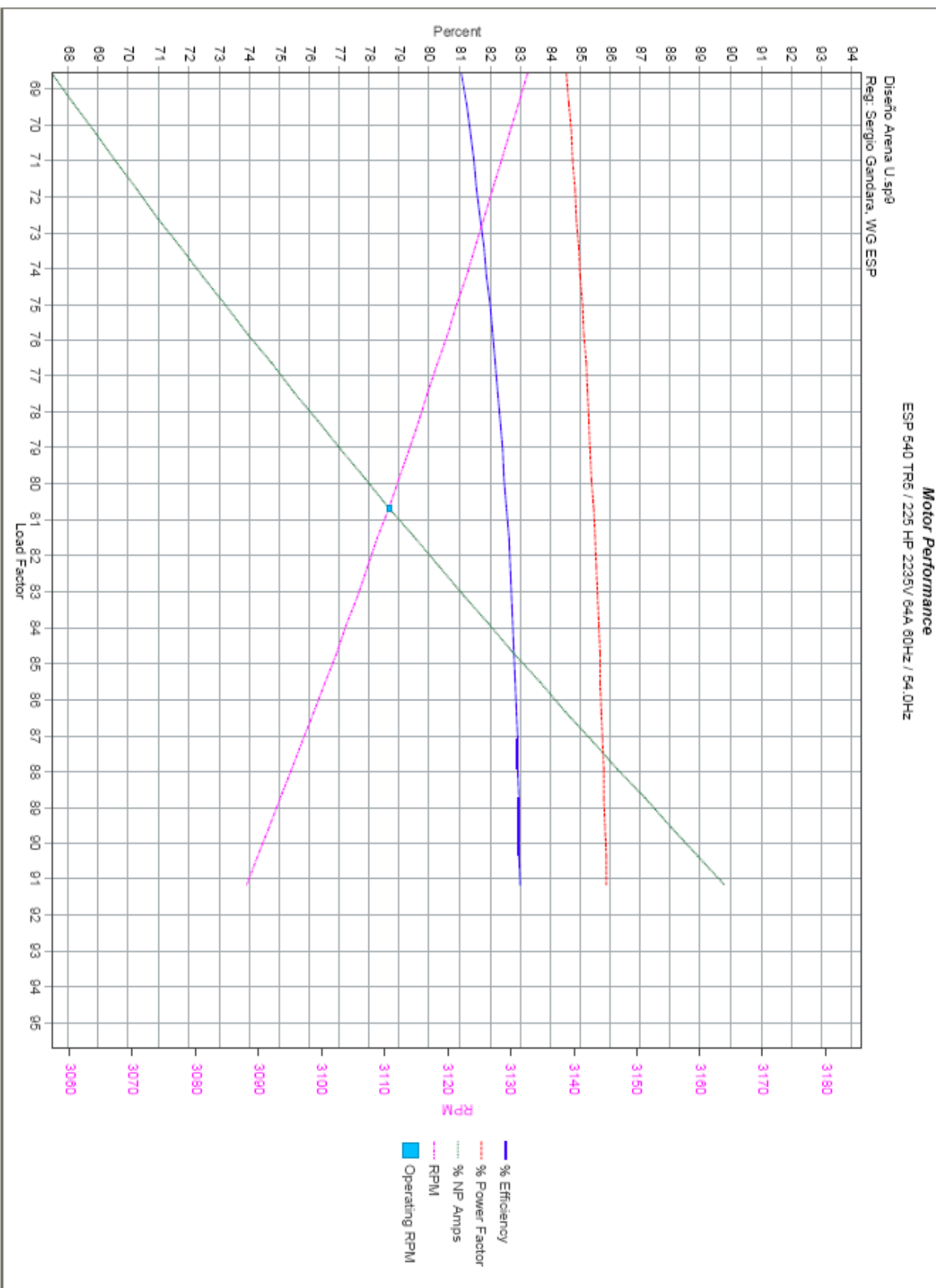
TABLA 3.3.12. REPORTE DE LÍMITES DE LA ARENA U

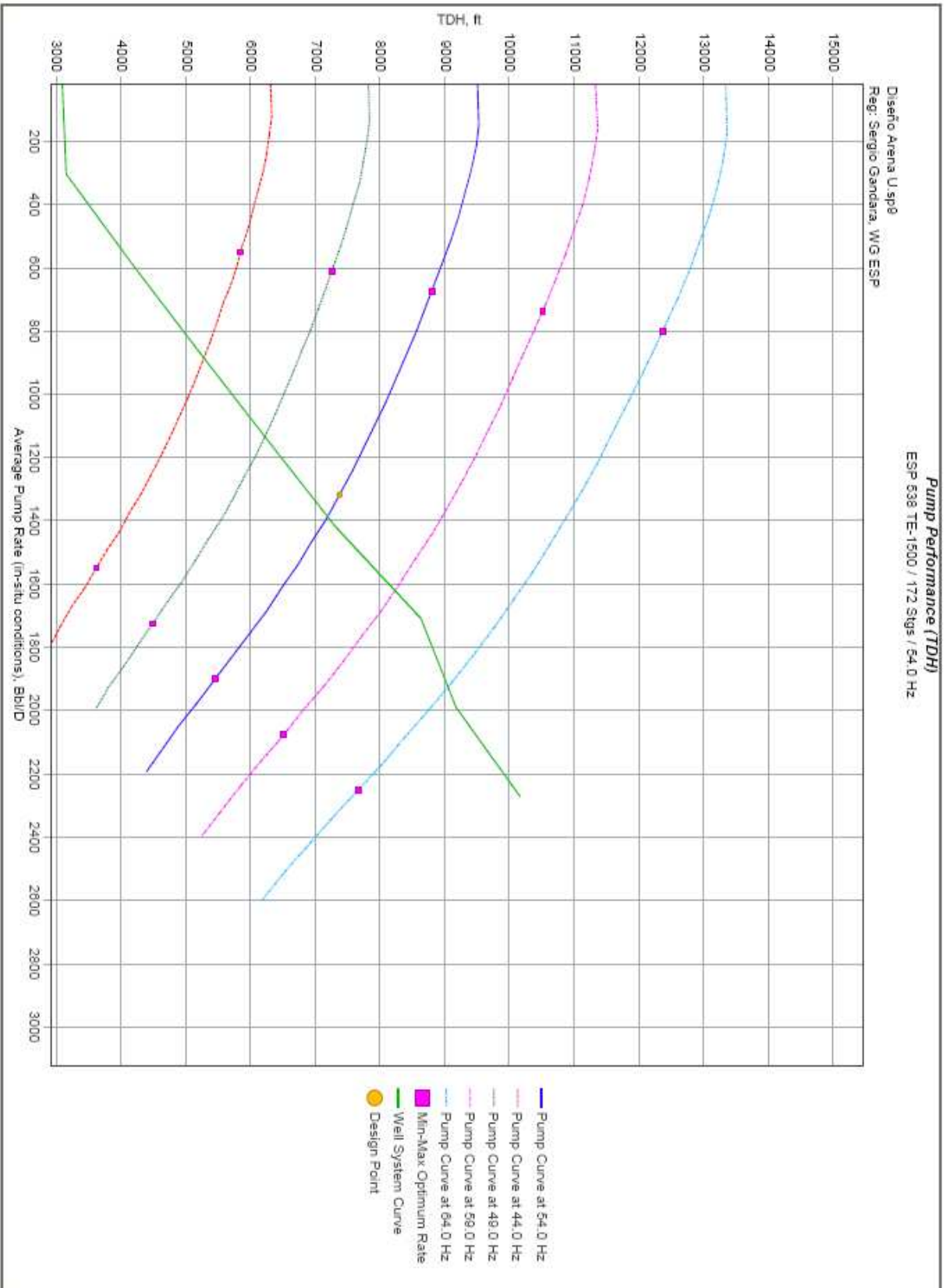
GENERAL DESCRIPTION					
Company Name:		-----			
Well Name:		-----			
Field Name:		-----			
Item Description			Current Value	Warning if	Check Items
CLEARANCES					
Csg ID	8.681 - Pump OD	5.380, in	3.301	< 0.050	
Csg ID	8.681 - Motor OD	5.400, in	3.281	< 0.050	

PUMPING / HOUSING:			
Item Description	Current Value	Warning if	Check Items
Free Gas at Pump Intake (warning), %	0.2	> 10	
Free Gas at Pump Intake (error), %	0.2	> 20	
Average Fluid Viscosity through Pump, SSU	43	> 50	
Pump Intake Pressure, psig	1292.3	< 200	
Fluid over Pump Intake, ft	3274.37	< 500	
Standard Shaft Power, HP	159.7	> 230	
High Strength Shaft Power, HP	159.7	> 369	
Standard Housing Burst, psig	4146.1	> 6000	
High Strength Housing Burst, psig	4146.1	> 6000	
Tubing Burst (weakest grade), psig	4146.1	> 14060	
Tubing Burst (strongest grade), psig	4146.1	> 19690	
MOTOR / SEAL:			
Fluid Velocity across Motor, ft/sec	0.311	< 1.000	Yes
Reservoir Temperature, °F	214	> 230	
Motor Shaft Power, HP	173.4	> 698	
Well Angle at Pump Intake, Deg	0	> 70.00	
CABLE:			
Cable Gauge	2 Cu		
Clearance on Flat Side, in	2.48		
Minimum Startup Motor Voltage, Volts	967	< 1006	Yes
Motor Voltage, Volts	2012	< 1810 > 2112	
Surface Voltage, Volts, 270.7 KVA	2360	> 5000	
Motor Amperage, Amps	50	> 144	

Inflow Performance







REPORTE DETALLADO DE LA ARENA T

TABLA 3.3.13. INFORMACION DE LA ARENA T.

Well Name:	-----
Field Name:	-----
Reservoir Name:	T
Analyst:	
Calculation Type:	Rigorous Design
Location:	
Comments:	
Date:	February 11, 2009

TABLA 3.3.14. INFORMACION DEL POZO.

WELLSBORE DATA							
	No.	OD in	Wt lb/ft	ID in	Rough. in	Bottom MD Ft	Top MD ft
Tubing	1	2.875	6.5	2.441	0.00065	11510	
Casing	1	9.625	47	8.681	0.00065	11263	0
	2	7	26	6.276	0.00065	11790	11034

TABLA 3.3.15. INFORMACION PARA EL DISEÑO DE LA BOMBA.

Pump Depth, ft:	11510
Top of Perfs. or Datum Pt. (MD), ft:	11609
Reservoir Temperature, °F:	217
Wellhead Temperature, °F:	170
Fluid Temperature Before Motor, °F:	216.6
Fluid Temperature After Motor, °F:	224.5
Tubing Outflow Correlation:	Hagedorn & Brown (1963)
Correlation Tuning Factor, :	1

TABLA 3.3.16. CURVA DEL SISTEMA DE LA ARENA T.

WELL SYSTEM CURVE DETAIL						
Point #	(+)	(-)	(=)	Surface	Avg. Pump	Pumping
	Tubing	PIP		Rate	Rate	Fluid
	Head	Head	TDH	O+W	O+W+G	Level
	Ft	ft	Ft	Bbl/D	Bbl/D	Ft
1	11288.27	8021.81	3266.45	25.18	27.79	3187.66
2	10356.32	7053.59	3302.74	336.84	371.66	4183.31
3	10362.53	6084.08	4278.44	648.5	715.54	5180.89
4	10434.43	5114.29	5320.15	960.15	1059.42	6180.37
5	10524.57	4144.33	6380.24	1271.81	1403.29	7189.25
6	10639	3174.33	7464.67	1583.47	1747.17	8206.96
7	10801.12	2199.28	8601.83	1895.12	2091.04	9227.86
8	10489.43	1226.22	9263.21	2206.78	2434.92	10242.4
PumpOff	9909.97	49.31	9860.66	2518.44	2778.79	11505.81
Design	10645.5	3122.87	7522.62	1600	1765.41	8261.03

TABLA 3.3.17. DESEMPEÑO TEÓRICO DE LA BOMBA.

THEORETICAL PUMP PERFORMANCE			
	Intake	Discharge	Surface
Oil Rate, Bbl/D:	1039.47	1024.74	901.14
In-situ Gas Rate Through Pump, Bbl/D:	4.51	1.42	N/A
In-situ Gas Rate from Casing, Bbl/D:	0	N/A	N/A
Total Gas Rate, Mscf/D:	N/A	N/A	175.91
Free Gas Percent, %:	0.24	0.08	N/A
Water Rate, Bbl/D:	628.22	622.38	600.76
Total Liquid Rate, Bbl/D:	1667.7	1647.12	1501.9
Pressure, psig:	1358.5	4464.7	100 (wellhead)
Specific Gravity Liquid, wtr=1:	0.87	0.88	N/A
Specific Gravity Mixture, wtr=1:	0.87	0.88	N/A
Liquid Density, lb/cf:	54.36	54.98	N/A
Mixture Density, lb/cf:	54.241	54.947	N/A
Mixture Viscosity, cStokes:	N/A	N/A	N/A
Mixture Viscosity, SSU:	N/A	N/A	N/A
Solution GOR, scf/bbl:	188.98	188.98	N/A
Solution GWR, scf/bbl:	6.21	6.21	N/A
Liquid FVF, res/surf:	1.11	1.1	N/A
Mixture FVF, res/surf:	1.11	1.1	N/A
Gas Deviation Factor:	0.859	0.929	N/A

TABLA 3.3.18. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA PARA LA ARENA T.

PUMP DATA		
Manufacturer:	ESP	
Series:	538	
Model:	TE-1500	
Minimum Recommended Rate, Bbl/D:	678.54**	
Maximum Recommended Rate, Bbl/D:	1908.39**	
Rate at Peak Efficiency, Bbl/D:	1460.34**	
Power at Peak Efficiency, HP:	233.4**	
Frequency, Hz:	54	
** = Corrected for Frequency & Viscosity		
Number of Stages, :	210	
Stages with Free Gas:	210	
Viscosity Correction Factors	User Entered	
Rate:	0.95	Yes
Head:	0.95	Yes
Power:	1.25	Yes
Efficiency:	0.722	
	Design	Catalog
Total Dynamic Head (TDH), ft:	7522.62	7532.07
Surface Rate (O+W), Bbl/D:	1600	1602.64
Avg. Rate per Stage (O+G+W), Bbl/D:	N/A	1768.32
Pump Intake Pressure, psig:	1237.5	1234.2
Operating Power, HP:	N/A	220.7
Pump Efficiency, %:	N/A	38.8

Housing Data			
Hsg. #	Hsg. Type	Length, ft	# of Stages
** = Abrasion Resistant			
13	CM**	20.5	98
13	CM**	20.5	98
2	CM**	4	14
Total			
28		45	210
Blank Stages Input:	0		
Net Stages in Pump:	210		

TABLA 3.3.19. CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR PARA LA ARENA U.

MOTOR DATA		
Manufacturer:	ESP	
Series:	540	
Type:	TR5-2 - 1	
Nameplate Power, HP:	320	
Nameplate Frequency, Hz:	60	
Nameplate Voltage, Volts:	2230	
Nameplate Current, Amps:	88.5	
Adjust for Motor Slip:	Yes	Operating Current, Amps: 63.3
Nameplate Power, HP:	320	
Nameplate Frequency, Hz:	60	
Nameplate Voltage, Volts:	2230	
Nameplate Current, Amps:	88.5	
Adjust for Motor Slip:	Yes	Operating Current, Amps: 63.3
Design Frequency, Hz:	54	
Operating Voltage, Volts:	2007	
Operating Motor Load, HP:	220.7	(@ Design Frequency)
Operating Power Factor, frac:	0.849	
Operating Motor Load, %:	76.63	
Operating Efficiency, %:	81.76	
Operating Speed, RPM:	3125	
Fluid Velocity, ft/sec:	1.75	
	Catalog	Actual
Total Stages	210	210
Slip Stages	0	0
Total Dynamic Head (TDH), ft	7532.07	7831.28
Total Dynamic Head (TDH), ft	7532.07	7831.28
Surface Rate (O+W), Bbl/D	1602.64	1501.9
Avg. Rate per Stage (O+G+W), Bbl/D	1768.32	1657.16
Pump Intake Pressure, psig	1234.2	1358.5
Operating Power, HP	220.7	210.7
Pump Efficiency, %	38.8	39.8
Operating Speed, RPM	3150	3124

TABLA 3.3.20. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE PARA LA ARENA U.

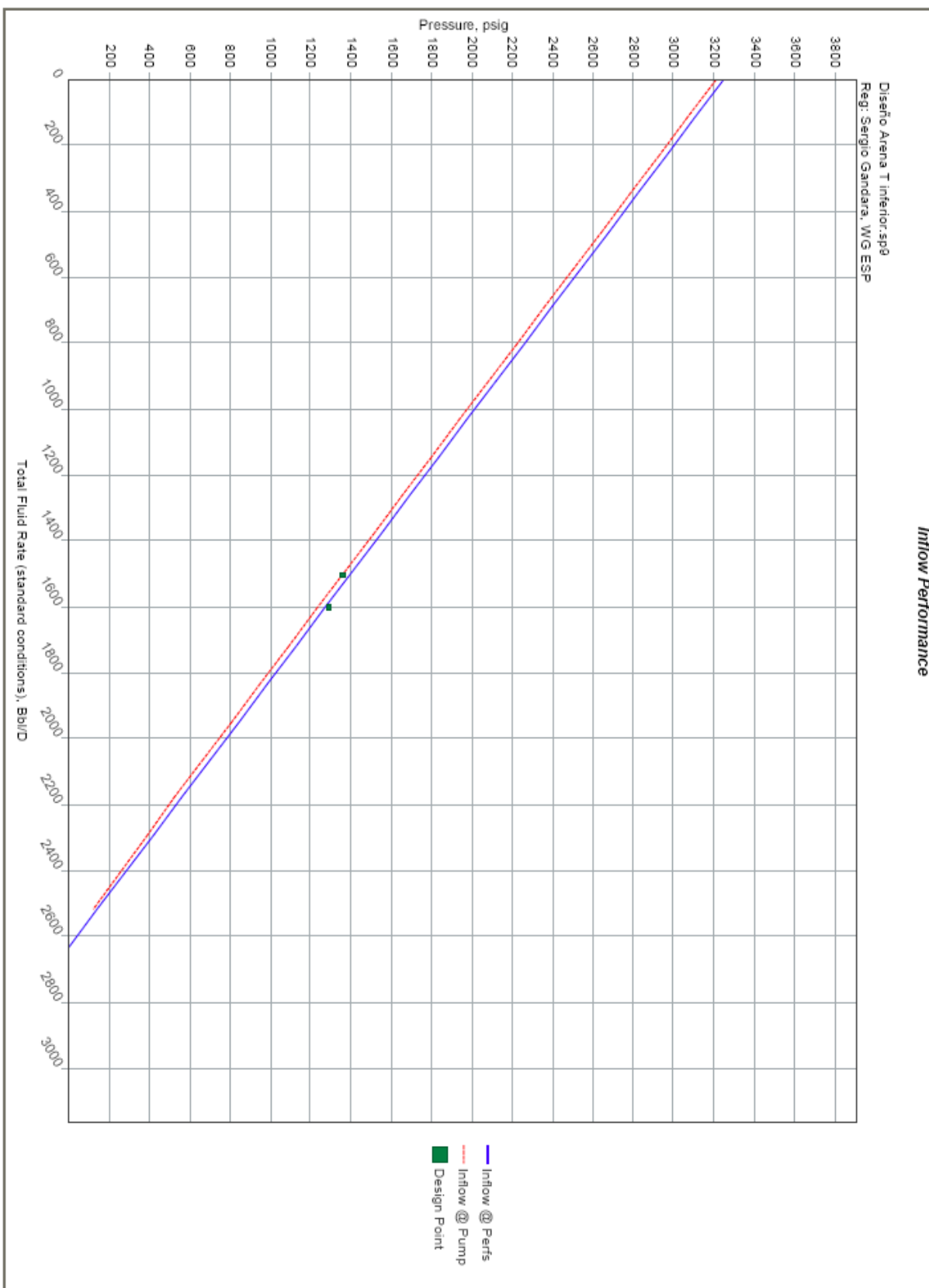
CABLE DATA	
Manufacturer:	ESP
Type:	Powerline 450
Shape:	Flat
Conductor Type:	Stranded
Max. Cond. Temp., °F:	450
Cable Length, ft:	11610
Solve for:	Surface Voltage
Electric Cost, \$/kWH:	0
	Design Freq.
Frequency, Hz	54
Max. Allowable Amps, Amps	142.9
Amperage, Amps	63.3
Kilovolt Amper, KVA	270.7
Kilowatts, Kw	230
Kilowatts, \$/mo	0
Surface Voltage, Volts	2471
Voltage Drop @ 68.0 °F, Volts	351.8
Voltage Drop @ 217.0 °F BHT, Volts	464
Kilowatt Loss, kW	43.1
Cost of Voltage Loss, \$/mo	0
Required Motor Voltage, Volts	2007
Downhole Voltage at Motor, Volts	2007
In-rush Motor Voltage Drop, Volts	1855.9
Minimum Motor Startup Voltage, Volts	615.1
Startup/Operating Ratio, Ratio	0.3
Note:	Surface rates are calculated at standard conditions.

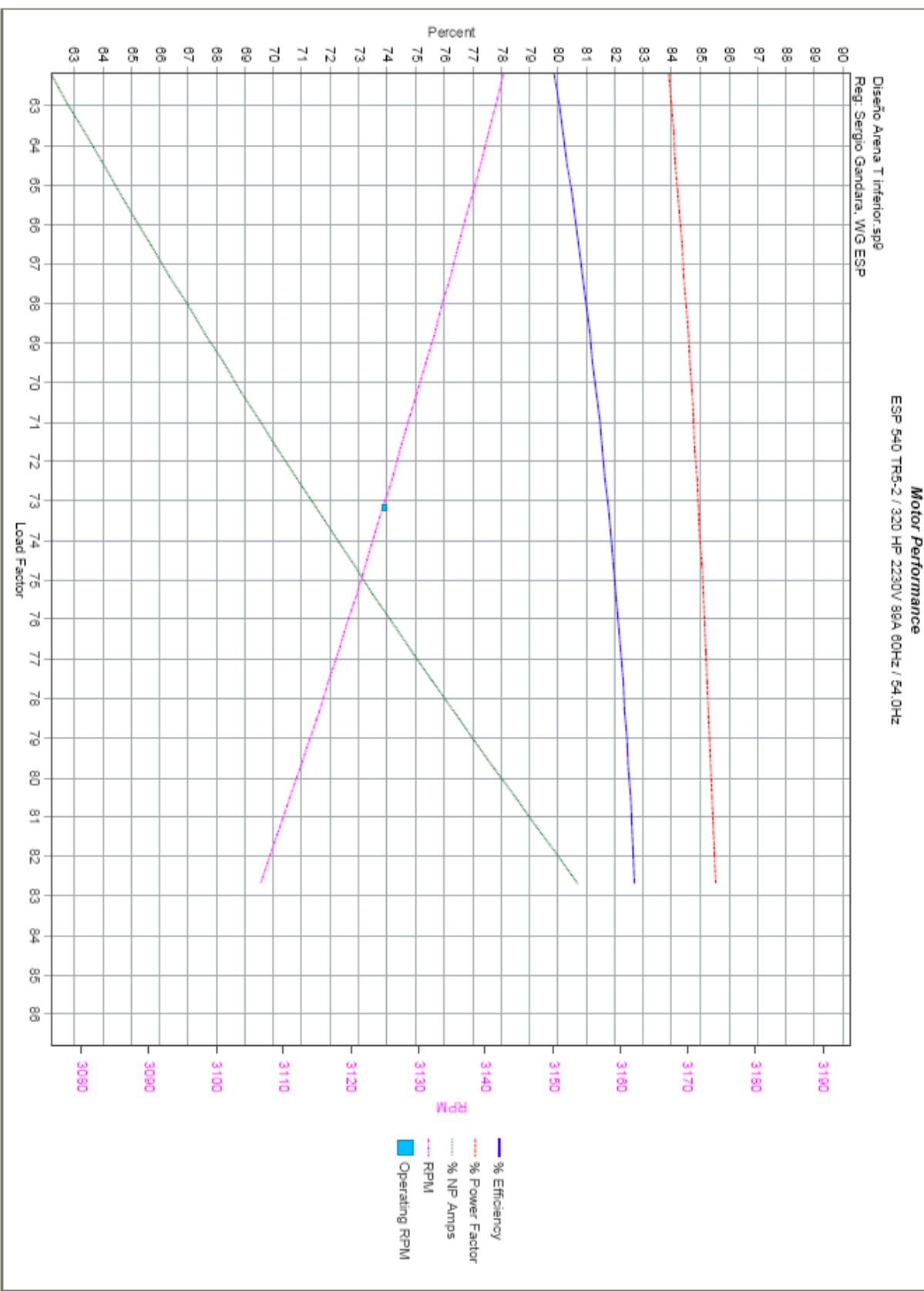
TABLA 3.3.21. REPORTE DE LÍMITES DE LA ARENA T

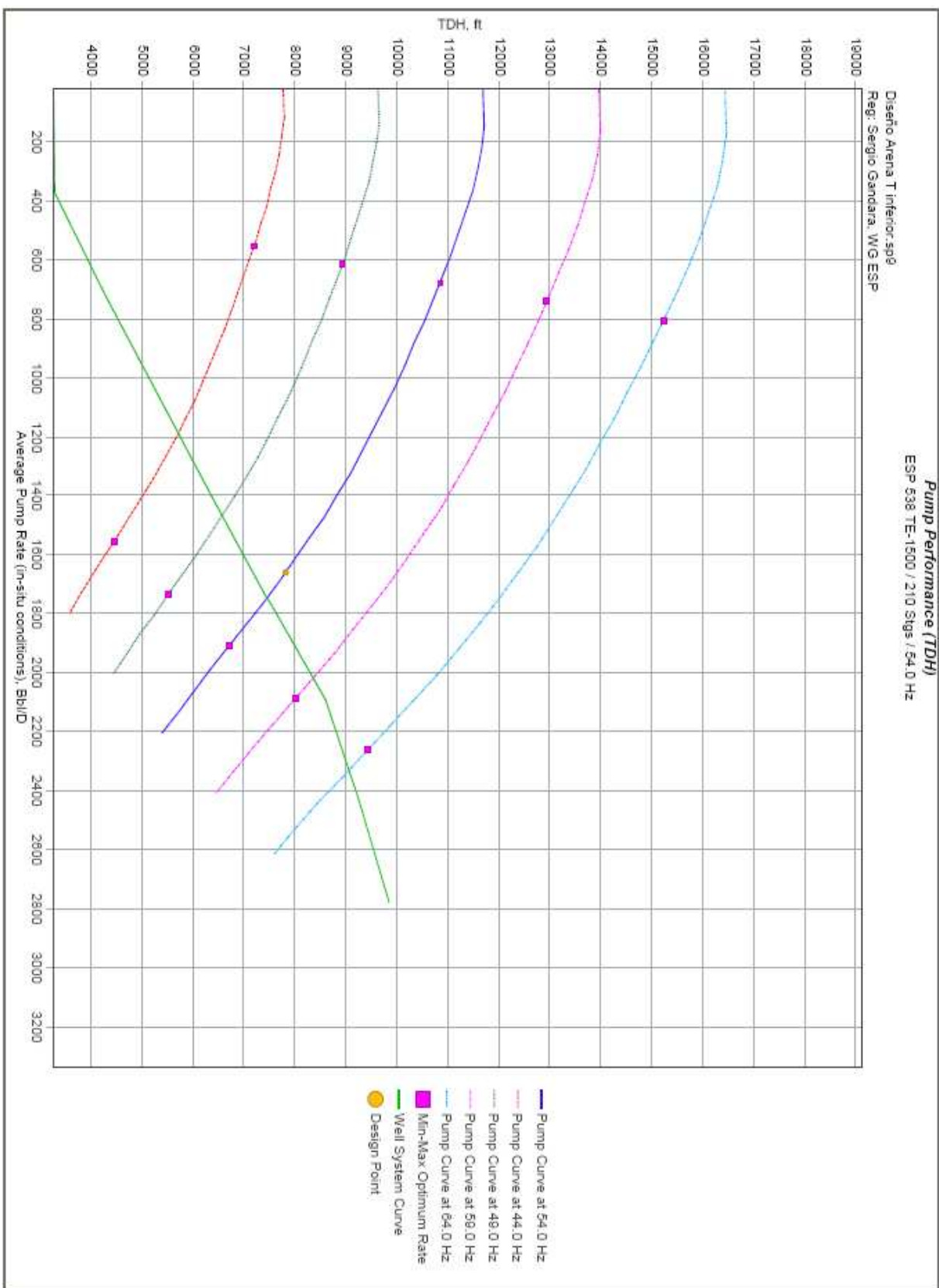
GENERAL DESCRIPTION					
Company Name:		-----			
Well Name:		-----			
Field Name:		-----			
Item Description			Current Value	Warning if	Check Items
CLEARANCES					
Csg ID	6.276 - Pump OD	5.380, in	0.896	< 0.050	
Csg ID	6.276 - Motor OD	5.400, in	0.876	< 0.050	

PUMPING / HOUSING:			
Item Description	Current Value	Warning if	Check Items
Free Gas at Pump Intake (warning), %	0.3	> 10	
Free Gas at Pump Intake (error), %	0.3	> 20	
Average Fluid Viscosity through Pump, SSU	37.7	> 50	
Pump Intake Pressure, psig	1358.5	< 200	
Fluid over Pump Intake, ft	3530.77	< 500	
Standard Shaft Power, HP	210.7	> 230	
High Strength Shaft Power, HP	210.7	> 369	
Standard Housing Burst, psig	4955.5	> 6000	
High Strength Housing Burst, psig	4955.5	> 6000	
Tubing Burst (weakest grade), psig	4955.5	> 3300	Yes
Tubing Burst (strongest grade), psig	4955.5	> 14530	
MOTOR / SEAL:			
Fluid Velocity across Motor, ft/sec	1.75	< 1.000	
Reservoir Temperature, F	217	> 230	
Motor Shaft Power, HP	220.7	> 698	
Well Angle at Pump Intake, Deg	0	> 70.00	
CABLE:			
Cable Gauge	2 Cu		
Clearance on Flat Side, in	0.08		
Minimum Startup Motor Voltage, Volts	615	< 1004	Yes
Motor Voltage, Volts	2007	< 1806 > 2107	
Surface Voltage, Volts, 270.7 KVA	2471	> 5000	
Motor Amperage, Amps	63	> 143	

Inflow Performance







ANEXO No. 3.4.

**DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DUAL
CONCENTRICA CON ESP PACKER.**

